

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

М. О. Кизим, О. В. Лелюк

Економічна безпека України у газовій сфері



ВИДАВНИЧИЙ ДІМ «ІНЖЕК»

ВИДАВНИЧИЙ ДІМ «ІНЖЕК»



ECONOMIC SECURITY OF UKRAINE IN THE GAS SECTOR

Monograph

**Kharkiv
PH «INZHEK»
2014**

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Монографія

Харків
ВД «ІНЖЕК»
2014

УДК 330.341 330.42
ББК 65.9(2)865.050
К 38

*Рекомендовано вченою радою Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку
НАН України (протокол № 7 від 22.07.2014 р.)*

Рецензенти: *Благуи І. С.* – д-р екон. наук, професор, Прикарпатський національний університет імені В. Стефаника (м. Івано-Франківськ)
Булєєв І. П. – д-р екон. наук, професор, Інститут економіки промисловості НАН України (м. Донецьк);
Христіановський В. В. – д-р екон. наук, професор, Донецький національний університет (м. Донецьк)

Кизим М. О., Лелюк О. В.

К 38 Економічна безпека України у газовій сфері: Монографія. – Х.: ВД «ІНЖЕК», 2014. – 232 с. Укр. мова

ISBN 978-966-392-459-5

Монографія присвячена теоретичним, методичним та прикладним питанням формування економічної безпеки України у сфері розподілу природного газу.

Досліджено тенденції видобутку та споживання природного газу у світовій економіці та Україні. Розроблено баланс попиту та пропозиції природного газу в Україні та проаналізовано сферу його розподілу за секторами економіки та регіонами.

Уточнено сутність поняття «енергетична безпека країни», узагальнено сучасні міжнародні та національні підходи до оцінки енергетичної безпеки національного господарства, запропоновано методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері.

Узагальнено закордонний досвід та удосконалено методичні положення з оцінки перспективи видобутку нетрадиційного природного газу на передпроектній стадії. Проведено їх апробацію на прикладі газу щільних піщаників Юзівського майданчику Донецької та Харківської областей.

УДК 330.341 330.42
ББК 65.9(2)865.050

ISBN 978-966-392-459-5

© Кизим М. О., Лелюк О. В., 2014
© ВД «ІНЖЕК», 2014

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ.....	9
1.1. Динаміка та структура використання первинних паливно- енергетичних ресурсів у світовій економіці та Україні	9
1.2. Аналіз тенденцій видобутку та споживання природного газу у світі.....	23
1.3. Особливості українського ринку видобутку та споживання природного газу.....	44
Висновки до розділу 1	60
РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ АСПЕКТИ ОЦІНКИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ.....	62
2.1. Сутність поняття «енергетична безпека країни» та сфера його застосування.....	62
2.2. Теорія та практика оцінки енергетичної безпеки країни.....	74
2.3. Методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері	91
Висновки до розділу 2	114
РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ГАЗОВОЇ НЕЗАЛЕЖНОСТІ УКРАЇНИ.....	117
3.1. Шляхи забезпечення газової незалежності України.....	117
3.2. Аналіз закордонного досвіду видобутку нетрадиційного природного газу	128
3.3. Методичні положення з оцінки перспективи видобутку нетрадиційного природного газу в Україні.....	157
Висновки до розділу 3	174
ВИСНОВКИ.....	180
ЛІТЕРАТУРА	184
ДОДАТКИ.....	205

CONTENTS

INTRODUCTION	7
CHAPTER 1. ALLOCATION OF NATURAL GAS PLACE IN PROMOTING ENERGY SECURITY IN UKRAINE.....	9
1.1. Dynamics and structure of using the primary fuel and energy resources in the world economy and Ukraine	9
1.2. Analysis of trends in production and consumption of natural gas in the world	23
1.3. Features of Ukrainian market natural gas production and consumption	44
Conclusions to Part 1	60
CHAPTER 2. THEORETICAL AND METHODOLOGICAL ASPECTS OF EVALUATION OF ENERGY SECURITY IN THE GAS SECTOR OF UKRAINE.....	62
2.1. The essence of the concept of «energy security of a country» and its scope	62
2.2. Theory and practice of assessing energy security.....	74
2.3. Methodological approach to the evaluation of energy security of Ukraine in the gas sector.....	91
Conclusions to Part 2	114
CHAPTER 3. REASONING OF DIRECTIONS OF UKRAINE'S GAS INDEPENDENCE.....	117
3.1. Ways of insuring gas independence of Ukraine	117
3.2. Analysis of foreign experience in mining of unconventional natural gas	125
3.3. Methodological positions to assess the prospects of unconventional natural gas mining in Ukraine.....	157
Conclusions to Part 3	174
CONCLUSIONS	180
REFERENCES.....	184
APPENDICES	205

ВСТУП

Економічний розвиток країни безпосередньо залежить від своєчасності задоволення енергетичних потреб у ході забезпечення суспільної життєдіяльності. На сьогодні світове співтовариство переймається питаннями зниження залежності економіки країн від постачальників паливно-енергетичних ресурсів та підвищення ефективності їх використання. Дослідження функціонування енергетичних ринків доцільно проводити на всіх рівнях економіки – від глобального до загальнодержавного і навіть регіонального.

Розвіданий паливно-енергетичний потенціал України свідчить про недостатність будь-якого з викопних видів енергоресурсів для задоволення поточних потреб національної економіки, тому вона є високозалежною від імпорту будь-якого з видів палива. Так, частка нетто-імпорту в енергетичному балансі 2012 р. за природним газом складає 62 %, за нафтою та газовим конденсатом – 32 %, за нафтопродуктами – 57 %, за вугіллям – 8 %. Враховуючи недосконалість ринкових структур паливно-енергетичного комплексу, недостатність інвестицій у його розвиток та високу інтенсивність енергоспоживання різними секторами економіки, можна констатувати високі ризики енергетичній складовій економічної безпеки держави. Особливого загострення набуває економічна безпека у сфері розподілу природного газу у зв'язку з високою вагомістю цього виду енергетичного ресурсу для національного господарства (частка природного газу у загальнонаціональному балансі складає 44 %), а також недостатністю запасів та обсягів його видобутку (за наявних обсягів видобутку запасів природного газу вистачить лише на 32 роки).

Розробка науково обґрунтованих підходів до управління сферою розподілу природного газу є складовою рішення проблеми збалансування попиту та пропозиції на ринку енергетичних ресурсів, як запоруки формування економічної безпеки України. Комплексність проблеми розподілу та використання енергетичних ресурсів визначає широке коло досліджень у цьому напрямі. Різні аспекти збалансування кон'юнктури енергетичного ринку досліджували такі вчені як І. Башмаков, В. Бараннік, К. Вінзер, М. Воропай,

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

М. Гнідий, М. Кулик, В. Лір, В. Маляренко, В. Микитенко, Т. Салашенко, А. Сменьковський, О. Суходоля, А. Шевцов, А. Шидловський та ін.

На сьогодні є очевидним, що сформована на державному рівні система взаємовідносин у газовій сфері в Україні не здатна протидіяти негативним екстерналіям, обумовлюючи періодичне виникнення енергетичних криз. Зважаючи на це, успішне розв'язання науково-прикладної задачі щодо розвитку теоретико-методичних положень та практичних рекомендацій відносно формування економічної безпеки України у газовій сфері є актуальним.

Вирішенню даної проблеми і присвячена ця монографія.

Розділ 1

ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ЗАБЕЗПЕЧЕННІ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ

1.1. Динаміка та структура використання первинних паливно-енергетичних ресурсів у світовій економіці та Україні

Промислова революція XVIII ст. обумовила безпрецедентне в історії людства зростання чисельності населення внаслідок підвищення його добробуту. Однією з найбільш значущих причин цього став перехід від використання енергій поновлюваних джерел (сонця, вітру, води) до енергії викопного палива (вугілля, нафта, природний газ). Сьогодні енергія – невід’ємний атрибут життєдіяльності людства, вона прямо чи опосередковано використовується при виробництві всіх благ. Зазначене приводить до збільшення ролі та значимості енергії в життєзабезпеченні людства та функціонуванні економіки.

Сучасні світові тенденції використання енергії формуються в рамках таких явищ як індустріалізація, урбанізація, моторизація та проявляються у: збільшенні обсягу використання енергії, підвищенні ефективності її використання, зростанні споживчого попиту на чисту та зручну енергію [5].

Динаміка використання первинних паливно-енергетичних ресурсів (ППЕР) у світі наведена на *рис. 1.1*, з якого видно, що за період з 1980 по 2012 рр. відбулося збільшення використання ППЕР в 1,9 разів або на 5,84 млрд т н. е. Зменшення споживання ППЕР мало місце лише в 1981 – 1982 рр. та у кризовий 2009 р. У 2012 р. вже знову відбулось зростання використання ППЕР до 12,48 млрд т н. е., або на 10,4 % у порівнянні з докризовим періодом.

Стрімкий розвиток науково-технічного прогресу обумовив перехід на нові види палива, якими у XX ст. стали природний газ та нафта.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

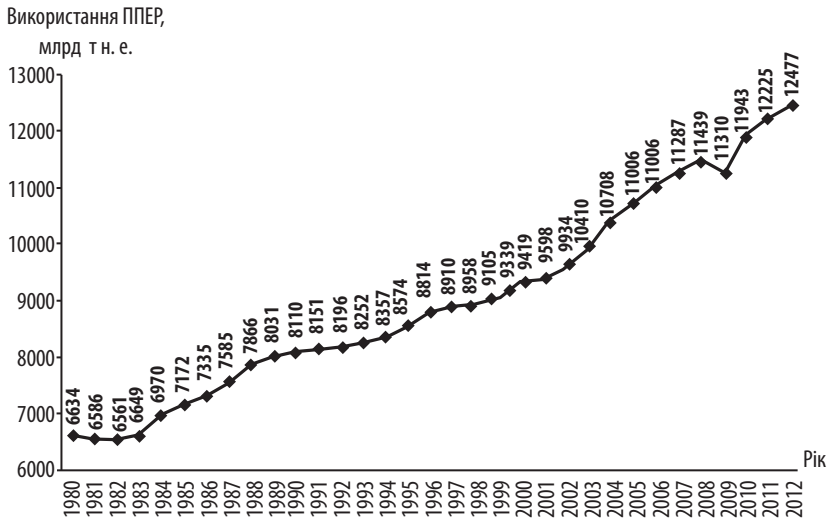


Рис. 1.1. Динаміка використання ППЕР у світі в 1980 – 2012 рр.
(побудовано за даними [129])

Отже, можемо вважати, що споживання ППЕР є високочутливим до економічного зростання світової економіки. На рис. 1.2 наведено прогноз British Petroleum використання ППЕР у світі до 2030 р.

Виходячи із рис. 1.2, видно, що використання ППЕР має зростаючу тенденцію на довгострокову перспективу. Прогнозується, що використання ППЕР у 2030 р. зросте майже в 1,4 рази у порівнянні із 2010 р. або на 4,74 млрд т н.е, сягнувши 16,72 млрд т н. е.

Динаміку використання ППЕР у світі в 1980 – 2012 рр. за їх видами наведено на рис. 1.3.

Як видно з рис. 1.3, у період з 1980 р. по 2012 р. спостерігається збільшення обсягів споживання всіх видів ППЕР у світі, а саме:

- 1) нафти – в 1,4 рази, досягши 4,13 млрд т н. е.;
- 2) вугілля – в 2,1 рази або до 3,73 млрд т н. е.;
- 3) природного газу – в 2,3 рази або до 2,99 млрд т н. е.;
- 4) ядерної електроенергії – в 3,5 разів та склало 0,56 млрд т н. е.;

РОЗДІЛ 1. Визначення місця природного газу в забезпеченні енергетичної безпеки України

Використання ППЕР,

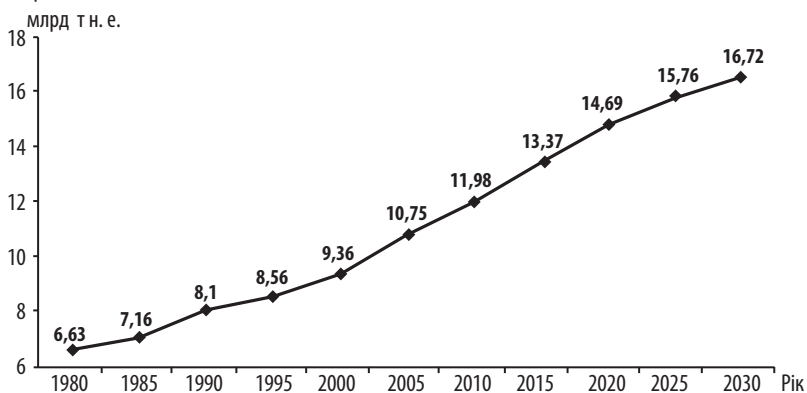


Рис. 1.2. Прогноз використання ППЕР у світі до 2030 р.
(побудовано за даними [128; 129])

Використання ППЕР,

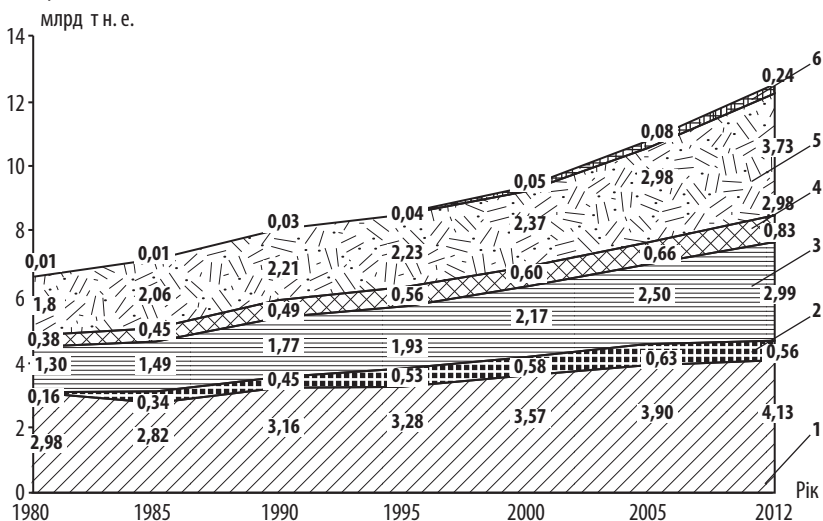


Рис. 1.3. Динаміка використання ППЕР у світі в 1980 – 2012 рр. за їх видами
(побудовано за даними [129]): 1 – нафта; 2 – ядерна електроенергія; 3 – природний газ;
4 – гідроелектроенергія; 5 – вугілля; 6 – енергії з інших поновлюваних джерел

- 5) гідроелектроенергії – в 2,2 рази і склало 0,83 млрд т н. е.
- 6) енергії з інших поновлюваних джерел – почало активно розвиватися тільки з 1980 р. та в 2012 р. збільшилося до 0,24 млрд т н. е.

Отже, зростання використання окремих видів ППЕР у світі відбувається непропорційно. Найбільший приріст демонстрували ядерна електроенергія – в 7 разів; на другому місці природний газ – в 2,8 рази; далі гідроелектроенергія – в 2,5 рази; вугілля – в 2,3 рази, а нафта – в 1,5 рази.

Незважаючи на досить значне збільшення споживання ядерної електроенергії, гідроелектроенергії та енергії з інших поновлюваних джерел, їх фактичні обсяги споживання в 2012 р. сумарно не перевищували жодного виду викопного палива. Виходячи з цього можна зробити висновок про домінування у світовому паливно-енергетичному балансі викопних видів ППЕР.

На рис. 1.4 наведено динаміку темпів приросту використання трьох основних викопних видів ППЕР та їх сумарного використання в 1980 – 2012 рр.

Виходячи з рис. 1.4, можна стверджувати, що серед викопних видів ППЕР найбільші темпи зростання демонстрував природний газ, темп приросту якого в 2012 р. перевищував відповідний показник за загальносвітовим використанням ППЕР майже на 77 %, а вугілля та нафту – більш ніж на 44,8 % та 126,4 % відповідно. Зазначене свідчить про зростання ролі природного газу як світового енергетичного ресурсу. Поширенню природного газу сприяла його багатоальтернативність використання: високоекономічне паливо для електростанцій, у чорній та кольоровій металургії, цементній та скляній промисловості, у процесі виробництва будматеріалів та для комунально-побутових потреб, а також як сировина для отримання багатьох органічних сполук.

На рис. 1.5 наведено прогноз світового використання ППЕР до 2030 р. за видами, з якого видно, що зростання продемонструють всі види енергетичних ресурсів: споживання нафти зросте на 0,63 млрд т н.е. або на 15 %; природного газу – на 1,26 млрд т н. е. або на 42 %; вугілля – на 0,97 млрд т н. е. або на 26 %; ядерної електроенергії – на 0,41 млрд т н. е. або на 73 %; гідроелектроенергії – на 0,33 млрд т н. е. або на 40 %, а енергії з інших поновлюваних джерел – на 0,64 млрд т н. е. або на 366 %.

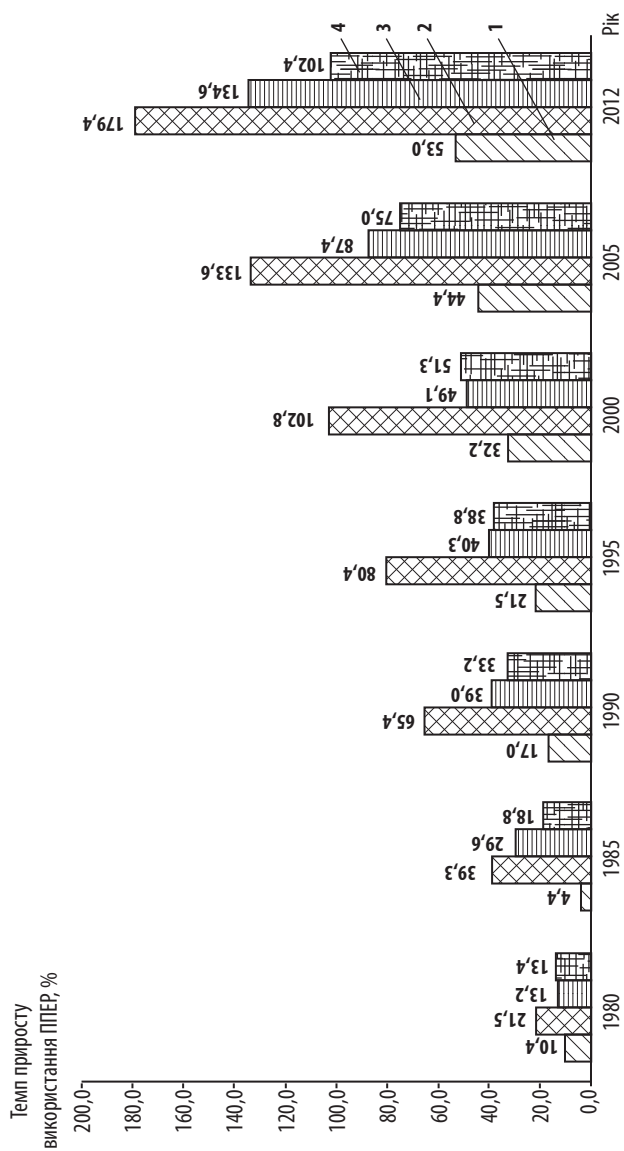


Рис. 1.4 . Динаміка темпів зростання ППЕР у 1970–2012 рр. за їх видами (побудовано на основі даних [129]): 1 – вугілля 2 – нафта; 3 – природний газ; 4 – загальновсвітське споживання ППЕР

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

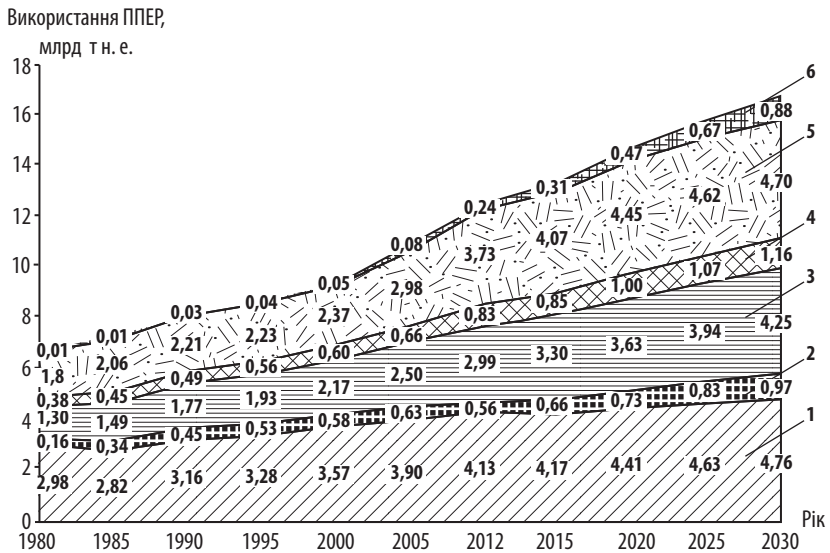


Рис. 1.5. Прогноз використання ППЕР у світі до 2030 р. за їх видами (побудовано за даними [128, 129]): 1 – нафта; 2 – ядерна електроенергія; 3 – природний газ; 4 – гідроелектроенергія; 5 – вугілля; 6 – енергії з інших поновлюваних джерел

Таким чином, до 2030 р. найбільше зростання продемонструють непаливні види енергоресурсів, але, незважаючи на це, їх сумарне значення так і не сягне жодного з видів вуглеводневих ППЕР. Серед викопних енергетичних ресурсів найбільший приріст показуватиме природний газ, що є свідченням його надзвичайної важливості для світового господарства.

На рис. 1.6 зображено структуру використання ППЕР у світі в 1980 – 2030 рр.

Як видно з рис. 1.6, у структурі використання ППЕР, починаючи з 1980 р., наявна тенденція постійного зростання частки природного газу у світовому паливно-енергетичному балансі. Хоча домінуючим видом ППЕР й досі залишається нафта (33,1%), природний газ поступово витісняє її. Так, частка нафти в 2012 р. скоротилася на 11,8%, тоді як частка природного газу зросла на 3,6%. Аналогічно природний газ стає активним конкурентом ву-

РОЗДІЛ 1. Визначення місця природного газу в забезпеченні енергетичної безпеки України

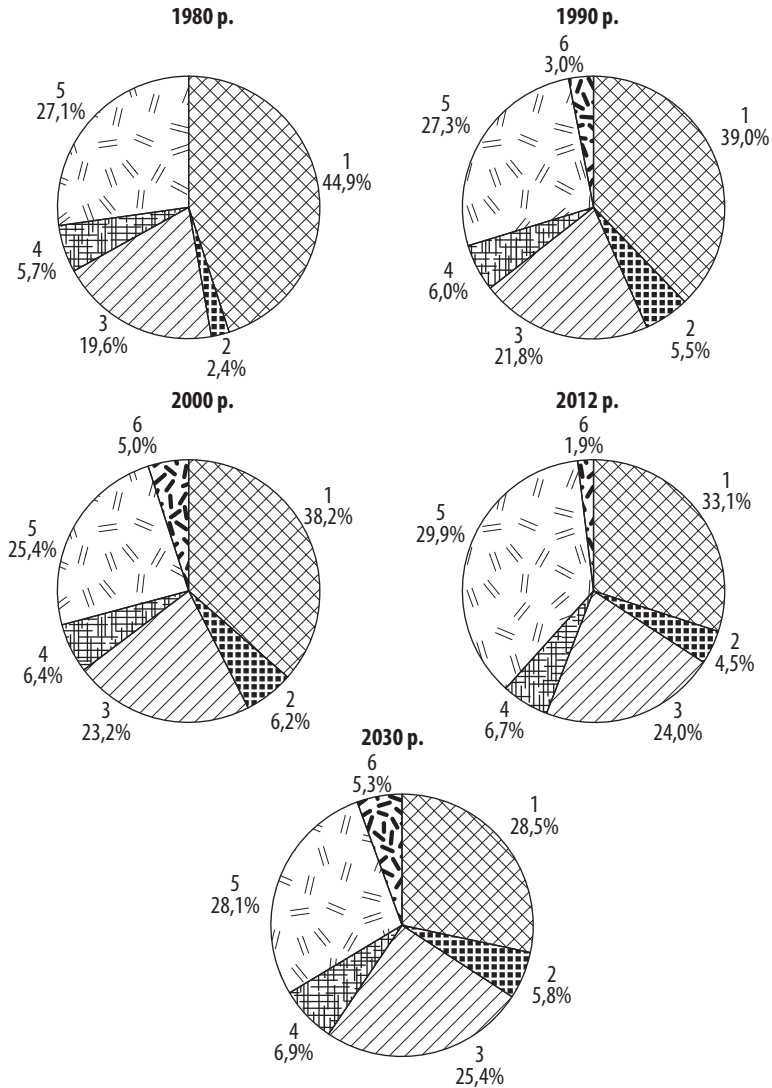


Рис. 1.6. Структура використання ППЕР у світі в 1980 – 2030 рр. (побудовано за даними [128, 129]): 1 – нафта; 2 – ядерна електроенергія; 3 – природний газ; 4 – гідроелектроенергія; 5 – вугілля; 6 – енергії з інших поновлюваних джерел

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

гілля, частка якого у світовому паливно-енергетичному балансі також має тенденцію до скорочення.

Прогнозна структура світової енергопропозиції в 2030 р. демонструє зближення вагомості вуглеводневих видів ППЕР. Так, частка нафти в 2030 р. складе 28,5 %, що на 4,6 % менше показника 2012 р., частка вугілля зменшиться на 1,8 % і становитиме 28,1 %, а природного газу збільшиться на 1,4 % і складе 25,4 %.

На рис. 1.7 наведена структура первинної енергопропозиції за регіонами світу в 2012 р.

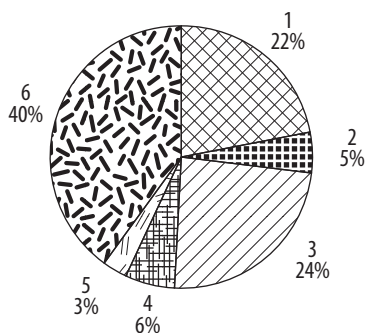


Рис. 1.7. Структура використання ППЕР за регіонами світу в 2012 р.:

1 – Північна Америка; 2 – Південна та Центральна Америка; 3 – Євразія; 4 – Близький Схід; 5 – Африка; 6 – Азіатсько-Тихоокеанський регіон

У регіональній структурі споживання ППЕР у 2012 р. найбільшу частку займав Азіатсько-Тихоокеанський регіон – 40 % (який демонстрував найбільше економічне зростання, що вимагало значних енергозатрат), на другому місці за цим показником Євразія – 24 %, основну складову енергоспоживання якої займає високоенергомістка Російська Федерація, далі Північна Америка – 22 %, Близький Схід – 6 %, Південна та Центральна Америка – 5 %, Африка – 3 %.

Треба зазначити, що регіони світу значно різняться за структурою споживання ППЕР (рис. 1.8).

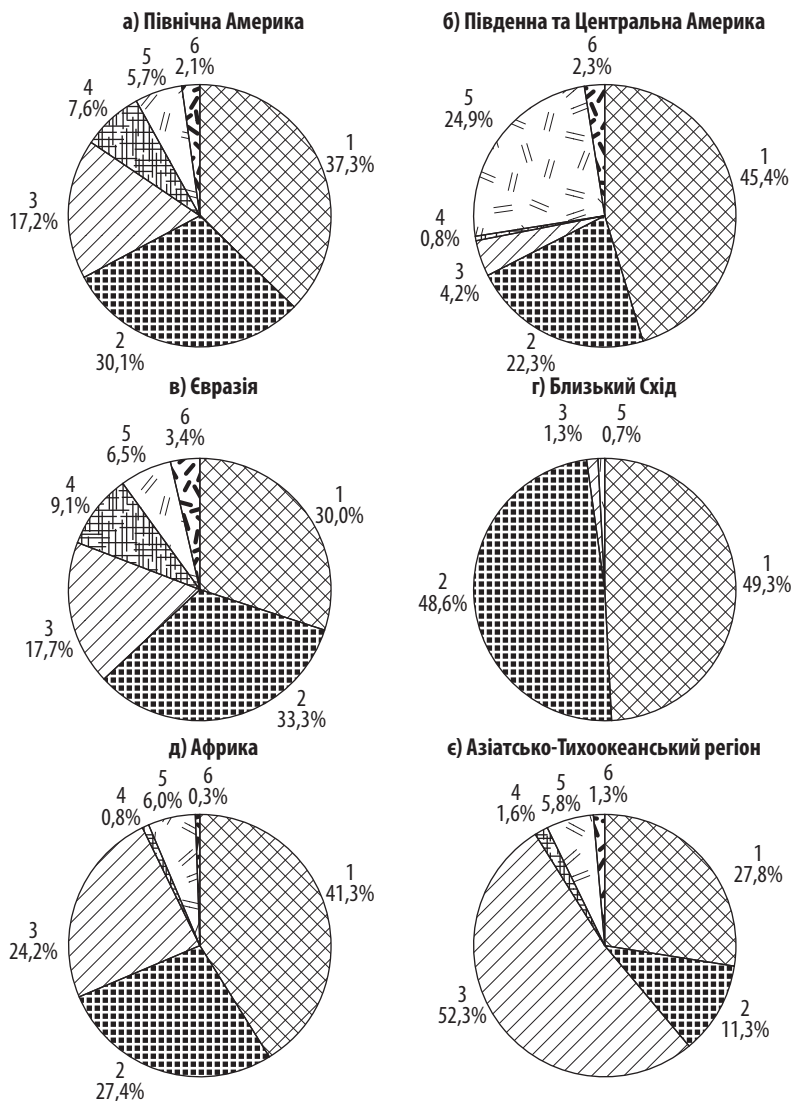


Рис. 1.8. Структура використання ППЕР за видами в окремих регіонах світу в 2012 р. (побудовано за даними [128, 129]): 1 – нафта; 2 – природний газ; 3 – вугілля; 4 – ядерна електроенергія; 5 – гідроелектроенергія; 6 – енергії з інших поновлюваних джерел

Із рис. 1.8 видно, що структура використання ППЕР в регіонах світу неоднакова. Так, нафта є основним енергетичним ресурсом у 4 регіонах світу, а саме: в Північній Америці її частка складає 37,3 %, в Південній та Центральній Америці – 45,4 %, на Близькому Сході – 49,3% та в Африці – 41,3 %. Вугілля домінує в Азіатсько-Тихоокеанському регіоні – 52,3 %. Природний газ займає провідну позицію у структурі споживання ППЕР Євразії – 33,3 %.

Отже, можна зробити висновок про поступове заміщення природним газом таких видів енергетичних ресурсів як нафта та вугілля. Споживання природного газу є перспективним напрямком, оскільки при його згоранні мають місце більш низькі шкідливі викиди (зокрема, що дає змогу отримувати вигоди за Кіотським протоколом), а також є наявною достатня ресурсна база.

Поширенню споживання природного газу сприяло також його розповсюдження як моторного палива для транспортних засобів, внаслідок чого потреби нафти у світі постійні скорочуються.

Природний газ – найбільш безпечний енергоносіє серед усіх викопних видів палива, і в даний час не простежується рівноцінних альтернатив розширенню його застосування. Використання природного газу дозволить вирішити одне з глобальних завдань – досягнення світового сталого енергозабезпечення без перевищення допустимого навантаження на існуючу екосистему.

Перспективність прискороного розвитку світової газової галузі визначається також можливістю вирішення енергетичних та економічних проблем в промисловості, побутовому та енергетичному секторах, сільському господарстві, транспорті, сфері послуг на основі нових технологічних рішень.

Обсяг і структура споживання природного газу в світовому господарстві відчувають на собі вплив факторів попиту та пропозиції. Серед факторів попиту визначальним є попит з боку енергомістких галузей промисловості – хімічної, металургійної, машинобудування та ін., який безперервно зростає. Значним фактором зростання попиту на газ виступає також зростання особистого споживання, частка якого в загальному енергобалансі постійно збільшується, особливо в групі промислово розвинених країн світу. Зростає також попит на енергію з боку сфери послуг та громадського сектора. До групи факторів пропозиції відносяться запаси газу, обсяг його видобутку

і транспортування до кінцевого споживача. У перерахуванні на умовне паливо запаси газу наблизилися до доведених запасів нафти, а нинішній видобуток газу складає менше 60 % від нафтовидобутку.

За експертними оцінками, світова газова промисловість у найближчі 20 років вийде на «плато» найвищого газовидобутку, за яким наступить її спад з усіма пов'язаними негативними наслідками для газозалежних країн, до яких відноситься і Україна.

Розглянувши світові тенденції та структуру використання ППЕР, проаналізуємо їх в Україні. На *рис. 1.9* наведена динаміка споживання ППЕР в Україні.

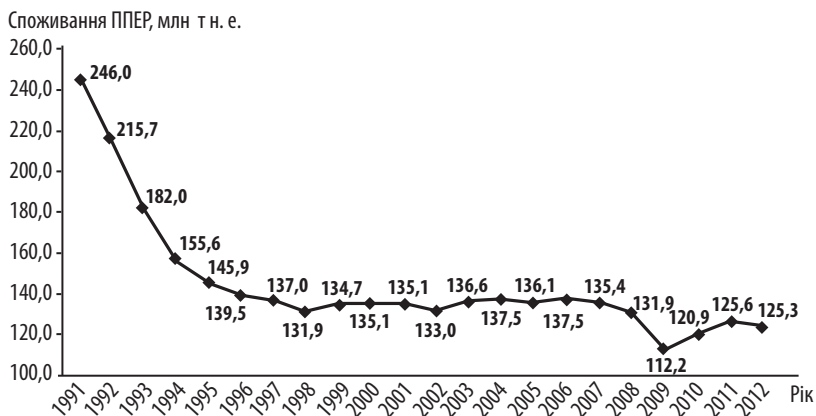


Рис. 1.9. Динаміка використання ППЕР в Україні за 1991 – 2012 рр. [129]

Використання ППЕР в Україні, на протигагу світовій тенденції, скорочується. Загальна динаміка використання ППЕР в Україні може бути розглянута з виділенням чотирьох періодів: 1991 – 1996 рр., 1997 – 2007 рр., 2008 – 2009 рр. та 2010 – 2012 рр. Період з 1991 р. по 1996 р. характеризуються руйнуванням радянських господарських зв'язків, внаслідок чого відбувається суттєве скорочення споживання ППЕР щонайменше на 7 млн т н. е. на рік. У період з 1997 р. по 2007 р. відбувалось коливання величини використання ППЕР від 138 млн т н. е. до 132 млн т. н.е. на рік. У 2008 – 2009 р. Україна якнайгостріше відчула вплив світової фінансової кризи: обсяги економічної діяльності у національному господарстві та споживання ППЕР скоротилися в 2009 р. у порівнянні з 2008 р. на 15 %. Період 2010 – 2012 рр.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

та по цей час можна вважати періодом економічної стагнації, внаслідок чого споживання ППЕР залишається в межах 120 – 125 млн т н. е. Загалом споживання ППЕР в Україні має тенденцію до зниження, що є наслідком їх структурної економії та економії на масштабах виробництва.

Динаміка споживання окремих видів ППЕР у 1991 – 2012 рр. в Україні показує різновекторні тенденції (рис. 1.10).

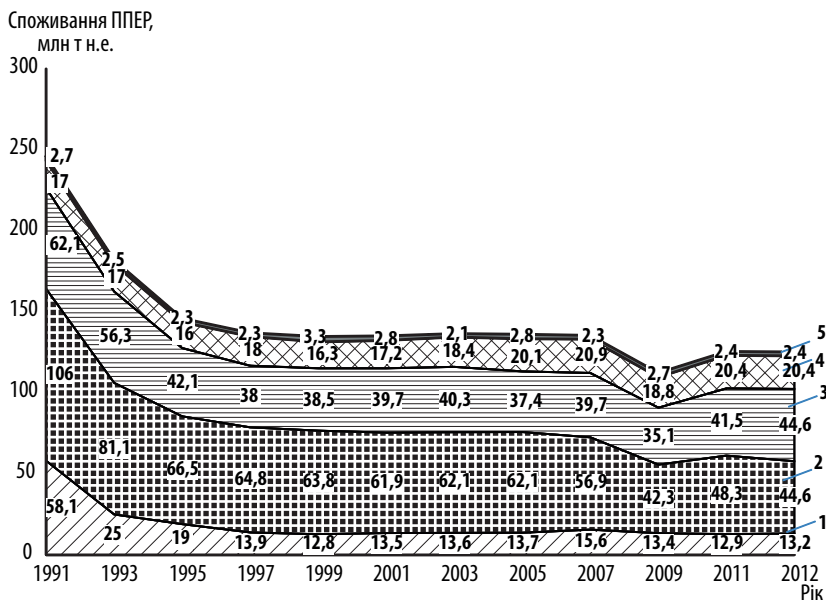


Рис. 1.10. Динаміка використання ППЕР в Україні в 1991 – 2012 рр.
(побудовано за даними [129]): 1 – нафта; 2 – природний газ; 3 – вугілля;
4 – ядерна електроенергія; 5 – гідроелектроенергія.

У 2012 р. у порівнянні з 1991 р. відбувалося скорочення споживання основних видів ППЕР в українській економіці: використання природного газу скоротилося на 58 %, нафти – на 77 %, вугілля – на 28 %. Однак причини цих скорочень різні. Так, зменшення споживання природного газу в перші 10 років існування України було наслідком скорочення обсягів економічної діяльності, тоді як із 2000 р. є результатом цілеспрямованих дій щодо зменшення газової залежності національної економіки. Споживання нафти ско-

РОЗДІЛ 1. Визначення місця природного газу в забезпеченні енергетичної безпеки України

ротилося під впливом поступового руйнування національного нафтопереробного комплексу. Споживання вугілля мало мінливі тенденції, що характеризувалися як його заміщенням природного газу (є причиною зростання споживання), так і скороченням обсягів економічної діяльності металургійних підприємств.

Окремо слід відзначити характерне як для світової економіки, так і для України збільшення використання ядерної енергії. Так, використання ядерної енергії в Україні збільшилось на 20 % і склало в 2012 р. 20,4 млн т н. е. Використання гідроенергії залишилося майже без змін у порівнянні з 1991 р. і склало в 2012 р. 2,4 млн т н. е.

Споживання ППЕР дає змогу оцінити енергоефективність економіки України та порівняти її з іншими країнами світу. Так, як зазначає В. В. Микищенко [73], «енергоефективність – це властивість складних систем, що характеризує обсяг випуску продукції на одиницю спожитої енергії». У табл. 1.1 наведено аналіз енергоефективності економіки України та її порівняння із значеннями в країнах ОЕСР та світі.

Таблиця 1.1

Аналіз енергоефективності економіки України за 2005–2012 рр., тис. дол. США / т н. е. (розраховано за даними [163])

Рік	Україна	ОЕСР	Світ	Відхилення (+/-)	
				України до ОЕСР	України до світу
2005	2,00	5,55	4,76	-3,55	-2,76
2008	2,50	6,25	5,26	-3,75	-2,76
2010	2,50	6,25	5,26	-3,75	-2,76
2012	2,32	7,14	5,26	-4,82	-2,94

Виходячи із табл. 1.1, у світі спостерігається тенденція до підвищення енергоефективності. У порівнянні з 2005 р. в 2012 р. енергоефективність світової економіки зростає на 0,5 тис. дол. США / т н. е., у т. ч. у країнах ОЕСР – на 1,59 тис. дол. США / т н. е. У той же час в Україні має місце зворотна тенденція. Так, у порівнянні з 2008 р. енергоефективність української економіки скоротилася в 2012 р. на 0,18 тис. дол. США / т н. е.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

У порівнянні із середньосвітовими значеннями Україна відставала в 2012 р. за показником енергоефективності на 2,94 тис. дол. США /т н. е., а від країн ОЕСР – на 4,82 тис. дол. США /т н. е. Значний розрив між енергоефективністю України та світу є, перш за все, наслідком паливно-сировинної спрямованості національної економіки та технологічної застарілості.

Структура споживання ППЕР в Україні за окремими роками наведена на рис. 1.11, виходячи з якого можна констатувати суттєві зміни у споживанні ППЕР в Україні. Так, частка використання нафти в 2012 р., у порівнянні з 1991 р., знизилася на 13,1 % і склала 10,5 %. Частка вугілля зросла на 10,3 % і склала 35,6 %. Частка ядерної енергії зросла на 9,4 % і склала 16,9 %. Частка гідроенергії також зросла на 0,8 % і склала 1,9 %. Щодо частки використання природного газу, то з 1991 р. по 2012 р. його питома вага скоротилася на 7,5 % та склала 35,6 % від загального енергоспоживання в країні.

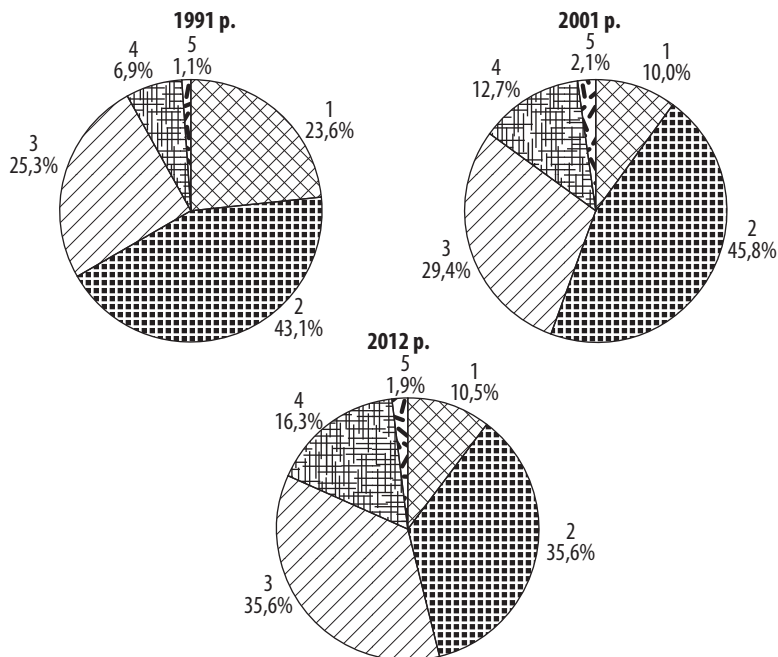


Рис. 1.11 . Структура використання ППЕР в Україні в 1991 – 2012 рр.
(побудовано за даними [129]): 1 – нафта; 2 – природний газ; 3 – вугілля;
4 – ядерна електроенергія; 5 – гідроелектроенергія

Таким чином, головними енергоресурсами в країні є природний газ та вугілля, які займали в 2012 р. 35,6 % кожний у структурі національного паливно-енергетичного балансу. Однак, якщо вугілля є власним джерелом задоволення енергетичних потреб національного господарства, то щодо природного газу, Україна не має достатніх його запасів, що призводить до її газової залежності від країн-експортерів та становить загрозу її економічній безпеці.

Порівняння структури споживання ППЕР в Україні та світі в цілому дає змогу виділити особливості національного енергоспоживання. *По-перше*, домінуюче місце в національному паливно-енергетичному балансі посідає природний газ, тоді як найбільша частка споживання ППЕР у світі приходить на нафту. *По-друге*, частка нафти в первинній енергопропозиції України є незначною внаслідок занепаду національного нафтопереробного комплексу. *По-третьє*, вугілля є основою формування національної енергопропозиції за рахунок внутрішніх джерел та посідає вагомe місце у паливно-енергетичному балансі. *По-четверте*, незважаючи на наявність багатьох річок, частка гідроелектроенергії у структурі є незначною.

Отже, специфічність структури паливно-енергетичного балансу в Україні проявляється в переважному споживанні природного газу, рівень внутрішніх запасів та видобутку якого не відповідає значним обсягам його споживання, при цьому доступність даного енергоресурсу на зовнішніх ринках не диверсифікована та пов'язана зі значними економіко-політичними ризиками для національної економічної безпеки.

У цілому національна економіка споживає природного газу майже в три рази більше, ніж видобуває. Така диспропорція видобутку та споживання природного газу обумовлює залежність української економіки від його імпорту. Україна посідає одне з лідируючих місць в світі за обсягами його імпорту.

1.2. Аналіз тенденцій видобутку та споживання природного газу у світі

Однією зі стійких тенденцій останнього часу є зростаюче значення природного газу в енергетичному балансі світу. Забезпеченість запасами при-

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

родного газу у світі на кінець 2012 р. складала близько 187,3 трлн куб. м, з яких у 2012 р. було видобуто близько 3,4 трлн куб. м. Це свідчить про те, що при існуючому рівні видобутку запасів природного газу у світі залишилося лише на 56,5 роки. Однак необхідно відмітити, що потенційні запаси газу оцінюються набагато вище та із року в рік переоцінюються в сторону зростання. На рис. 1.12 наведена динаміка світових запасів природного газу в 1980 – 2012 рр.

Виходячи з рис. 1.12, видно, що доведені запаси природного газу у світі збільшилися в 2012 р., у порівнянні із 1980 р., у 2,6 рази. Така тенденція є результатом цілеспрямованої дії щодо розвідувального буріння з використанням сучасних технологій та включення важкодоступних покладів до категорії розвіданих. Отже, незважаючи на занепокоєність світової спільноти щодо швидкого вичерпання запасів цих вуглеводнів, можна припустити про значний потенціал, що ще залишається в надрах. Перспективи видобутку запасів природного газу пов'язують із покладами на значних глибинах, у тугих колекторах та газовими гідратами.

На рис. 1.13 та табл. А.1.1 (додаток А) наведено розподіл запасів природного газу за регіонами світу в 1990 – 2012 рр.

Згідно з даними, наведеними на рис. 1.13, найбільші запаси природного газу зосереджені на Близькому Сході (Іран, Ірак, Саудівська Аравія, Катар та ін.) – 80,5 трлн куб. м та Євразії (Російська Федерація, Туркменістан, Узбекистан, Норвегія та ін.) 58,4 трлн куб. м, що становило відповідно 43,0 % та 31,2 % у 2012 р. На південну півкулю (Північна, Південна та Центральна Америка) припадає 9,9 % запасів, на Азіатсько-Тихоокеанський регіон – 8,2 %, та на Африку – 7,7 %. Отже, запаси природного газу розподілені по земній кулі нерівномірно, що призводить до необхідності газодефіцитних країн пристосовуватися до умов товарної та цінової політики газозабезпечених країн.

Протягом 1990 – 2012 рр. відбуваються істотні зміни у структурі, пов'язані із розширенням запасів природного газу експортоорієнтованих країн Близького Сходу та Євразії. У 2012 р. у порівнянні з 2000 р. спостерігалось зростання питомої ваги запасів, зосереджених в Північній Америці (США та Канада) за рахунок активної розвідки та введення у промислову експлуатацію покладів нетрадиційного природного газу.

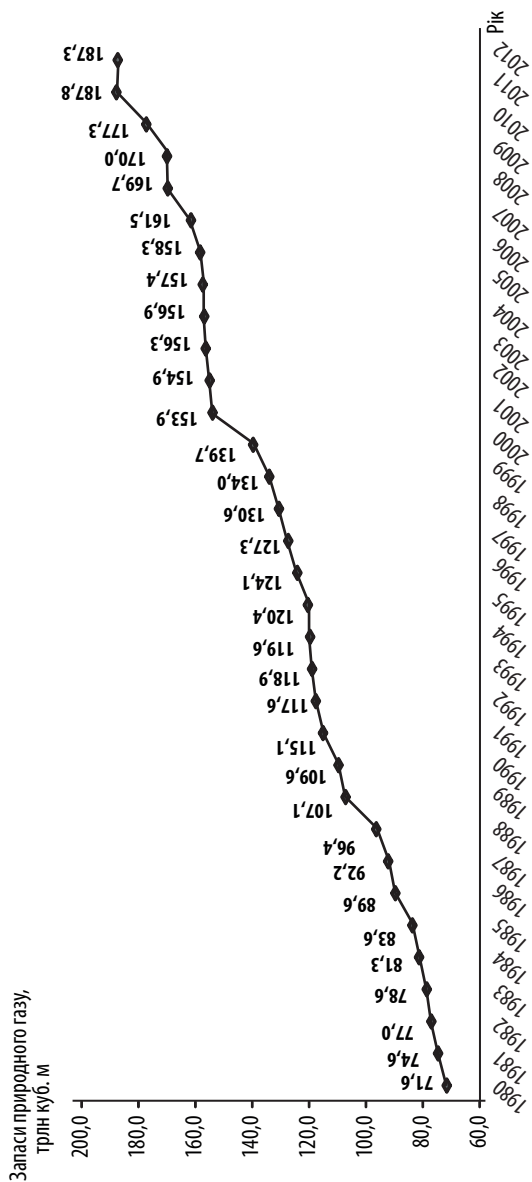


Рис. 1.12. Динаміка світових розвіданих запасів природного газу в 1980 – 2012 рр. [129]

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

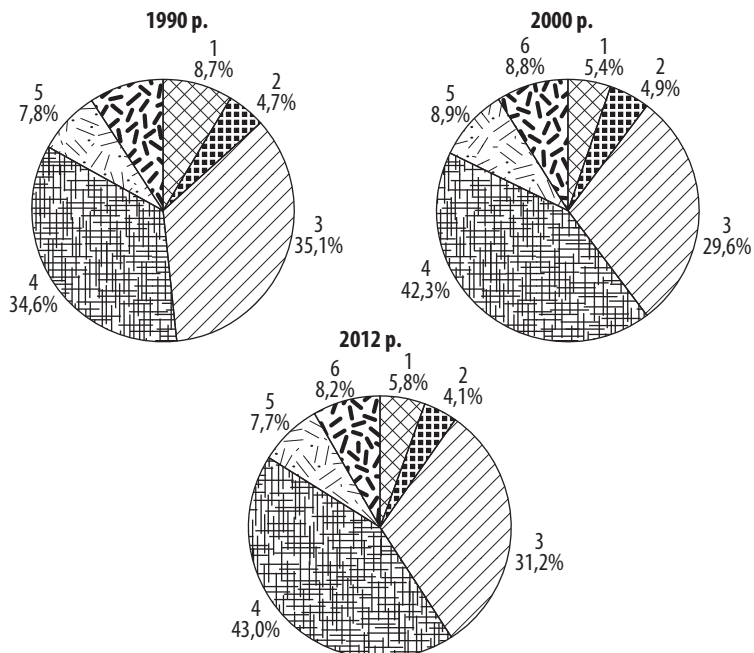


Рис. 1.13. Структура доведених запасів природного газу за регіонами світу у 1990 – 2012 рр.

(побудовано за даними [129]): 1 – Північна Америка; 2 – Південна та Центральна Америка; 3 – Євразія; 4 – Близький Схід; 5 – Африка; 6 – Азіатсько-Тихоокеанський регіон

Лідерами за запасами природного газу виступають Іран – 33,6 трлн куб. м, Російська Федерація – 32,6 трлн куб. м, Катар – 25,1 трлн куб. м. Суттєвий приріст запасів природного газу мав місце в Катарі – на 443 % (з 4,6 трлн куб. м у 1990 р. до 25,1 трлн куб. м у 2012 р.), Єгипті – на 438 % (з 0,4 трлн куб. м у 1990 р. до 2,0 трлн куб. м у 2012 р), Австралії – на 305,5 % (з 0,9 трлн куб. м у 1990 р. до 2,0 трлн куб. м у 2012 р.).

Запаси природного газу України є незначними та становлять лише 0,3 % від загальносвітових, хоча у порівнянні з 2000 р. вони дещо збільшилися та становили 642 млрд куб. м у 2012 р.

На *рис. 1.14* наведена динаміка видобутку природного газу у світі в 1980 – 2012 рр.

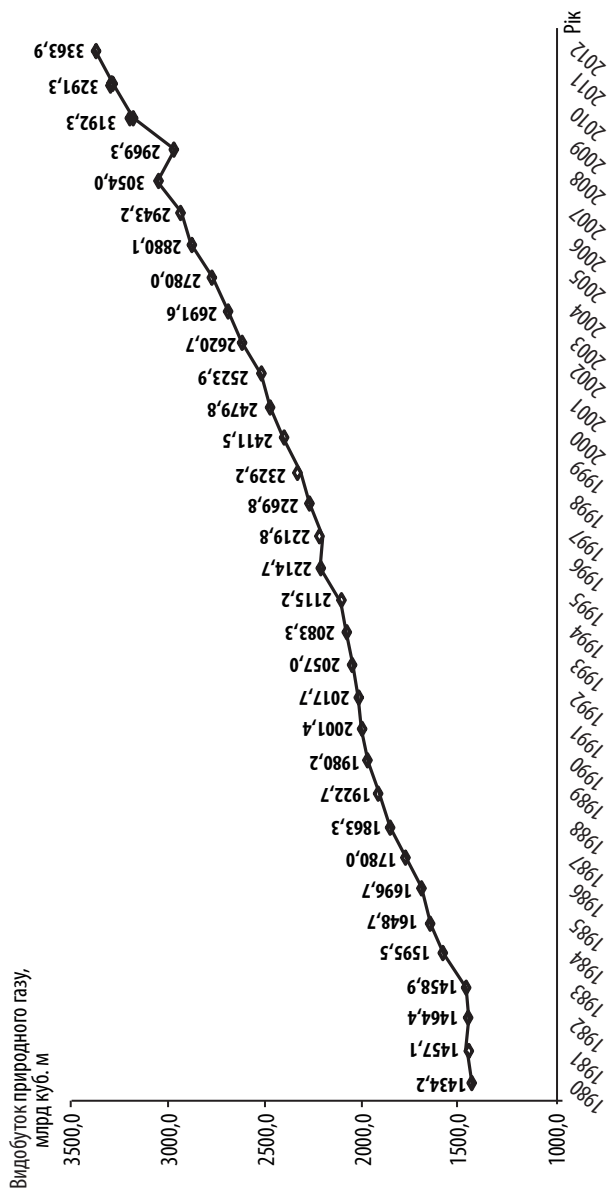


Рис. 1.14. Динаміка видобутку природного газу у світі в 1980 – 2012 рр. [129]

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Виходячи з рис. 1.14, можна відзначати поступове зростання видобутку природного газу з року на рік, винятком став лише показник кризового 2009 р. Із 1980 р. по 2012 р. обсяг видобутку природного газу збільшився в 2,3 рази, з 1,4 трлн куб. м до 3,4 трлн куб. м.

У регіональному розрізі у світі (рис 1.15 та табл. А.1.2) мала місце тенденція до збільшення обсягів видобутку природного газу. Як видно з рис. 1.15, найбільш стрімке зростання видобутку природного газу демонстрували країни Близького Сходу, де в 2012 р. було видобуто у 5,4 рази більше у порівнянні з 1990 р. Найменше зростання спостерігалось в Євразії (на 7,7 %), але, незважаючи на цей факт, саме цей регіон залишається лідером за видобутком газоподібних вуглеводнів.

Видобуток природного газу,
млрд куб. м

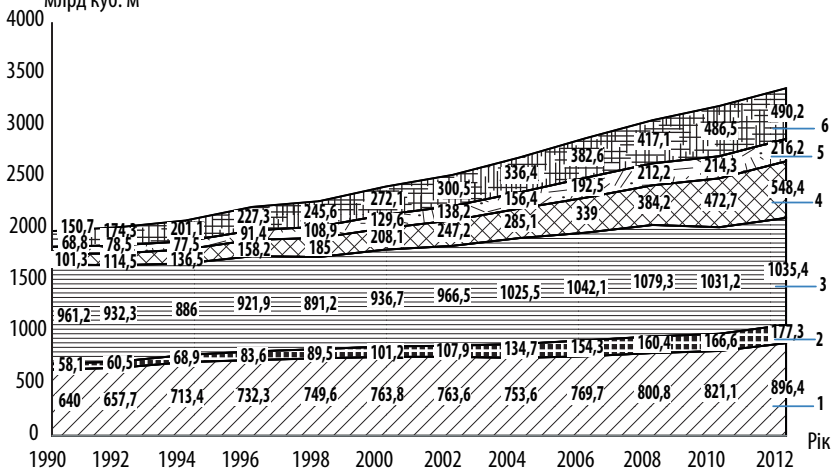


Рис. 1.15. Динаміка видобутку природного газу за регіонами світу в 1990 – 2012 рр. [129]:

- 1 – Північна Америка; 2 – Південна та Центральна Америка; 3 – Євразія; 4 – Близький Схід;
5 – Африка; 6 – Азіатсько-Тихоокеанський регіон

У Північній Америці видобуто 26,6 % від світового видобутку природного газу. На Близькому Сході в 2012 р. видобуто 548,4 млрд куб. м природного газу, що становить лише 16,3 % від загальносвітового. Отже, можна від-

значити невідповідність структури запасів та видобутку природного газу: Північна Америка проводить активний видобуток незначних своїх запасів, у той же час Близький Схід зорієнтований на видобуток нафти, приділяючи меншу увагу природному газу.

Перше місце за видобутком природного газу в 2012 р. посіли США, видобувши 681,4 млрд куб. м, що складало більше 20 % від світового газовидобутку (нарощування видобутку цією країною пов'язано з активною розробкою покладів нетрадиційного газу на її території). Російська Федерація видобула в 2012 р. 592,3 млрд куб. м, що складає 17,6 % світового видобутку. Лідер за запасами Іран у 2012 р. видобував лише 160,5 млрд куб. м, що становить лише 4,8 %.

До країн зі стабільним збільшенням видобутку природного газу можна також віднести Катар, Китай, Норвегію, Саудівську Аравію та Індонезію. Видобуток газу в цих країнах поступово збільшувався протягом аналізованого періоду.

Видобуток природного газу в Україні складає лише 18,6 млрд куб. м та у порівнянні з 1990 р. скоротився на 27 %.

На *рис. 1.16* та *табл. А.1.3* (додаток А) наведена динаміка споживання природного газу у світі, виходячи з яких видно, що в 1980 – 2012 рр. споживання природного газу збільшилося в 2,3 рази і становило в 2012 р. 3,3 трлн куб. м.

У регіональному розрізі найбільша частка природного газу споживається країнами Євразії – 32,6 %, Північної Америки – 27,3 %, Азіатсько-Тихоокеанського регіону – 18,9 % (*рис. 1.17*).

Найбільший приріст у споживанні природного газу припадав на країни Азіатсько-Тихоокеанського регіону (Китай, Індія, Індонезія, Південна Корея), які характеризувалися високими темпами економічного зростання. Так, протягом 1990 – 2012 рр. обсяг споживання природного газу країнами цього регіону збільшився у 4 рази.

З 2000 р. активно нарощує споживання природного газу Північна Америка: відбувається перехід на теплових електростанціях з вугілля на газ, розвивається мережа газових автозаправних станцій. Основною причиною розширення внутрішнього споживання природного газу на цьому континенті стало нарощування його видобутку.

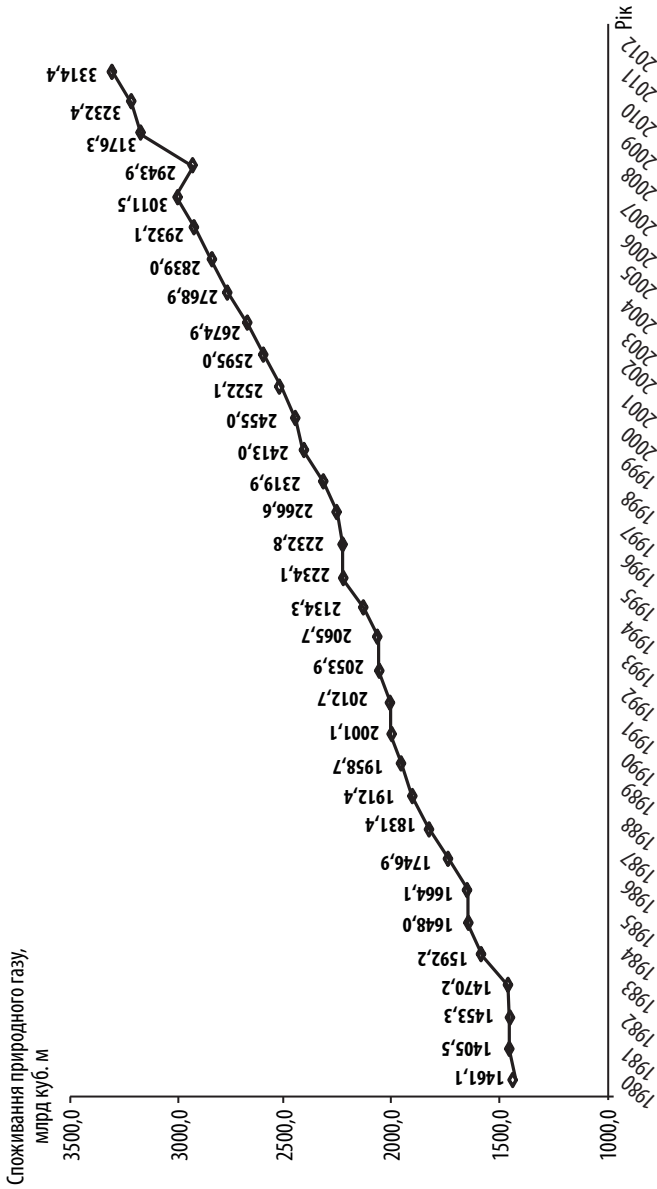


Рис. 1.16. Динаміка споживання природного газу у світі в 1980 – 2012 рр. [129]

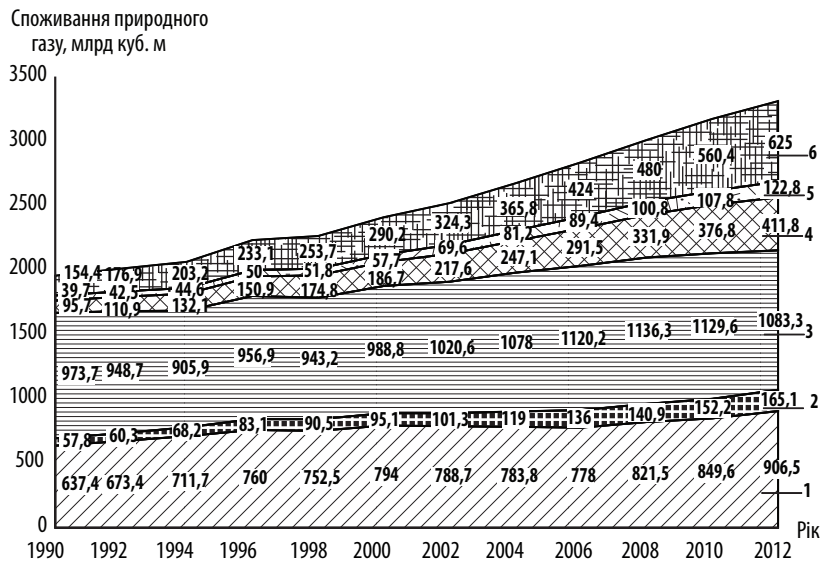


Рис. 1.17. Динаміка споживання природного газу за регіонами світу в 1990 – 2012 рр. [129]:

- 1 – Північна Америка; 2 – Південна та Центральна Америка; 3 – Євразія; 4 – Близький Схід; 5 – Африка; 6 – Азіатсько-Тихоокеанський регіон

У 2012 р., у порівнянні з 2010 р., відбувалося скорочення споживання природного газу країнами Євразії, перш за все газодefіцитними країнами. Ініціювало скорочення споживання природного газу в Європі різке зростання цін на нього на європейських хабах та на російський трубопровідний газ, поставки дешевого американського вугілля на європейський ринок, а також здешевлення квот на викиди парникових газів. Внаслідок перелічених чинників Європа почала замінювати природний газ вугіллям.

У 2012 р. в Україні спожито 49,6 млрд куб. м природного газу, що складало 1,5 % від загальносвітового споживання. Протягом 1990 – 2012 рр. споживання природного газу в країні скоротилося на 60 %, у т. ч. протягом 2000 – 2012 рр. – на 30 %. Якщо скорочення споживання природного газу в перше десятиріччя незалежності України є наслідком руйнування радян-

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

ської економіки, то у період з 2000 р. відбувається цілеспрямована політика з економії цього виду ППЕР з метою зменшення газозалежності України.

На *рис. 1.18* представлено порівняння країн-лідерів за видобутком та споживанням природного газу в світі в 2012 р.

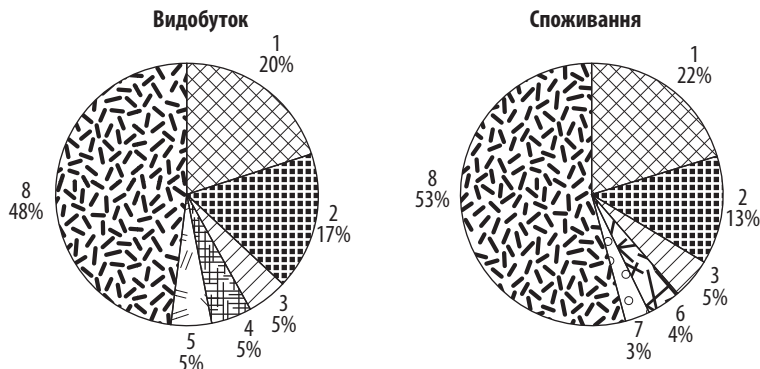


Рис. 1.18. Порівняння лідерів у видобутку та споживанні природного газу у світі в 2012 р. [129]:

1 - США; 2 - Росія; 3 - Іран; 4 - Катар; 5 - Канада; 6 - Китай; 7 - Японія; 8 - інші

Виходячи із *рис. 1.18*, можна відзначити невідповідність структур видобутку та споживання природного газу, що дозволяє виділити експортоорієнтовані (Росія, Катар, Канада та ін.) та імпортозалежні (США, Китай, Японія та ін.) країни. Лідерами як за споживанням, так і за видобутком природного газу у світі є США та Росія, на долю яких припадає в загальносвітовому видобутку 20 % та 17 %, а у споживанні – 22 % та 13 % відповідно.

На відміну від нафти, природний газ не має глобального ринку, натомість діють регіональні ринки. Це ринки США (Henry Hub), європейські (найкрупніший Heren NBP) та японські хаби та ін. Ціноутворення на цих ринках має різнопланові тенденції. На *рис. 1.19* наведена динаміка цін на різних регіональних спотових ринках.

Найбільшого зростання ціни на природний газ зазнали в Японії, в 1996 – 2012 рр. в цій країні він подорожчав у 4,6 рази. Високі темпи зростання цін на природний газ в Японії обумовлені єдиною можливим напрямом його імпорту з використанням LNG-терміналів.

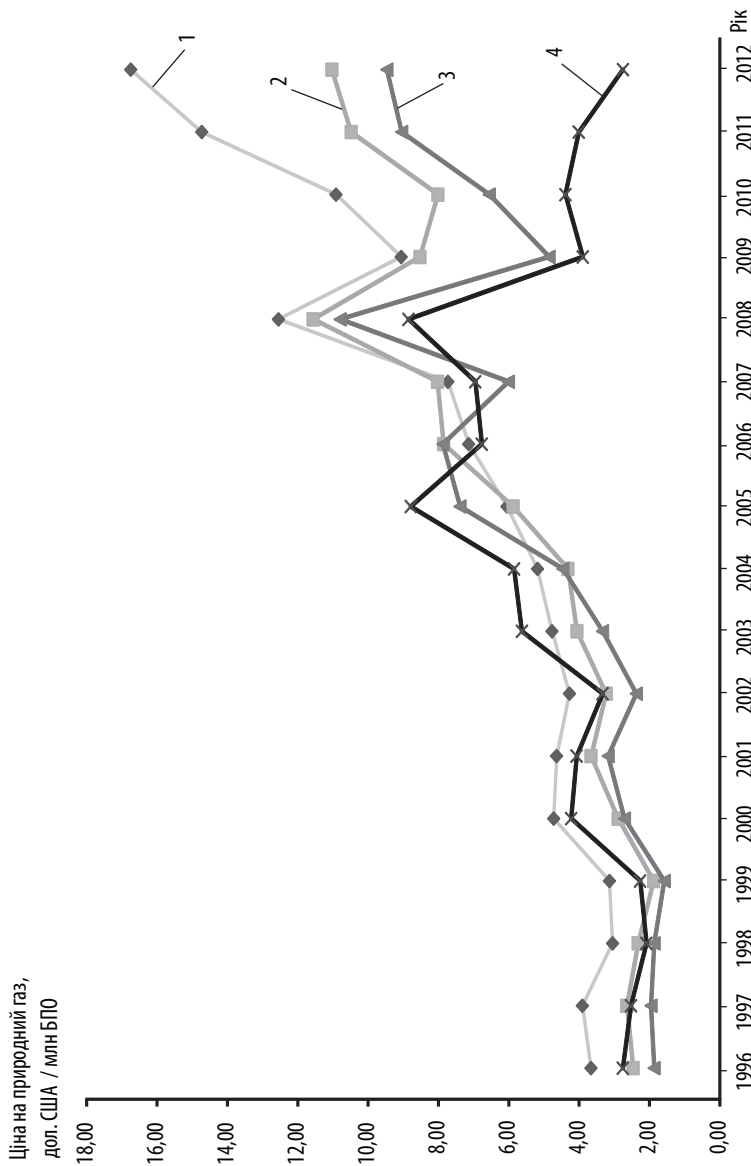


Рис. 1.19. Динаміка цін на природний газ у 1996 – 2012 рр. на різних регіональних ринках [129]:

1 – Японія LNG-термінал; 2 – Німеччина; 3 – Нідерланди; 4 – Henry Hub

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

В Європі ціни на природний газ формуються як за рахунок зафіксованої у контрактах формули на трубопровідний газ, так і незначної частки його торгівлі через LNG-термінали.

Найнижчі ціни на природний газ з 2008 р. фіксуються у США, де перенасичення внутрішнього газового ринку призвело до боротьби за американського споживача. У результаті США мають найбільш розвинений спотовий регіональний ринок природного газу.

Нерівномірність розміщення покладів природного газу у світі обумовила розподіл регіонів та країн на його експортерів та імпортерів. На рис. 1.20 наведена динаміка експорту природного газу за регіонами світу в 1992 – 2012 рр.

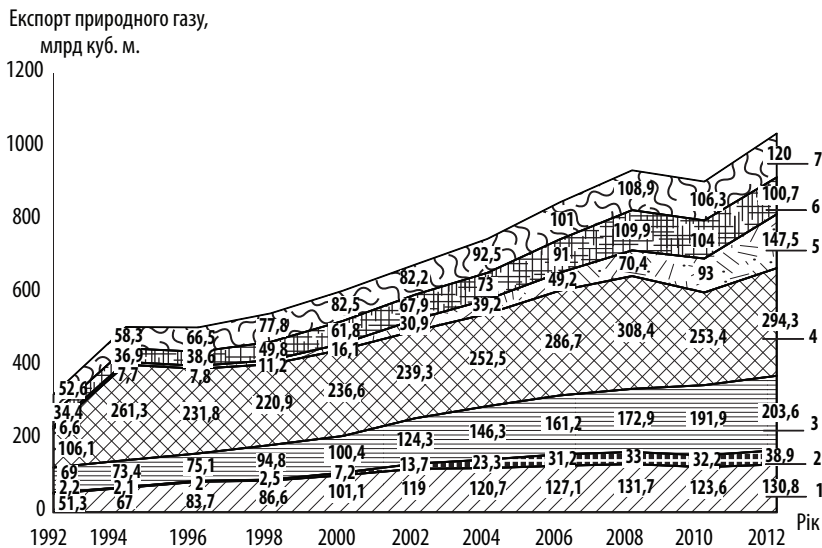


Рис. 1.20. Динаміка експорту природного газу за регіонами світу в 1992 – 2012 рр. [85]:

- 1 – Північна Америка; 2 – Південна та Центральна Америка; 3 – Європа;
- 4 – Євразія; 5 – Близький Схід; 6 – Африка, 7 – Азіатсько-Тихоокеанський регіон

Виходячи з рис. 1.20, найбільш крупним експортером природного газу у світі є Євразія – 28,4 % у 2012 р. (зокрема на Росію та Туркменістан припа-

РОЗДІЛ 1. Визначення місця природного газу в забезпеченні енергетичної безпеки України

дає 21,3 % та 4,4 % відповідно). На другому місці за експортом природного газу є Європа – 19,7 % (зокрема на Нідерланди та Норвегію припадає 5,4 % та 9,4 % відповідно). Третє місце за обсягами експорту посідає Близький Схід – 14,2 % (зокрема на Катар припадає 11 %).

У 2001 р. країни-експортери природного газу об'єдналися та створили, подібний до ОПЕК, Форум країн-експортерів газу (ФКЕГ), до якого увійшли 11 найбільш крупних його експортерів: Алжир, Болівія, Венесуела, Єгипет, Іран, Катар, Лівія, Нігерія, Росія, Тринідад і Тобаго, а також Екваторіальна Гвінея. Країни-члени ФКЕГ мають 64,4 % світових запасів природного газу та експортують 45,6 % від його світового обсягу (рис. 1.21 та рис. 1.22).

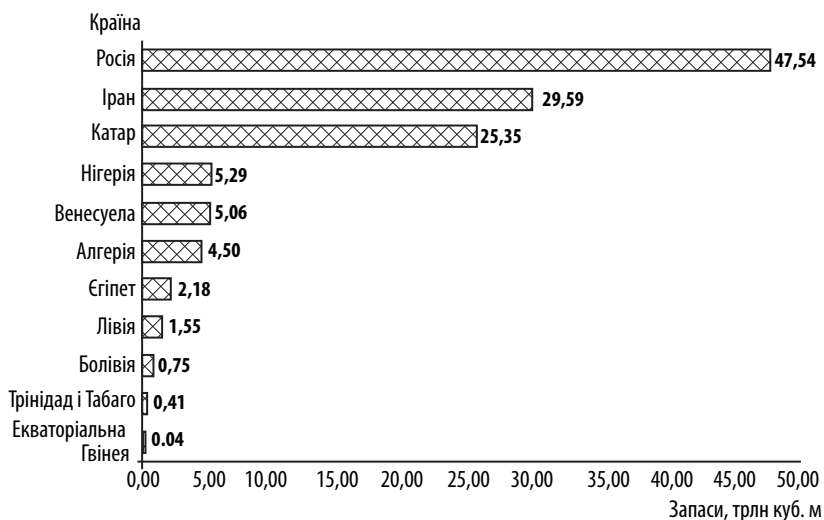


Рис. 1.21. Запаси природного газу в країнах ФКЕГ у 2012 р.

(побудовано за даними [85])

Динаміка імпорту природного газу за регіонами світу в 1992 – 2012 рр. наведена на рис. 1.23.

Як видно з рис. 1.22, найбільшим імпортером природного газу в 2012 р. була Європа, частка імпорту до якої становила 43,7 %, тоді як до Азіатсько-Тихоокеанського регіону було імпортовано 24,2 %, до Північної Америки – 13,8 %, до Євразії – 12,3 %.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

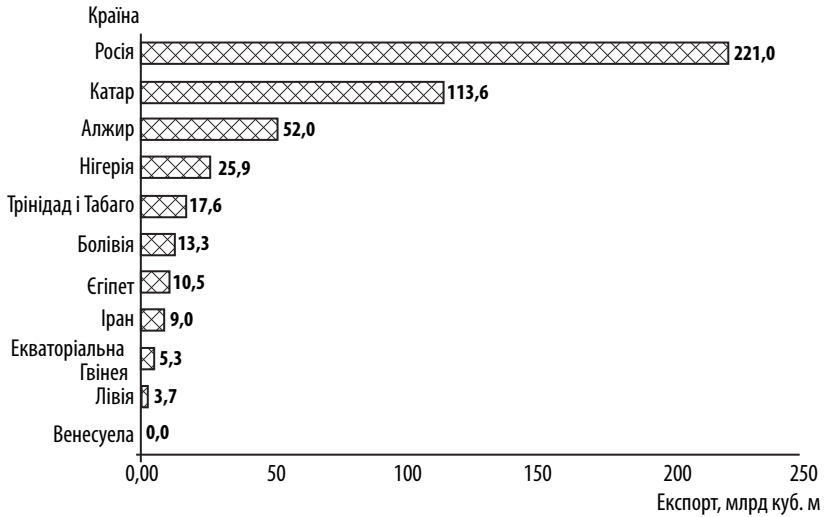


Рис. 1.22. Обсяги експорту природного газу країнами ФКЕГ у 2012 р. [85]

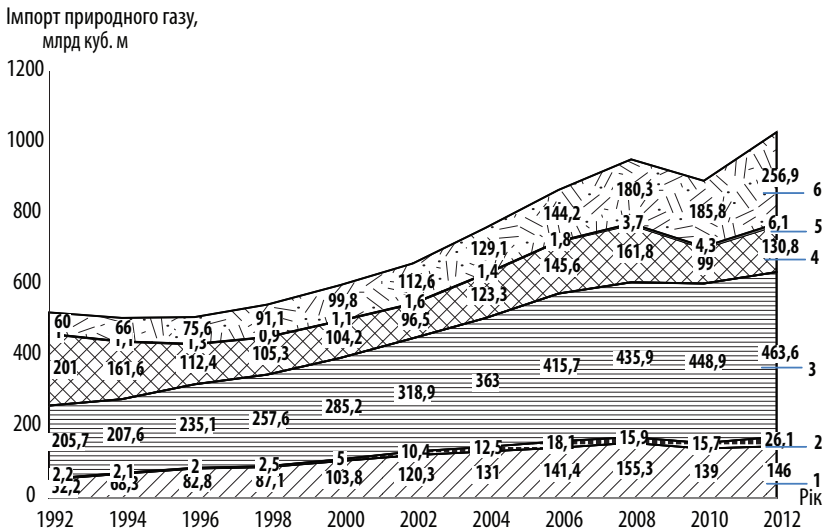


Рис. 1.23. Динаміка імпорту природного газу за регіонами світу в 1992 – 2012 рр. [85]:

- 1 – Північна Америка; 2 – Південна та Центральна Америка; 3 – Європа; 4 – Євразія;
5 – Близький Схід; 6 – Азіатсько-Тихоокеанський регіон

РОЗДІЛ 1. Визначення місця природного газу в забезпеченні енергетичної безпеки України

Різниця між імпортом та експортом природного газу дозволяє виділити газозалежні регіони світу. У табл. 1.2 наведено розрахунок нетто-імпорту природного газу за регіонами світу, виходячи з якої можна ідентифікувати як газозабезпечені регіони Південну та Центральну Америку (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив – 12,8 млрд куб. м), Євразію (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив – 163,5 млрд куб. м), Близький Схід (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив – 115,1 млрд куб. м), Африку (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив – 94,6 млрд куб. м). Газодефіцитними, а отже і газозалежними, є Європа (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив 260,0 млрд куб. м), Азіатсько-Тихоокеанський регіон (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив 136,9 млрд куб. м), Північна Америка (нетто-імпорт природного газу в 2012 р. становив 15,2 млрд куб. м).

Таблиця 1.2

Динаміка нетто-імпорту природного газу за регіонами світу в 1992–2012 рр., млрд куб. м (розраховано за даними [85])

Регіон	1992 р.			2002 р.			2012 р.		
	Експорт	Імпорт	Нетто-імпорт	Експорт	Імпорт	Нетто-імпорт	Експорт	Імпорт	Нетто-імпорт
Північна Америка	51,3	52,2	0,9	119,0	120,3	1,3	130,8	146,0	15,2
Південна та Центральна Америка	2,2	2,2	0,0	13,7	10,4	-3,3	38,9	26,1	-12,8
Європа	69,0	205,7	136,6	124,3	318,9	194,6	203,6	463,6	260,0
Євразія	106,1	3,9	-102,1	239,3	96,5	-142,8	294,3	130,8	-163,5
Близький Схід	6,6	0,0	-6,6	30,9	4,5	-26,4	147,5	32,4	-115,1
Африка	34,4	1,0	-33,4	67,9	1,6	-66,3	100,7	6,1	-94,6
Азіатсько-Тихоокеанський регіон	52,6	60,0	7,4	82,2	112,6	30,4	120,0	256,9	136,9

Враховуючи відносну самостійність щодо вибору постачальників природного газу, доцільно представити найбільш крупні країни-нетто-експортери та нетто-імпортери природного газу у світі в 2012 р. (рис. 1.24).

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

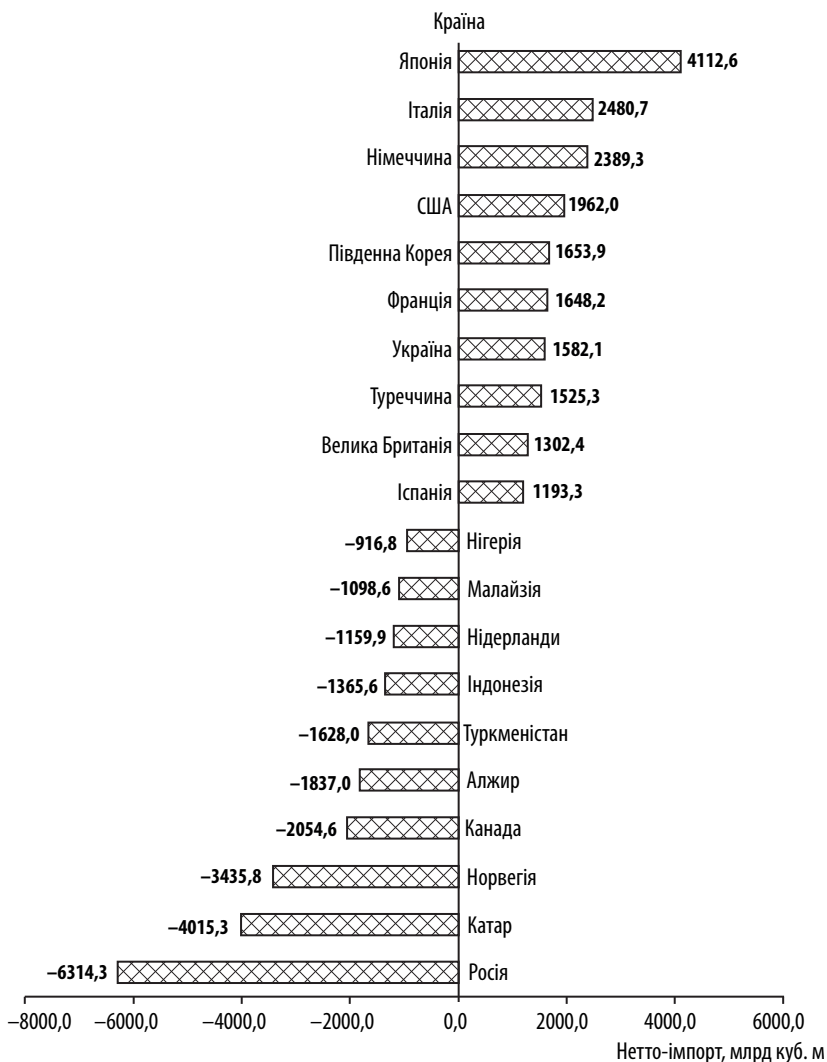


Рис. 1.24. Найбільші країни-нетто-експортери та нетто-імпортери природного газу у світі в 2012 р.

Поставки природного газу здійснюються трубопровідним транспортом та через LNG-термінали. На *рис. 1.25* наведена динаміка світової торгівлі природним газом у 1991 – 2012 рр. за видами транспорту, виходячи з якого, спостерігається постійне зростання поставок природного газу. Зокрема поставки трубопровідного газу із 1991 по 2012 рр. зросли більш ніж у 3 рази, а зрідженого природного газу – у 4,5 рази.

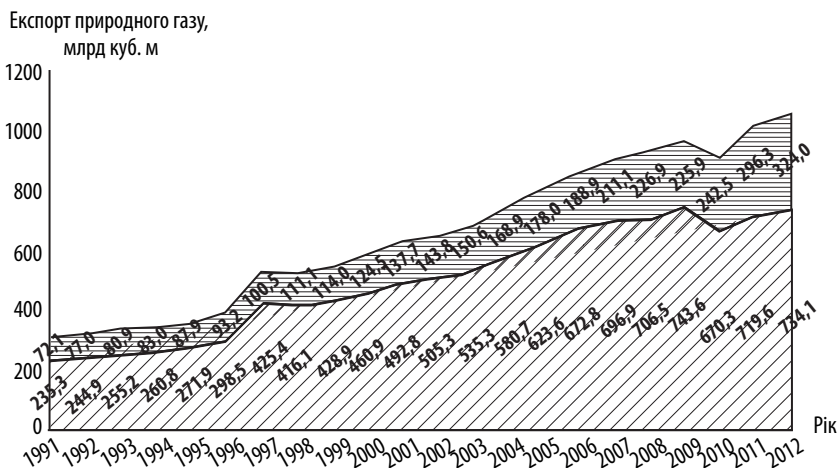


Рис. 1.25. Динаміка світової торгівлі природним газом у 1991–2012 рр., за видами транспорту (побудовано за [85, 129]):

1 – трубопровідний природний газ; 2 – зріджений природний газ

На цей час найбільшу питому вагу в поставках (68 %) займає трубопровідний транспорт, хоча частка LNG-терміналів постійно зростає (*рис. 1.26*). Прив'язка регіональних ринків до трубопровідного газотранспорту обумовлює залежність від певних країн-експортерів природного газу, тоді як поставки через LNG-термінали дають можливість широкого вибору постачальників.

Однак поставки зрідженого газу вимагають розвитку відповідної газотранспортної системи: будівництво LNG-танкерів, заводів із зрідження природного газу, а також LNG-терміналів, які обумовлюють подорожчання

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

природного газу на окремих ринках. У табл. 1.3 наведено структуру світової торгівлі зрідженим природним газом у 2012 р.

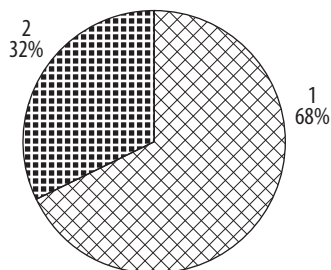


Рис. 1.26. Структура поставок природного газу у світі за видами транспорту в 2012 р.:

1 - трубопровідний природний газ; 2 - зріджений природний газ

Таблиця 1.3

Структура світової торгівлі зрідженим природним газом у 2012 р., млн т

Імпорт \ Експорт	Імпорт					
	Європа	Азіатсько-Тихоокеанський регіон	Близький Схід	Північна Америка	Південна Америка	Усього
Африка	11,2 (4,6%)	8,5 (3,5%)	0,7 (0,3%)	0,9 (0,4%)	1,3 (0,5)	22,6 (9,4%)
Азіатсько-Тихоокеанський регіон	–	82,5 (34,2%)	0,6 (0,2%)	0,7 (0,3%)	–	83,8 (34,7%)
Європа	1,5 (0,6%)	1,1 (0,5%)	0,1 (0,04%)	0,3 (0,1%)	0,2 (0,1%)	3,2 (1,3%)
Близький Схід	48,4 (20%)	55,9 (23,1%)	2,0 (0,8%)	6,8 (2,8%)	1,6 (0,7%)	114,7 (47,5%)
Північна Америка	0,3 (0,1%)	1,0 (0,4%)	–	-1,2 (-0,5%)	3,9 (0,1%)	16,9 (0,2%)
Південна Америка	4,3 (1,8%)	4,0 (1,7%)	0,3 (0,1%)	4,4 (1,8%)	3,9 (1,6%)	16,9 (7,0%)
Усього	65,7 (27,2%)	153 (63,4%)	3,7 (1,5%)	11,9 (4,9%)	7,3 (3,0%)	241,6 (100%)

Переважна більшість зрідженого природного газу – 63,4 % – споживається країнами Азіатсько-Тихоокеанського регіону, що становить 153 млн т, 54 % якого надійшло з інших країн цього ж регіону, а ще 37 % – з країн Близького Сходу. Друге місце за рівнем споживання зрідженого природного газу припадає на Європу – 27,2 %. Основним постачальником цього енергоресурсу до регіону є Близький Схід – 73,4 %. Загалом, найбільшими споживачами зрідженого природного газу є країни географічно відділені від трубопровідної газотранспортної системи, які мають доступ до морських шляхів сполучення (рис. 1.26).

Основними країнами-імпортерами зрідженого природного газу є Японія – 32,6 %, Корея – 14,8 % та Велика Британія – 7,7 %. Неможливість постачання природного газу трубопровідним транспортом з географічних причини – для Японії та Великої Британії – та політичних причин – для Кореї – обумовлює монопольність поставок LNG-танкерами.

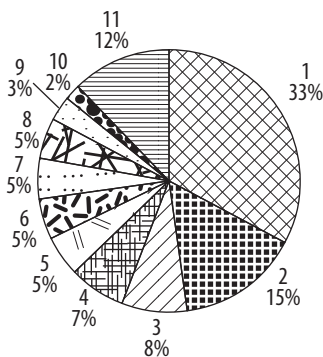


Рис. 1.27. Структура імпорту зрідженого природного газу за країнами світу в 2012 р.:

- 1 - Японія; 2 - Корея; 3 - Великобританія; 4 - Іспанія; 5 - Китай; 6 - Індія;
7 - Тайвань; 8 - Франція; 9 - Італія; 10 - США; 11 - інші

Домінуюче місце в експорті зрідженого природного газу посідає Близький Схід – країнами цього регіону в 2012 р. експортовано 114,7 млн т (47,5 %) зрідженого природного газу. На другому місці за експортом є країни Азіатсько-Тихоокеанського регіону – 83,8 млн (34,7 %). На рис. 1.28 наведена структура експорту зрідженого природного газу за країнами світу в 2012 р.

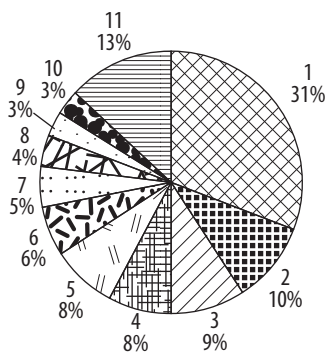


Рис. 1.28. Структура експорту зрідженого природного газу за країнами світу 2012 р.:

1 - Катар; 2 - Малайзія; 3 - Індонезія; 4 - Австралія; 5 - Нігерія; 6 - Тринідад і Тобаго; 7 - Алжир; 8 - Росія; 9 - Оман; 10 - Бруней; 11 - інші

Найбільші потужності із зрідження природного газу зосереджені в Катарі (77 млн т), експорт якого у 2012 р. склав 75,5 млн т (31,3 %) від світової торгівлі через LNG-термінали. На другому місці за експортом цього виду вуглеводнів в 2012 р. була Малайзія, частка якої становила 10,3 %, тоді як Індонезії – 8,9 %. Експорт зрідженого газу із Австралії становив 7,9 % від загальносвітового, хоча в планах цієї країни (враховуючи знову ж таки її географічну обмеженість та наявні поклади цих вуглеводнів) було наздогнати за обсягами Катар.

На рис. 1.29 та у табл. А.1.4 – табл. А.1.5 (додаток А) наведені основні напрями торгівлі природним газом у світі. Враховуючи наведені дані, можна стверджувати, що торгівля трубопровідним природним газом здійснюється в межах певних регіонів за відсутності водних розривів між країнами сусідніх регіонів.

Торгівля трубопровідними газом між країнами, розділеними водними ресурсами, здійснюється на невеликій відстані, найдовшою з яких є Північний газотранспортний потік з Росії до Європи. Зрідження природного газу дозволяє диверсифікувати поставки та транспортувати його на великій відстані морськими шляхами сполучення, але за цього зростає й ціна природного газу (рис. 1.19).

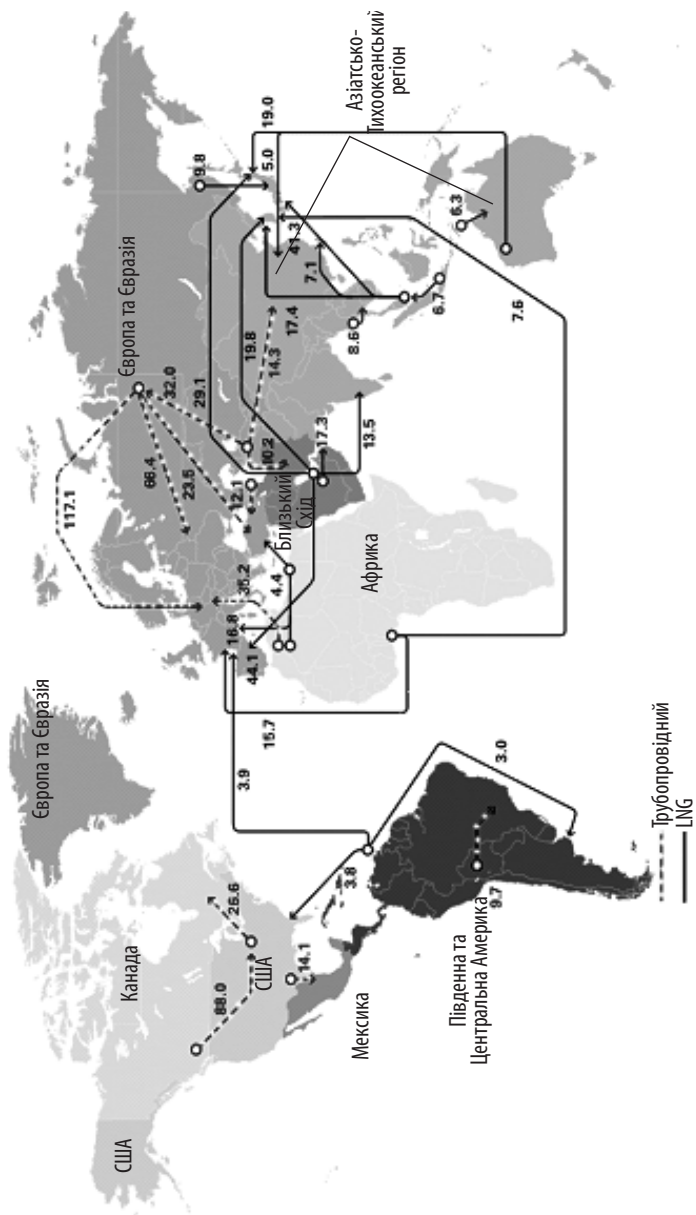


Рис. 1.29. Основні напрями світової торгівлі природним газом в 2012 р., млрд куб. м [128]

Отже, аналіз світових тенденцій щодо видобутку та споживання природного газу дозволяє виділити низку його особливостей:

- *по-перше*, запаси природного газу розподілені між регіонами та країнами нерівномірно, що визначає газопрофіцитні та газодефіцитні серед них;
- *по-друге*, споживання природного газу постійно зростає;
- *по-третє*, на цей час у світі не існує глобального ринку природного газу, натомість діють окремі регіональні ринки Європи, Близького Сходу, Євразії, Північної Америки та ін.
- *по-четверте*, еволюція світового газового ринку подібна до ринку нафти, на її теперішньому етапі відбувається групування країн-експортерів з метою регулювання договірних відносин;
- *по-п'яте*, основним напрямом постачань природного газу є трубопровідний транспорт, що обумовлює чітко встановлену формулу розрахунку ціни, та залежність від окремих постачальників. Ринок зрідженого газу знаходиться на стадії формування, основними гравцями якого на сьогодні є географічно відірвані від трубопровідного транспорту країни світу.

1.3. Особливості українського ринку видобутку та споживання природного газу

Національна економіка України є високозалежною від імпорту природного газу. Радянська спадщина залишила країні високоенергомісткі види промисловості, зорієнтовані на споживання саме цього виду ППЕР. Недостатність власних запасів та внутрішнього видобутку природного газу призводить до того, що Україна входить до десяти лідерів за нетто-імпортом природного газу у світі.

Національний ринок природного газу є досить містким за обсягами його споживання (рис. 1.30).

Частка національного господарства в загальносвітовому споживанні природного газу в 2012 р. становила 1,50 %. Однак з часів набуття Україною незалежності простежується тенденція до постійного зменшення місткості

національного газового ринку. За 1991 – 2000 рр. питома вага України в загальносвітовому споживанні природного газу скоротилася на 2,95 % . Проте, відбувалося це не за рахунок технологічної або структурної модернізації економіки, а внаслідок значного спаду промислового виробництва. У 2001–2012 рр. скорочення вагомості природного газу для української економіки уповільнилося.

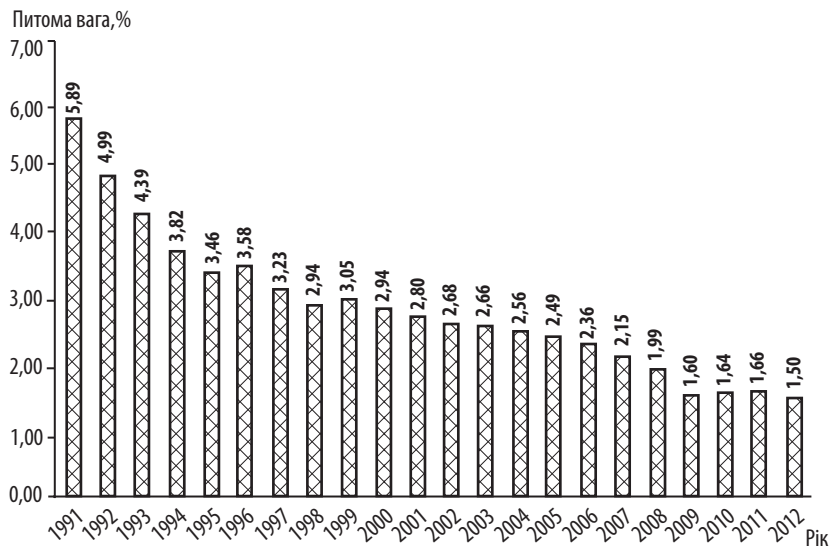


Рис. 1.30. Динаміка питомої ваги України в загальних обсягах споживання природного газу у світі в 1991 – 2012 рр.

На *рис. 1.31* наведена динаміка споживання природного газу в Україні в 1991 – 2012 рр.

Як свідчать дані *рис. 1.31*, споживання природного газу в Україні демонструє тенденцію до зниження та за роки незалежності зменшилося на 58 %. У 2012 р. обсяги споживання природного газу в Україні становили 49,6 млрд куб. м.

У порівнянні із 2011 р. у 2012 р. відбулося зниження споживання природного газу на 4,1 млрд куб. м. Зазначене стало можливим внаслідок відмови від використання природного газу як первинного енергоресурсу для

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

виробництва електро- та теплової енергії на ТЕС та ТЕЦ, замість цього вони працювали лише на вугіллі.

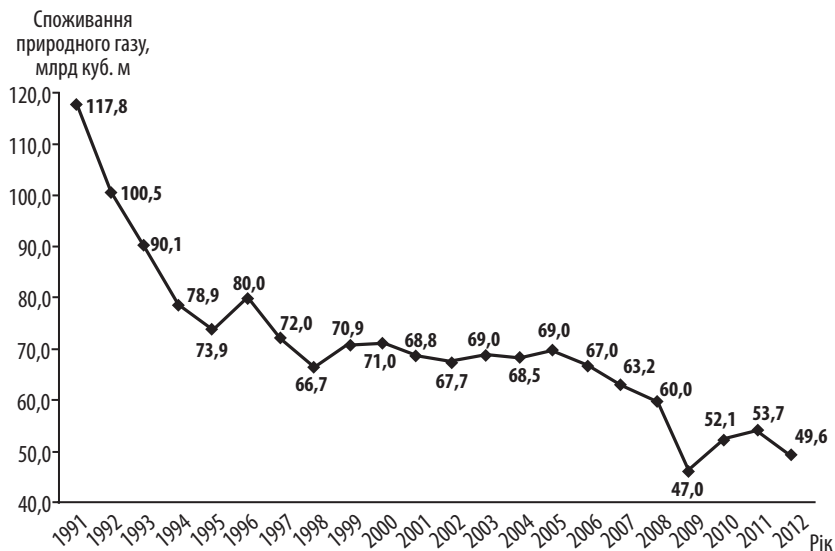


Рис. 1.31. Динаміка споживання природного газу в Україні в 1991–2012 рр.
(побудовано за даними [85, 129])

Для розкриття тенденцій у споживанні природного газу, доцільно побудувати залежності між обсягами його споживання та ВВП (рис. 1.32). Як видно з рис. 1.32, у 1992 – 1999 рр. спостерігалася пряма залежність між ВВП та обсягами споживання природного газу. Отже, руйнування радянської економіки призвело до суттєвого зниження споживання природного газу. Протягом 1992 – 1999 рр. ВВП України скоротився на 50,5 %, тоді як обсяги споживання природного газу знизилися на 29,5 %.

Протягом 2000 – 2008 рр. економіка України вийшла зі стану економічної рецесії та почала поступово розвиватися, як наслідок цього ВВП України збільшився з 404,9 млрд дол. США в 1999 р. до 736, 6 млрд дол. США в 2008 р. або на 81,9 %. Однак стрімкого збільшення споживання природного газу в цей період не відбулося, навпаки, його споживання в 2008 р. становило 60 млрд

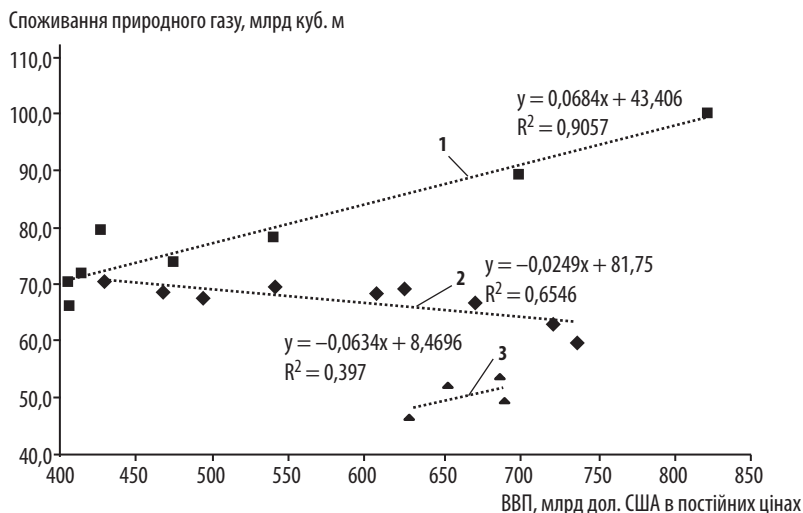


Рис. 1.32. Залежність споживання природного газу від обсягів ВВП (побудовано за [129, 160]): 1 - лінійний тренд у 1992 - 1999 рр.; 2 - лінійний тренд у 2000 - 2008 рр.; 3 - лінійний тренд у 2009 - 2012 рр.

куб. м проти 71 млрд куб. м у 1999 р. Враховуючи наведене вище, можна вважати, що протягом другого періоду відзначається зниження інтенсивності споживання та залежності національної економіки від імпорту природного газу. Однак відбувалося це не за рахунок переходу до нового технологічного укладу, а за рахунок структурних змін в економіці. Теперішній період, із 2009 р., не має чітко визначених тенденцій у споживанні природного газу (низькі значення коефіцієнту детермінації). Україна має дві альтернативи вибору шляхів подолання газодefіцитності: *по-перше*, за рахунок зниження інтенсивності споживання природного газу (технологічна економія прямої та непрямої дії); *по-друге*, за рахунок підвищення забезпечення внутрішніми джерелами видобутку.

Слід відмітити, що саме перший шлях розвитку дасть змогу здобути Україні газову імпорту незалежність на довгострокову перспективу. Прийняття за основу другої альтернативи забезпечить лише деяке послаблення проблеми у короткостроковому періоді, тому що з розвитком економіки потреба в природному газі знову буде зростати.

У регіональному розрізі в країні відзначаються різкі диспропорції у структурі споживання природного газу (рис. 1.33). Основним споживачем природного газу в Україні є Східний регіон, де зосереджена переважна частина промислового виробництва України.

З рис. 1.33 видно, що найбільшими споживачами природного газу в Україні в 2012 р. були Донецька – 7 083,0 млн куб. м (13,3 %), Дніпропетровська – 5 544,8 млн куб. м (10,4%), Луганська – 3 537,7 млн куб. м (6,6 %) і Харківська – 3 333,8 млн куб. м (6,2 %) області та м. Київ – 4 347,7 млн куб. м (8,1%). Таким чином, сумарно п'ятьма регіонів-лідерами було спожито близько 45 % від національних потреб в природному газі.

Ресурсна база природного газу в Україні за доведеними запасами становить близько 1 трлн куб. м. У геологічному аспекті формування запасів вуглеводнів на території України обумовлено еволюцією Землі протягом 3,8 млрд років, яка викликала формування великих різновікових геотектонічних структур і визначила три нафтогазоносні регіони – Східний (Дніпровсько-Донецький), Західний (Карпатський) та Південний (Чорноморсько-Кримський). Родовища вуглеводнів у цих регіонах пов'язані з великими від'ємними геоструктурами земної кори – западинами древньої Східноєвропейської платформи – молодій Скіфської плити, альпійськими крайовими прогинами і складчастими областями [14]. Видобуток природного газу ведеться в усіх трьох регіонах (рис 1.34).

Однак вичерпання розвіданих родовищ, недостатні обсяги геологорозвідувального буріння та застарілі технології розвідки запасів обумовлюють негативні тенденції щодо газового потенціалу надр України. На рис. 1.35 наведена динаміка запасів природного газу в Україні. Як видно з рис. 1.35, обсяги розвіданих запасів природного газу в Україні, починаючи з 1998 р., демонструють спадну тенденцію. Виключенням став лише 2004 р. Взагалі станом на 2012 р. розвідані запаси природного газу в Україні становлять 642 млрд куб. м, що на 72 млрд куб. м менше за показник 1998 р. Така тенденція свідчить про зменшення запасів природного газу в Україні, а також про швидке виснаження діючих родовищ природного газу.

У теперішній час в Україні не відбувається зростання обсягів доведених запасів природного газу. Це, перш за все, пояснюється недостатньою кількістю проведених геологорозвідувальних робіт. При цьому експерти звертають увагу на велику затратність пошукових робіт і нерентабельність виробни-

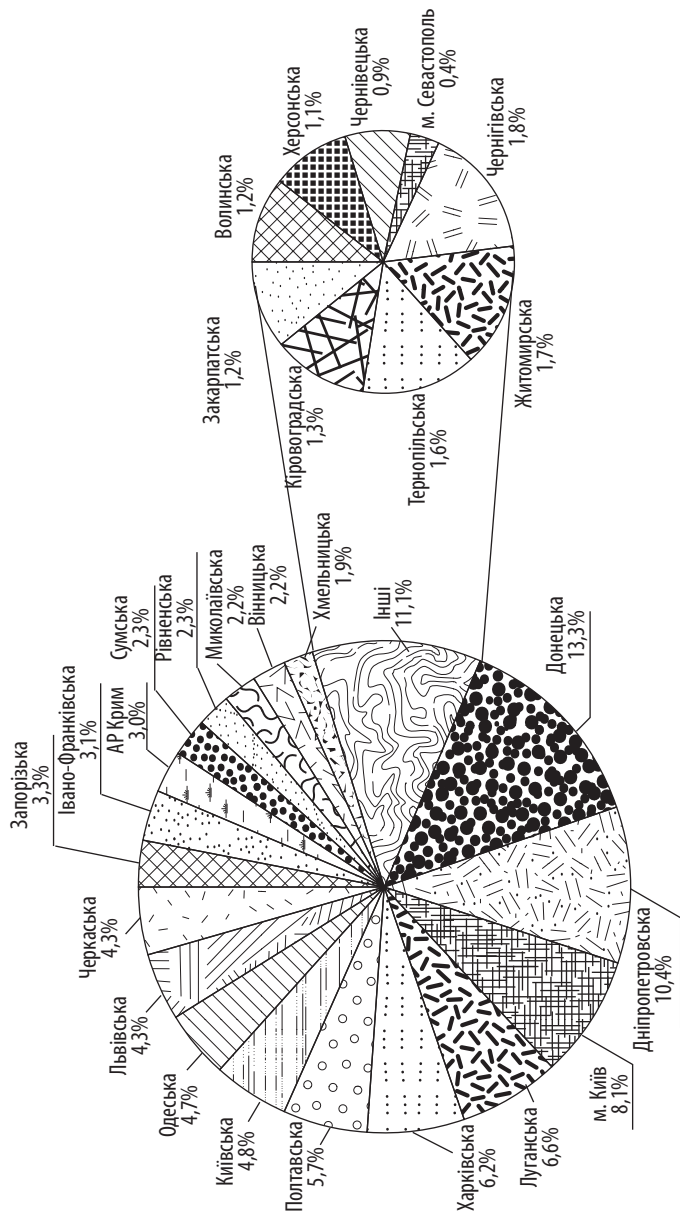


Рис. 1.33. Структура споживання природного газу за регіонами України в 2012 р.

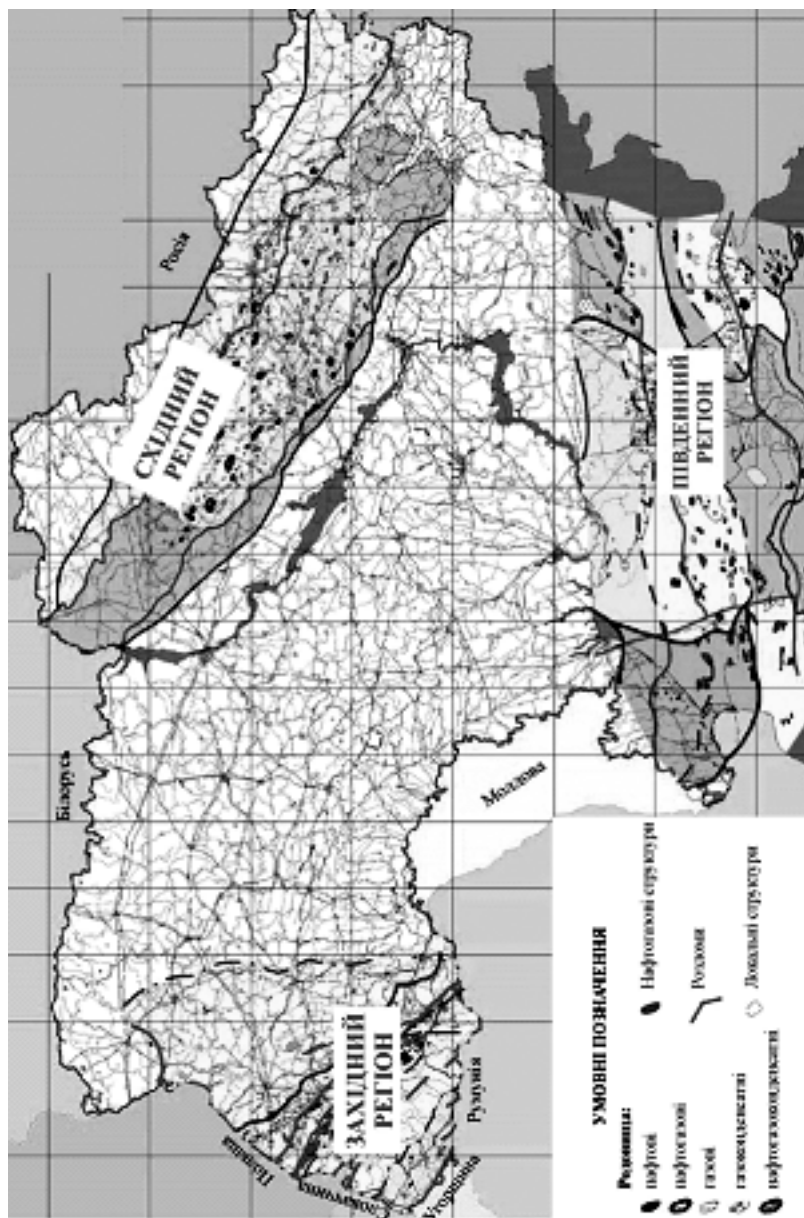


Рис. 1.34. Нафтогазоносні регіони України [88]

РОЗДІЛ 1. Визначення місця природного газу в забезпеченні енергетичної безпеки України

цтва, що викликана низькими закупівельними цінами на газ, який щорічно встановлює Національна комісія з регулювання енергетики.

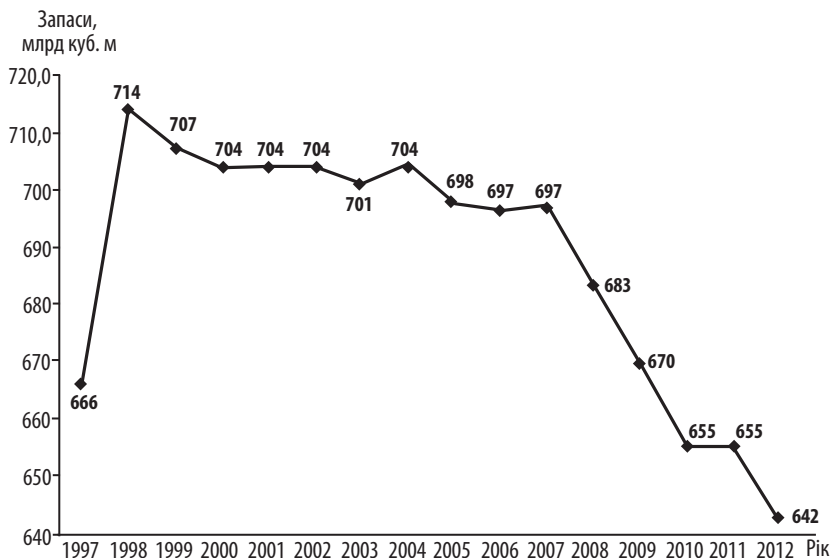


Рис. 1.35. Динаміка розвіданих запасів природного газу в Україні в 1997 – 2012 рр. (побудовано за даними [129])

На рис. 1.36 наведена динаміка видобутку природного газу в Україні в 1996 – 2012 рр., яку можна розділити на чотири етапи:

- 1) з 1991 р. по 1994 р. спостерігалася економічна рецесія галузі – різке зниження обсягів видобутку з 22,1 млрд куб. м в 1991 р. до 16,5 млрд куб. м у 1994 р.;
- 2) з 1995 р. по 2002 р. відбувалася стабілізація обсягів видобутку – видобуток коливався в межах 16,5 – 17,0 млрд куб. м;
- 3) з 2002 р. по 2009 р. відзначалася тенденція зростання газовидобування, і в 2009 р. він досягнув відмітки 20,8 млрд куб. м, що на 3,8 млрд куб. м перевищує показник 2002 р.;
- 4) з 2010 р. по 2012 р. спостерігалася тенденція зниження видобутку природного газу в Україні, який в 2012 р. склав 19,8 млрд куб. м, що на 1 млрд куб. м менше за показник 2009 р.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

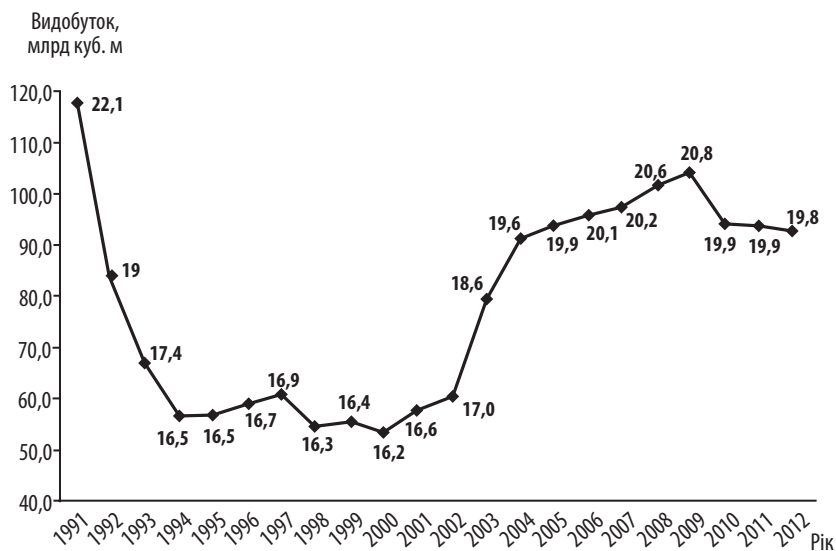


Рис. 1.36. Динаміка видобутку природного газу в Україні в 1991 – 2012рр.,
(побудовано за даними [1, 2, 4, 6])

Якщо ж порівняти показники 1991 р. та 2012 р., то видно, що видобуток природного газу в Україні за даний період зменшився на 2,3 млрд куб. м, або на 10,4 %.

На рис. 1.37 наведено темпи зростання запасів та видобутку природного газу в Україні у порівнянні з 1997 р.

З рис. 1.37 видно, що нарощування запасів природного газу до 2002 р. відбувалося швидше, аніж зростання обсягів видобування. Але, починаючи з 2003 р., видобуток природного газу почав стрімко зростати, що особливо стає помітно з 2007 р. У 2012 р. темп зростання видобутку природного газу більш ніж на 20 % перевищував відповідний темп за запасами природного газу. Наявна тенденція свідчить про екстенсивне вичерпання запасів природного газу: стрімке освоєння вже розвіданих запасів. При подальшому нарощуванні потужностей з газовидобутку та недостатності обсягів розвідувального буріння нових покладів природного газу тенденція до виснаження покладів цих вуглеводнів буде продовжуватися і національна економіка стане ще більш залежною від їх імпорту.

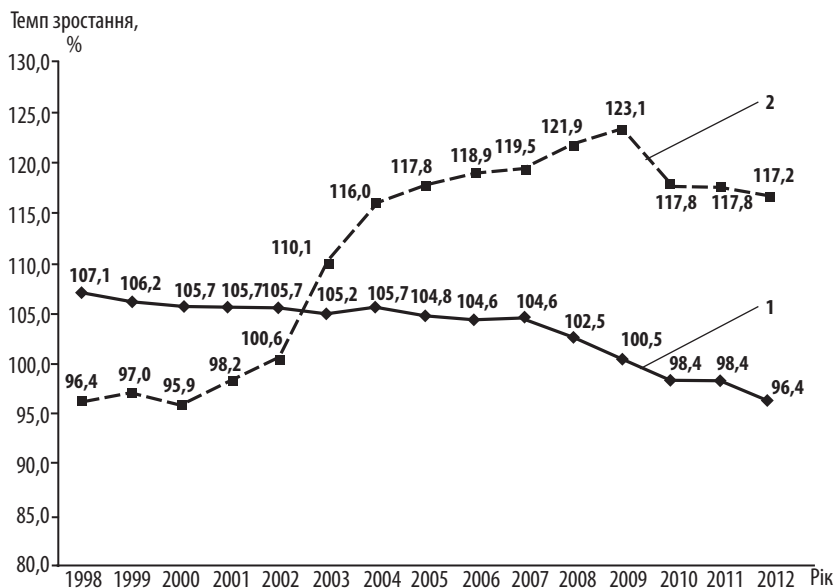


Рис. 1.37. Динаміка темпів зростання запасів та видобутку природного газу в Україні в 1998 – 2012 рр. :

1 – запаси; 2 – видобуток

На рис. 1.38 наведено динаміку темпів зростання видобутку та споживання природного газу в Україні в порівнянні з 1990 р. Виходячи з рис. 1.38, видно, що Україна прагне всіма шляхами зменшити залежність національної економіки від імпорту природного газу: як за рахунок нарощування його внутрішнього виробництва, так і зниження споживання. Так, у 2012 р. різниця між темпами зростання видобутку та споживання склала 48 %. Однак наявні зусилля з вирішення цієї проблеми є недостатніми, оскільки Україна й досі покриває потребу в природному газі власним видобутком лише на 1/3, тоді як решту природного газу імпортує.

На рис. 1.39 наведено дані щодо основних напрямів використання природного газу за секторами економічної діяльності, виходячи з якого основний обсяг спожитого природного газу приходить на промисловість – 33167,1 млн куб. м, а саме на переробну промисловість (в першу чергу чор-

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

ну та кольорову металургію, хімічне виробництво, цементне виробництво та ін.) – 43,9 %, а також виробництво та розподілення електроенергії, газу та води – 39,0 %. Друге місце за обсягами споживання природного газу посідає такий вид економічної діяльності як транспорт та зв'язок – 2927 млн куб. м або 7,7 %. На третьому місці розташувалося сільське господарство, мисливство, лісове господарство – 597,4 млн куб. м або 1,6 %.

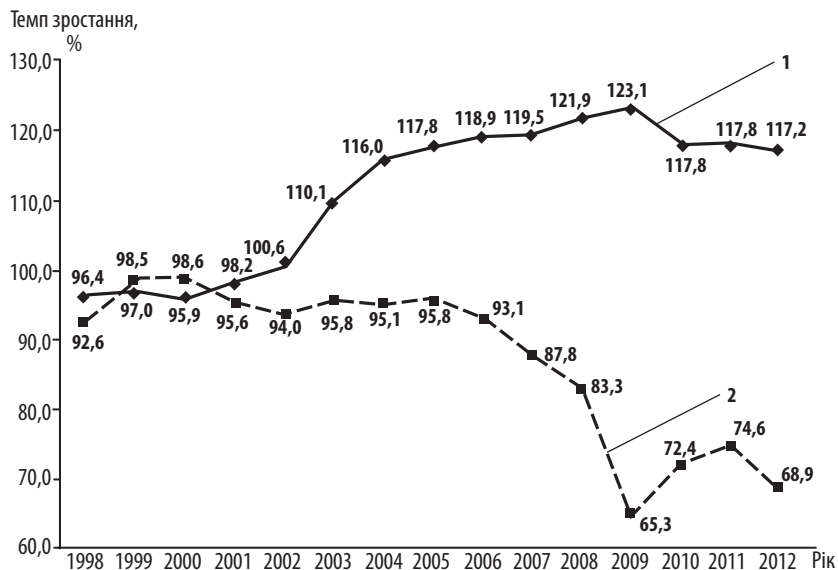


Рис. 1.38 Динаміка темпів зростання видобутку та споживання природного газу в Україні у 1998 – 2012 рр. : 1 – видобуток; 2 – споживання

Недостатність власних запасів та видобутку природного газу змушує Україну вдаватися до його імпорту (дані щодо обсягів експорту незначні та мають поодинокі випадки за окремими компаніями). На *рис. 1.40* наведено динаміку імпорту природного газу в Україну в 1992 – 2012 рр.

Як видно з *рис. 1.40*, Україна скоротила обсяги імпорту природного газу в 2012 р. у порівнянні з 1992 р. практично в 2,3 рази. Імпорт природного газу в країну в 2012 р. склав 32,9 млрд куб. м. Зазначене є наслідком скорочення потреб національного господарства за цим видом ППЕР.

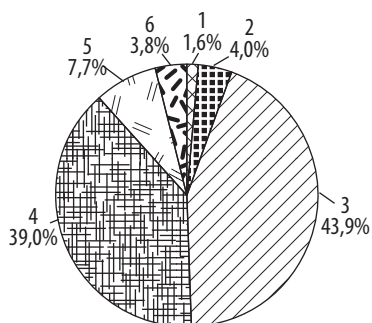


Рис. 1.39. Структура споживання природного газу за секторами економіки України в 2012 р.

(побудовано за даними [91]): 1 – сільське господарство, мисливство, лісове господарство; 2 – добувна промисловість; 3 – переробна промисловість; 4 – виробництво та розподілення електроенергії, газу та води; 5 – діяльність транспорту та зв'язку; 6 – сфера послуг

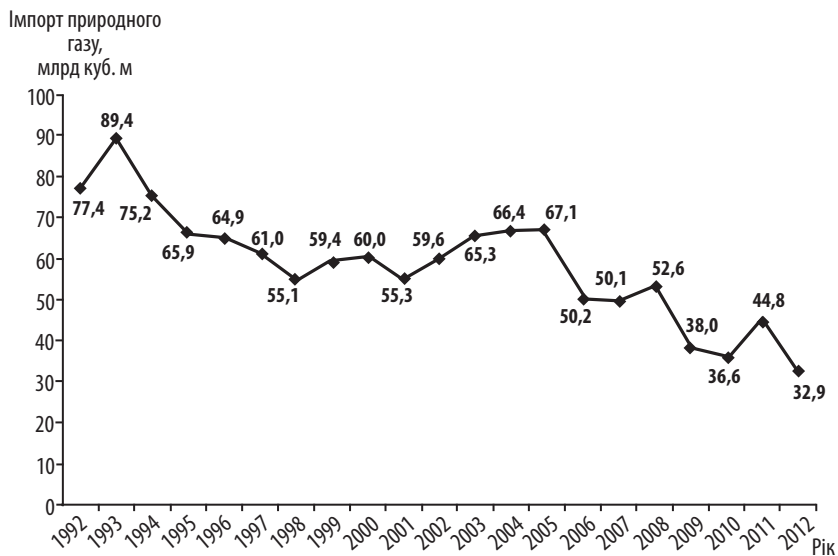


Рис. 1.40. Динаміка обсягів імпорту природного газу в Україну в 1992 – 2012р., (побудовано за даними [27, 85,129])

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

На рис. 1.41 наведено динаміку обсягів імпорту природного газу в Україну у вартісному вираженні в 2002 – 2012 рр.

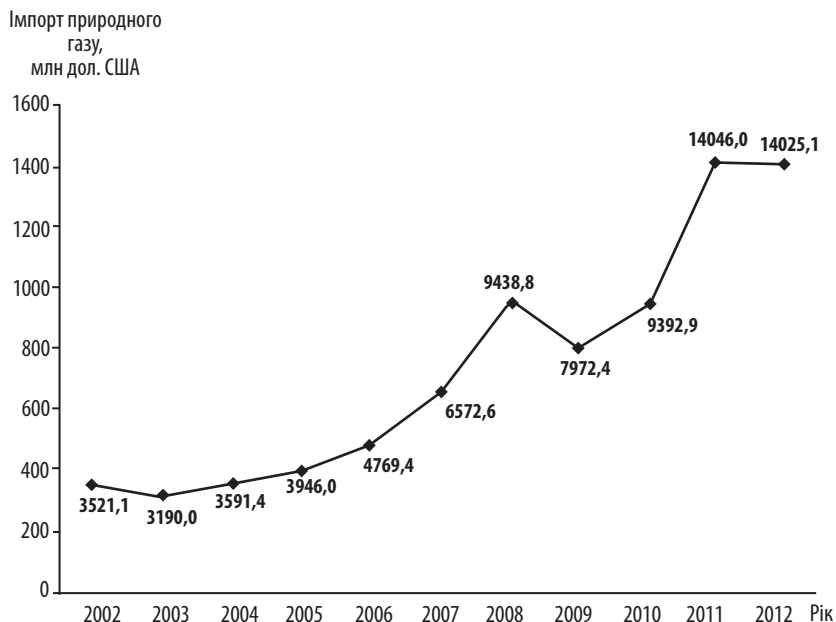


Рис. 1.41. Динаміка обсягів імпорту природного газу в Україні в 2002 – 2012р. у вартісному вираженні (побудовано за даними [27])

Із рис. 1.41 видно, що незважаючи на скорочення обсягів імпорту природного газу в Україну в натуральному вираженні, навантаження на економіку від його імпорту у вартісному вираженні зростає. Так, у 2002 р. на імпорт 59,6 млрд куб. м природного газу було витрачено 3521,1 млн дол. США, тоді як в 2012 р. на 32,9 млрд куб. м вже витрачено 14025,1 млн дол. США. Така тенденція зростання вартості імпорту природного газу в Україну є наслідком підвищення цін на природний газ країнами-імпортерами, а також постійного зростання експортного мита на нього в РФ.

На рис. 1.42 наведена динаміка середніх цін імпортованого природного газу в Україну в 2002 – 2012 рр.

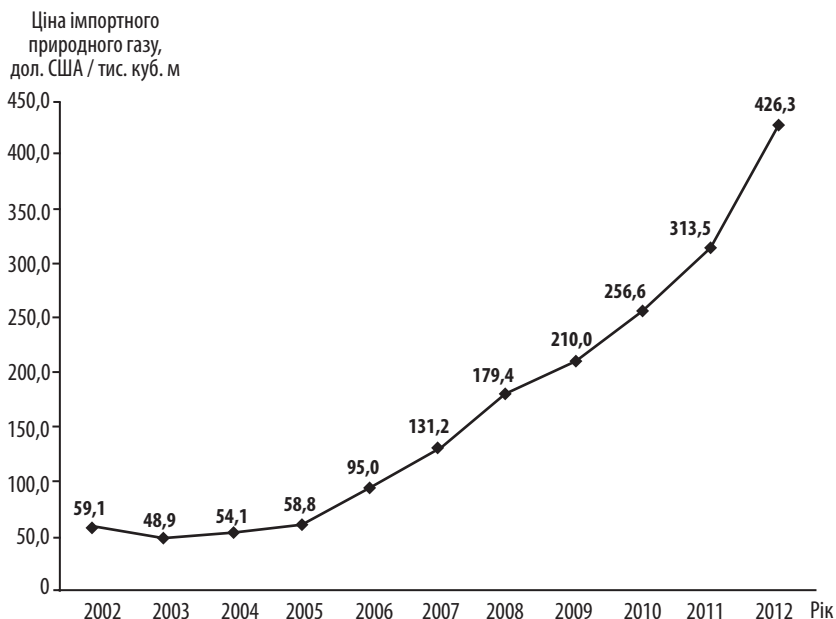


Рис. 1.42. Динаміка імпортних цін на природний газ в Україні в 2002 – 2012 рр.

Отже, за 2002 – 2012 рр. ціни на природний газ мали сталу тенденцію до зростання та у порівнянні із 2002 р. зросли в 7,2 рази. У 2012 р. середній рівень імпортних цін на природний газ становив 426,3 дол. США / тис. куб. м. Наявна ситуація до стрімкого зростання цін на природний газ в Україні в поточній перспективі є негативним фактором для економічного зростання національного господарства, але в довгостроковій перспективі назрівання енергетичної кризи (енергодефіцит + зростання цін) є спонукаючим мотивом вирішення питань газозалежності України. На рис. 1.43 розглянуто структуру імпорту природного газу в Україну за різні роки.

Як видно з рис. 1.43, структура імпорту природного газу в Україну за останні 6 років зазнала кардинальних змін. Так, у 2006 р. 72,9 % або 36,6 млрд куб. м імпортованого природного газу надходило з Туркменістану; ще 12,7 % або 6,4 млрд куб. м – з Казахстану; 8,4% або 4,2 млрд куб. м – з Ро-

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

сії, решта 6% або 3 млрд куб. м – з Узбекистану. У 2012 р. імпорт природного газу було монополізовано Російською Федерацією. Так, у цьому році з Росії було імпортовано 99,8 % або 32,9 млрд куб. м природного газу і лише 0,2 % або 0,05 млрд куб. м надійшло з Німеччини (реверсні поставки).

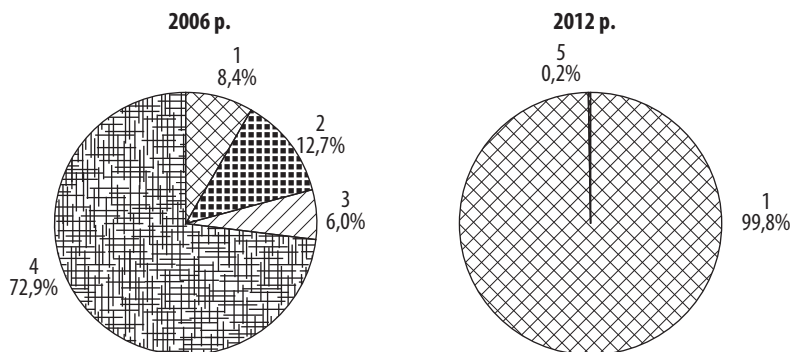


Рис. 1.43 . Структура імпорту природного газу в Україну в 2006 – 2012 рр. [27]:

1 – Росія; 2 – Казахстан; 3 – Узбекистан; 4 – Таджикистан; 5 – Німеччина

Отже, структура імпорту природного газу в Україну в 2006 р. була достатньо диверсифікованою на відміну від 2012 р., коли на одну країну припадало майже 100 % імпорту природного газу. Така ситуація свідчить про монопольний вплив Російської Федерації на український ринок природного газу, що становить загрозу його енергетичній безпеці.

Завершальним етапом аналізу українського ринку природного газу є визначення його балансу (рис. 1.44).

Незважаючи на наявність родовищ природного газу в Україні, його видобуток задовольняє потреби всього на одну третину. Тому Україна посідає одне з лідируючих місць у світі за обсягами його імпорту.

Таким чином, Україна є газодефіцитною країною світу, яка залежить від імпортованих поставок природного газу. На цей час з метою послаблення залежності від імпорту природного газу спостерігаються тенденції скорочення потреби цього енергоресурсу для національної економіки та зростання обсягів його видобутку. Однак наявних тенденцій недостатньо для здобуття енергетичної безпеки в газовій сфері.

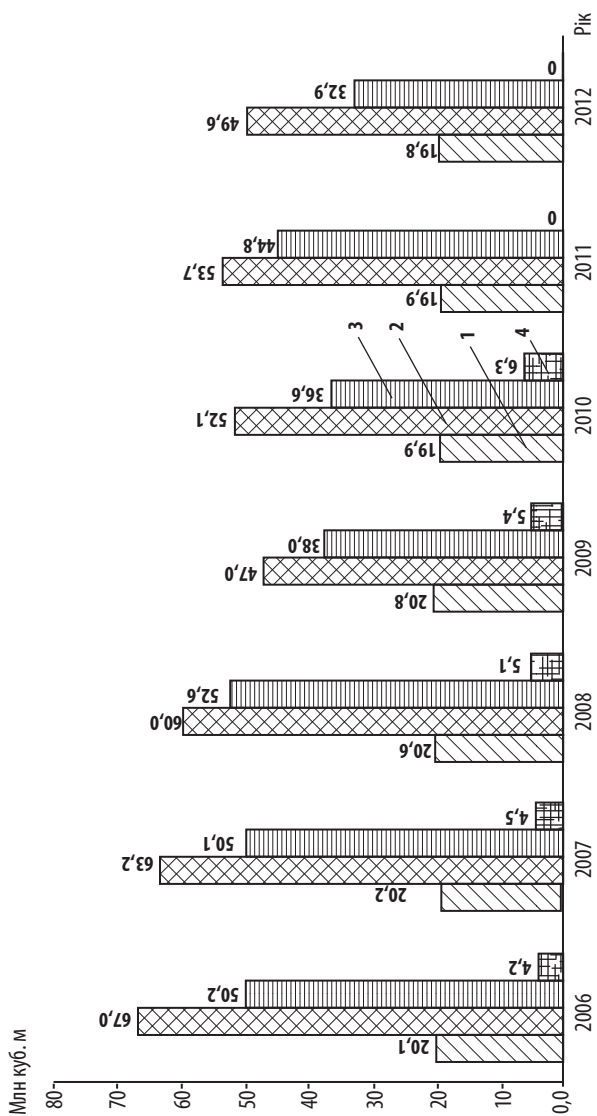


Рис. 1.44 Баланс ринку природного газу в Україні:
1 - видобуток; 2 - споживання; 3 - імпортування; 4 - експорт

Висновки до розділу 1

На основі проведеного в розділі дослідження були отримані такі наукові та практичні результати:

1. Аналіз динаміки використання ППЕР у світі дозволив визначити зростання значущості природного газу у світовій економіці:

- 1.1. За 1980 – 2012 рр. їх обсяг збільшився в 1,9 разів, у т. ч. за рахунок нафти – в 1,4 рази, вугілля – у 2,1 рази та природного газу – у 2,3 рази.
- 1.2. У 2012 р. частка природного газу в балансі зросла до 24 % проти 19,6 % у 1980 р.

2. Світові тенденції у видобутку та споживанні природного газу засвідчують таке:

- 2.1. Запаси природного газу розподілені між регіонами та країнами нерівномірно, що визначає газопрофіцитні та газодефіцитні серед них.
- 2.2. У світі не існує глобального ринку природного газу, натомість діють окремі регіональні ринки Європи, Близького Сходу, Євразії, Північної Америки та ін.
- 2.3. Еволюція світового газового ринку подібна до ринку нафти, на її теперішньому етапі відбувається групування країн-експортерів з метою регулювання договірних відносин.
- 2.4. Основним напрямом постачань природного газу є трубопровідний транспорт, тоді як ринок зрідженого газу знаходиться ще на стадії формування.

3. Україна відноситься до газодефіцитних країн світу:

- 3.1. За рахунок внутрішніх джерел видобутку можливо задовольнити лише 1/3 потреб національного господарства.
 - 3.1.1. Динаміка видобутку природного газу державними підприємствами демонструє переважно негативну тенденцію, що обумовлено виснаженістю родовищ, недостатністю інвестування в геологорозвідувальне та експлуатаційне буріння.
 - 3.1.2. На цей час в Україні започатковується приватний сектор із видобутку природного газу завдяки вільному ціноутворенню,

мобільності у залученні кредитних коштів, що сприяє залученню інвестиційних ресурсів у використання новітніх технологій для розробки нових газових родовищ.

3.2. Сфера розподілу природного газу в Україні побудована за старим технологічним укладом, що призводить до вкрай високої інтенсивності його споживання (183,45 куб. м / дол. США в 2012 р.) .

3.3. У регіональному розрізі найбільшими споживачами природного газу в Україні в 2012 р. були Донецька – 13,3 %, Дніпропетровська – 10,4%, Луганська – 6,6 % і Харківська – 6,2 % області та м. Київ – 8,1%.

3.4. Основними напрямками споживання природного газу за секторами економіки в 2012 р. були металургійне (13,9 %) та хімічне (17,2 %) види виробництв, виробництво та розподіл електроенергії, газу та води (39 %), і транспортний сектор (7,7 %).

4. Імпорт природного газу до України монополізовано Російською Федерацією:

4.1. Україна є одним з найбільших імпортерів природного газу у світі.

4.2. Наявність спільної з Російською Федерацією системи газотрубопроводів обумовлює високий вплив цієї країни на газовий ринок України.

4.3. Альтернативні шляхи поставки природного газу ще не сформовано.

5. Виявлені аналітичні тенденції визначили необхідність висунути наступні гіпотези:

5.1. Критичний стан економічної безпеки України в сфері розподілу природного газу.

5.2. Можливість подолання газодефіцитності національної економіки у короткостроковому періоді за рахунок диверсифікації внутрішніх джерел пропозиції природного газу (освоєння важкодоступних його покладів).

Зазначені гіпотези доведено у наступних розділах монографії.

Розділ 2

ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ АСПЕКТИ ОЦІНКИ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

2.1. Сутність поняття «енергетична безпека країни» та сфера його застосування

Теперішній стан функціонування глобальної економіки засвідчує про зростаючі її енергетичні потреби, які в майбутньому неможливо буде задовольнити за рахунок розвіданих запасів ППЕР. Особливо це стосується рідких та газоподібних вуглеводнів, які є основою світового паливно-енергетичного балансу. В результаті очікуваного енергодефіциту постійно виникають різні за масштабом енергетичні кризи. Намагаючись протистояти таким негативним екстерналіям, більшість держав світу висловлюють занепокоєння щодо стану власної енергетичної безпеки.

У зв'язку з цим науковці все більше приділяють увагу дослідженню проблеми енергетичної безпеки. Серед них, в першу чергу, необхідно зазначити В. Баранніка [4, 115], К. Вінзера [197], М. Воропай, С. Сендерова [13], М. Земляного, А. Шевцова, А. Дорошкевича [115], Дж. Лілістама, Е. Пета [164], А. Сменьковського [107], В. Саприкіна [105], Ж. Сапіра [104] та ін. Проблемою енергетичної безпеки займаються також міжнародні організації, а саме Організація Об'єднаних Націй (ООН), Світовий Банк (СБ), Міжнародне енергетичне агентство (МЕА), Світовий економічний форум (СЕФ), Всесвітня енергетична рада (ВЕР), Європейська Комісія (ЄК) та ін. У той же час в економічній літературі існує обмежене коло досліджень з питань формування енергетичної безпеки країни (додаток Б).

Актуальність проблеми енергетичної безпеки України визначена в нормативно-правових та програмно-цільових документах:

- Законі України «Про основні національної безпеки України», згідно з яким серед основних напрямів державної політики з питань націо-

нальної безпеки зазначена необхідність «забезпечення енергетичної безпеки на основі сталого функціонування і розвитку паливно-енергетичного комплексу, в тому числі послідовного і активного проведення політики енергозбереження та диверсифікації джерел енергозабезпечення» [35];

- Стратегії економічного та соціального розвитку України на 2010 – 2015 роки «Шляхом європейської інтеграції» – енергетичну безпеку включено до цілей одного з блоків «Стратегії забезпечення економічної безпеки держави» та вказано про необхідність «посилення енергетичної безпеки, здійснення активної політики енергозбереження та розвитку власного енергопотенціалу, диверсифікації ринків і створення умов для реальної конкуренції у сфері енергопостачання» [110];
- Енергетичній стратегії України до 2030 року та подальшу перспективу, серед цілей якої безпосередньо вказано про «забезпечення енергетичної безпеки держави» [29];
- Програмі розвитку мінерально-сировинної бази на період до 2030 року – затверджено вугілля як пріоритетну сировину для забезпечення енергетичної безпеки України. Так, згідно з цим програмним документом, «вугілля в Україні – єдина енергетична сировина, запасів якої потенційно достатньо для забезпечення енергетичної безпеки держави» [34].

Слід окремо зазначити, що власну енергетичну безпеку Україна розглядає у контексті посилення співробітництва з ЄС у сфері енергетики. Україна прагне зміцнити свій статус надійної транзитної держави, інтегруватися в енергетичний простір ЄС. Зокрема Енергетичною стратегією до 2030 р. як одну зі стратегічних цілей визначено інтеграцію Об'єднаної енергосистеми України до європейської енергосистеми з послідовним збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави нафти і газу [28].

Треба зазначити, що розуміння сутності поняття «енергетична безпека» походить від загального розуміння стану безпеки, що надане в національному та міжнародному законодавствах, як «стан захищеності життєво важливих інтересів особистості, суспільства та держави від зовнішніх та внутрішніх загроз» [35]. Поєднання в єдиному визначенні інтересів особистос-

ті, суспільства та держави дозволило встановити головний принцип взаємної та неподільної безпеки – «безпека для себе через безпеку для всіх» [6].

Постановка проблеми зміцнення енергетичної безпеки знайшла своє відображення у дослідженні МЕА, що було пов'язано із безпекою постачання нафти в період нафтової кризи 1973 р. [166]. Етимологія слова «безпека» походить від англ. security, що означає як безпеку, так і забезпеченість, захищеність, гарантію, впевненість [181]. Зважаючи на це, поняття «безпеки» є багатограним та стосується різних явищ та процесів (рис. 2.1).

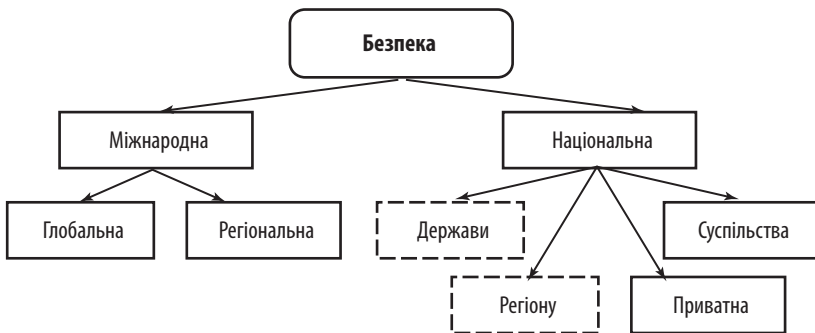


Рис. 2.1. Класифікація поняття «безпека»
(адаптовано за [25])

Отже, природно, що при дослідженні проблеми енергетичної безпеки дослідники, в першу чергу, акцентують увагу на пропозицію енергетичних ресурсів та послуг, загрози якій виникають із різних природних, економічних і політичних чинників і впливають на всі джерела пропозиції енергії та інфраструктуру їх постачання.

Поняття «енергетична безпека» широко використовується на глобальному та національному рівнях, але немає консенсусу щодо його тлумачення. На цей час воно розглядається у двох контекстах:

- 1) у *політичному* – як складова національної безпеки держави, що відповідає за рівень захищеності національних інтересів в енергетичній сфері та відображає рівень енергетичного суверенітету від країн-експортерів ППЕР;

- 2) в економічному – як складова економічної безпеки, що відповідає за задоволення поточних енергетичних потреб і за довгостроковий розвиток через забезпечення економічно доступною та екологічно прийнятною енергією.

Економічна безпека національного господарства є складним явищем, що вміщує різні аспекти забезпечення сталого розвитку держави, а саме: інвестиційно-інноваційну, фінансову, енергетичну, зовнішньоторговельну та соціальну складові [72; 73]. Особливе місце серед цих складових відводиться енергетичній безпеці, оскільки від стану паливно-енергетичного комплексу залежить політична незалежність держави, її економічний розвиток та соціальна стабільність. У той же час енергетична складова економічної безпеки національної економіки має ще видові детермінанти, що покликані визначити безпеку в нафтовій, газовій, вугільній та нафтопродуктовій сферах [69]. На рис. 2.2 наведено декомпозицію енергетичної складової економічної безпеки держави за її складовими.

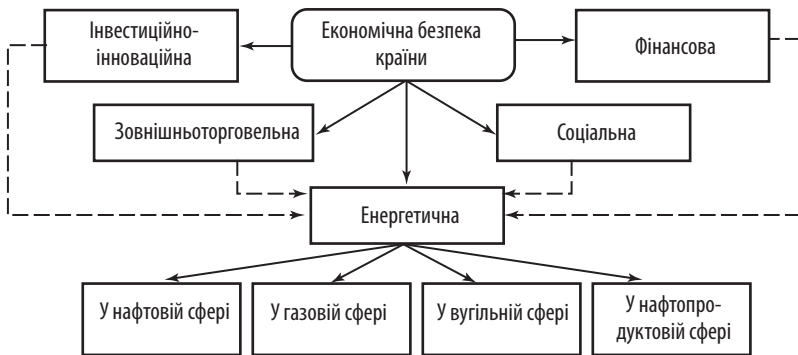


Рис. 2.2. Визначення місця енергетичної складової в економічній безпеці держави (адаптовано за [69; 72; 73])

У той же час й інші складові здійснюють вплив на енергетичну безпеку держави, зокрема:

- 1) *інвестиційно-інноваційна складова* обумовлює розвиток ГСТП-структур (галузь-сировина-технологія-продукція) окремих галузей паливно-енергетичного комплексу [75];

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

- 2) *фінансова складова* визначає прибутковість функціонування підприємств паливно-енергетичного комплексу, є спонукаючим мотивом вивільнення та перелив капіталу до більш ефективних [15];
- 3) *зовнішньоторговельна складова* є джерелом покриття дефіциту ППЕР за рахунок їх імпорту або навпаки ліквідації профіциту за рахунок їх експорту;
- 4) *соціальна складова* визначає потреби населення за видами ППЕР та його платоспроможність.

Враховуючи комплексність та багатоаспектність цього поняття, для його використання в газовій сфері України доцільно детально дослідити його змістове навантаження та сферу застосування. У *табл. 2.1* наведені основні визначення поняття «енергетична безпека», різні за змістовою сутністю, які найбільш частіше використовуються в науковій літературі та законодавчих актах.

Таблиця 2.1

Основні визначення сутності поняття «енергетична безпека» в науковій літературі та законодавчих актах

Автори / Джерело	Сутність поняття
1	2
Ж. Санір [104]	Такі умови, при яких споживач має надійний доступ до необхідної йому енергії, а постачальник – до її споживачів.
European Comission [132]	Енергетична безпека існує, якщо енергетичний сектор не викликає значного зниження добробуту в економіці на національному та глобальному рівнях.
М. Воропай, С. Сендеров [13]	Стан захищеності громадян, суспільства, держави, економіки від загроз дефіциту у забезпеченні їх потреб в енергії економічно доступними енергетичними ресурсами прийнятної якості, від загроз порушень безперервності енергопостачання.
NSCL [164]	Забезпечення доступу у споживачів до необхідних їм енергетичних послуг (фізична безпека), уникаючи надмірної волатильності цін (цінова безпека).
J. Lilliestam, A. Patt [164]	Проблема справедливого надання доступних, надійних, ефективних, екологічно безпечних, належним чином регульованих і соціально прийнятних енергетичних послуг.

Закінчення табл. 2.1

1	2
ERIA [142]	Забезпечення необхідною кількістю енергії життя людей, економічних, соціальних і оборонних заходів та інших цілей за доступними цінами.
Європейська економічна комісія [120]	Стан суспільства, який дозволяє за наявності загроз зовнішнього і внутрішнього характеру і впливу дестабілізуючих чинників економічного, соціально-політичного, природного і техногенного походження підтримувати необхідний рівень національної безпеки країни, усуваючи і компенсуючи негативний вплив цих чинників.
G. Francis [153]	Стан економіки, при якому нація та всі або більшість її громадян та підприємств мають доступ до достатньої кількості енергоресурсів за доступними цінами в осяжному майбутньому, за умови вільних від серйозних ризиків збоїв в обслуговуванні.
World Energy Council [148]	Як для нетто-імпортерів, так і експортерів енергії, це відноситься до ефективного управління постачанням первинної енергії з внутрішніх та зовнішніх джерел, надійності енергетичної інфраструктури, а також можливості енергетичних підприємств задовольнити поточні і майбутні потреби. Для країн, що є нетто-експортерами енергії, також відноситься до здатності підтримувати доходи від впливу зовнішніх ринків збуту.
J. Deutch [141]	Зв'язок між енергетичними ринками і національною безпекою у сфері виробництва, передачі і використання енергії.
Законодавство РФ [24]	Частина національної безпеки країни, що залежить від енергетичного фактора, забезпечення кількості (обсягу), якості (економічності і надійності) і конструктивності (організованості) енергопостачання споживачів. Енергетична безпека включає до себе ресурсну достатність, економічну доступність, екологічну допустимість і технологічну досяжність збалансованого забезпечення попиту і пропозиції відповідних енергоносіїв.
Законодавство України [72]	Стан економіки, що забезпечує захищеність національних інтересів у енергетичній сфері від наявних і потенційних загроз внутрішнього та зовнішнього характеру, дає змогу задовольняти реальні потреби в паливно-енергетичних ресурсах для забезпечення життєдіяльності населення та надійного функціонування національної економіки в режимах звичайного, надзвичайного та воєнного стану.

Усі з наведених вище визначень поняття «енергетична безпека» відображають головну ідею управління енергопозицією при відсутності різ-

ких змін в доступності ППЕР у порівнянні як із теперішнім, так і з майбутнім попитом на них. Загалом, серед поданих у табл. 2.1 визначень можна виділити три змістові підходи.

При *першому підході* автори визначають енергетичну безпеку як безперервність поставок енергоносіїв для задоволення попиту: Ж. Сапір [104], World Energy Council [148], Clingendael International Energy Programme [133], Закон України «Про основи національної безпеки України» [72].

У межах *другого підходу* автори намагаються відтворити повний перелік суб'єктивних та об'єктивних фільтрів, за яких можливий справедливий доступ до ППЕР: Європейська економічна комісія [120], G. Francis [153], Законодавство РФ [24].

При *третьому підході* автори розширюють сферу впливу заходів із зміцнення енергетичної безпеки на екологічну складову надрокористування та управління ефективністю попитом на енергоресурси: J. Lilliestam, A. Patt [164].

Слід також зазначити, що згідно з дослідженням Всесвітньої енергетичної ради (World Energy Council) енергетична безпека розглядається як складова більш загального поняття «енергетична стійкість», що, окрім безпеки, включає соціальну справедливість у доступі до енергії та екологічну складову задля пом'якшення впливу енергоресурсів на зміну клімату [148].

У цьому дослідженні основна увага приділяється економічним аспектам енергетичної безпеки, тому в подальшому вона розглядається з позиції першого підходу, в рамках якого уточнюється сутність поняття «енергетична безпека», під якою розуміється стан захищеності інтересів суб'єктів економіки (споживачів та виробників ППЕР) від ризиків дисбалансу кон'юнктури енергетичного ринку. Відмінністю зазначеного визначення вважається те, що на стан кон'юнктури енергетичного ринку впливає континуум ендогенних та екзогенних чинників, які неможливо повністю перелічити. Захищеність інтересів суб'єктів економіки досягається при балансі попиту та пропозиції на енергетичному ринку. Таким чином, енергетична безпека досягається за умови ринкової рівноваги між попитом та пропозицією на специфічному ринку ППЕР (рис. 2.3), викривлення будь-якої зі складових призводить до зниження захищеності інтересів суб'єктів економіки та неможливості повною мірою задовольнити їх енергетичні потреби.

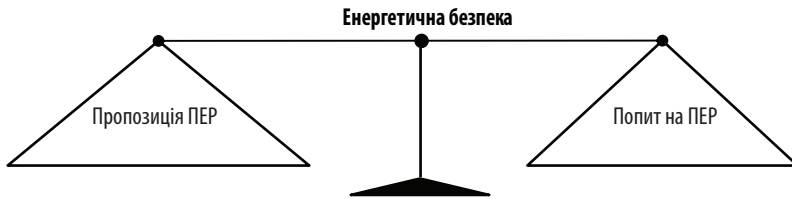


Рис. 2.3. Баланс попиту та пропозиції на енергетичному ринку як стан енергетичної безпеки

Слід підкреслити, що зазначене визначення можна використовувати як на глобальному, так і на регіональних та національних енергетичних ринках, тобто доцільно досліджувати енергетичну безпеку на різних рівнях управління. Враховуючи це, енергетичну безпеку доцільно розглядати для різних за масштабом енергетичних систем.

На сьогодні розробка паливно-енергетичного балансу найчастіше здійснюється згідно з методичним підходом МЕА, який передбачає визначення таких блоків [7; 112]:

- 1) загальна первинна енергопропозиція: виробництво, імпорт, експорт, морські й авіаційні бункера, зміна запасів ППЕР;
- 2) перетворення первинної енергії, що включає виробництво енергії та енергоресурсів на ТЕС, ТЕЦ, ГПЗ, НПЗ, переробку вугілля, енергоспоживання на власні потреби цих підприємств, втрати при перетворенні енергоресурсів, що переробляються;
- 3) загальне кінцеве енергоспоживання різними секторами економіки;
- 4) споживання енергії на неенергетичні цілі як сировину та матеріали.

Ефективне управління кожною із цих складових здатне зміцнити енергетичну безпеку, яка має також різні аспекти за часовою орієнтацією [145]:

- довгострокова енергетична безпека, яка в основному пов'язана із своєчасністю інвестицій у розвиток паливно-енергетичного комплексу у відповідності з економічним розвитком та екологічними потребами;
- короткострокова енергетична безпека, що фокусується на здатності енергетичного ринку оперативного реагувати на раптові зміни в балансі попиту та пропозиції.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

На рис. 2.4 наведено взаємозв'язок між короткостроковою та довгостроковою енергетичною безпекою.



Рис. 2.4. Взаємозв'язок між короткостроковою та довгостроковою енергетичною безпекою

В основі формування довгострокової енергетичної безпеки лежить побудова довгострокового паливно-енергетичного балансу із підкріпленням його енергетичною стратегією. Короткострокова енергетична безпека відображає поточну ситуацію на енергетичному ринку, що може бути визначена за поточним балансом ППЕР у певному періоді.

Незважаючи на різні підходи до визначення поняття «енергетична безпека», автори одногосно стверджують про те, що захищеність інтересів пов'язана із здатністю протидіяти ризикам / загрозам на енергетичному ринку. Загальна ідея різних визначень поняття «енергетична безпека» може бути описана як відсутність, захищеність або адаптація до загроз, які викликані або які впливають на ланцюжок енергопостачання.

Загрози енергетичній безпеці різняться за низкою характеристик. Як зазначає К. Вінзер, вони залежать від [197]:

- 1) джерел ризику, серед яких виділяють: технічні, природні, соціальні;

- 2) сфер захисту, серед яких виділяють: безперервність енергопостачань, безперервність енергообслуговування, економічну стійкість до волатильності цін, безпеку людини та екологічну стійкість;
- 3) швидкості впливу загрози, яка відноситься до часової шкали, на якій ризики матеріалізуються;
- 4) масштабу загрози, яка описується амплітудою коливань попиту та пропозиції на енергетичного ринку;
- 5) тривалості впливу загрози, тобто часовим проміжком часу, протягом якого дія загрози зберігається;
- 6) сфери розповсюдження загрози, яка описує розмір найбільшої географічної одиниці, на яку одночасно здатна вплинути загроза;
- 7) особливостей загрози впливу, що описує частоту їх рецидивів;
- 8) впевненості у зарозі, що описує ступінь їх невизначеності (передбачена, ймовірна, невідома).

Окрім ризиків збоїв в енергопостачанні, стан енергетичної безпеки, згідно з методичним підходом МЕА (моделі короткострокової енергетичної безпеки – MOSES), потребує врахування також стійкості або здатності енергетичної системи впоратися з такими збоями [166]. Таким чином, згідно з дослідженнями МЕА, стан енергетичної безпеки можна описати зовнішніми ризиками, зовнішньою стійкістю, внутрішніми ризиками та внутрішньою стійкістю енергетичної системи (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Параметри енергетичної безпеки, за MOSES [166]

Вид параметру	Ризики	Стійкість
Зовнішній	Зовнішні ризики: ризики, пов'язані з можливими збоями в імпорті енергоносіїв	Зовнішня стійкість: здатність реагувати на збої в імпорті енергоносіїв, замінюючи їх іншими постачальниками або маршрутами постачань.
Внутрішній	Внутрішні ризики: ризики, що виникають у зв'язку з внутрішнім виробництвом і перетворенням енергії	Внутрішня стійкість: внутрішня здатність реагувати на збої в енергопостачанні, за рахунок запасів палива.

Отже, підсумовуючи вищенаведений аналіз підходів до визначення поняття «енергетична безпека», можна відзначити, що стан енергетичної безпеки країни залежить від ризиків, що виникають на енергетичному ринку, та проявляється у здатності енергетичних систем протидіяти їх негативним наслідкам.

Формування енергетичної безпеки на національному рівні повинно відбуватися на основі головного принципу – енергосамодостатності, що передбачає орієнтацію на споживання національних ППЕР, нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії, а також вторинних енергетичних ресурсів. Важливість цього принципу декларується у роботі [67], спираючись на те, що «жодна країна не буде свою енергетичну стратегію на імпортованому паливі, ігноруючи власні енергоносії, не вирішуючи питання диверсифікації ППЕР». Гармонічне співвідношення між імпортованими та власними (національними) джерелами у паливно-енергетичному балансі країни є одним із важливих напрямів зміцнення її енергетичної безпеки, яка значною мірою відбивається на економічній стабільності в державі та стані ринкової рівноваги в ситуаціях енергетичної кризи [103].

Особливості застосування даного понятійного апарату визначаються різними видами енергетичних ринків, для яких доцільно визначати рівень енергетичної безпеки, при цьому мова йде про дотримання балансу попиту та пропозиції за кожним видом ППЕР. Припускається, і у подальшому доводиться, що загрози енергетичній безпеці виникають за кожним видом ППЕР. Дослідити стан енергетичної безпеки узагальнено, за агрегованим паливно-енергетичним балансом неможливо, оскільки окремі з видів цих ресурсів не є взаємозамінними, тому доцільно визначати видову енергетичну безпеку: за газовою, нафтовою, нафтопродуктовою, вугільною, електроенергетичною складовими.

Стан енергетичної безпеки залежить від форми організації конкретного енергетичного ринку: ринок з вертикально інтегровані міжнародними компаніями, модель «Єдиного покупця», оптовий конкурентний ринок, контрактна система ринкових відносин. Процес формування ринку кожного енергоресурсу відбувається за своєю власною логікою і не може зводитися до узагальнюючих висновків щодо стану ринкових відносин в цілому. Сьогодні світова система торгівлі сформована тільки на ринку нафти. Ринок

газу розвивається поки що в рамках регіональних систем. На ринку електроенергії діє модель «Єдиного покупця», яким є держава в формі Об'єднаних енергетичних систем. На ринку вугілля склалася квазіринкова структура, де основними гравцями є держава та вертикально інтегровані підприємства [62]. Отже, ППЕР є особливим товаром, що має низку специфічних характеристик, які визначають відмінні риси дослідження енергетичної безпеки за кожним з їх видів [114]:

- 1) *висока невизначеність*, що пов'язана із розробкою енергоресурсів, і специфічністю інвестицій на всьому енергетичному ланцюзі від видобутку до кінцевого споживання. У більшості випадків енерговидобувні комплекси працюють на межі своїх можливостей, а введення в експлуатацію нових родовищ та створення запасів потребує значних капіталовкладень;
- 2) *скінченність ресурсів*, що ускладнюється високою концентрацією запасів в обмеженій кількості країн. У світі наявна значна диференціація між енергозабезпеченими країнами, що їх експортують, та країнами-імпортерами, що обумовлює значні політичні ризики для малозабезпечених країн внаслідок їх потрапляння під вплив країн-експортерів;
- 3) *наявність двох суб'єктів, які приймають рішення на етапі видобутку*: видобувної компанії та власника енергоресурсів (теорія К. Біндемана «принципал – агент» [127]). ППЕР становлять національне багатство країни-власника їх запасів, а рента від видобутку є основним джерелом надходжень до Державного бюджету. Тоді як видобуток цих ППЕР найчастіше здійснюють приватні вертикально інтегровані компанії;
- 4) *нееластичний попит на ППЕР* та його взаємодія із потужнісними обмеженнями з боку пропозиції;
- 5) *недосконалість ринків*, що характеризується зовнішніми факторами.

Враховуючи вищевизначені особливості, вважається доцільним досліджувати енергетичну безпеку національного господарства: *по-перше*, у короткостроковій та довгостроковій перспективах; *по-друге*, за видами ПЕР; *по-третє*, на основі побудови балансів їх попиту та пропозиції.

2.2. Теорія та практика оцінки енергетичної безпеки країни

На сучасному етапі не має єдності серед науковців відносно підходів до оцінки енергетичної безпеки країни. На цей час рівень енергетичної безпеки країни пропонується визначати за допомогою *трьох груп методів*: 1) індикативного аналізу, 2) експертного оцінювання, 3) таксономічного аналізу [11; 13; 72; 96; 107; 115; 142; 148; 166; 197]. Окремі підходи можуть складатися як із послідовного використання всіх трьох методів [13; 72; 77], так і з окремих з них [25; 107; 142; 166]. Основна проблема оцінки енергетичної безпеки країни зводиться до врахування переліку індикаторів, що є найбільш значущими для стану енергетичної безпеки країни. У цьому дослідженні вважається необхідним визначати індикатори, враховуючи їх відповідність певним критеріям [97; 99]:

- 1) оцінка енергетичної безпеки має бути взаємопов'язана з функціонуванням енергоринку та перетворитися з пасивного інструменту констатування його фактичного стану на активний інструмент управління;
- 2) методи оцінки енергетичної безпеки національного господарства повинні сприяти виявленню «вузьких» місць у балансі попиту та пропозиції на енергоресурси;
- 3) необхідно розглядати оцінку енергетичної безпеки як складну еколого-соціально-економічну, яка забезпечує збалансоване задоволення економічних, соціальних та екологічних потреб у ППЕР;
- 4) локальні показники енергетичної безпеки мають формуватися на основі принципу «знизу-вгору» за відповідними видами ППЕР;
- 5) повинна існувати реальна можливість визначення показників енергетичної безпеки, виходячи з інформації, яка підтримується в національній та міжнародній статистиці.

Усвідомлення значущості цих критеріїв дозволяє обрати правильний підхід до оцінки енергетичної безпеки на національному рівні.

Одне з перших досліджень оцінки рівня енергетичної безпеки було проведено МЕА серед країн-членів ОЕСР [166]. МЕА запропонувало модель оцінки короткострокової енергетичної безпеки (MOSES), в основі якої було враховано дві групи факторів: ризики збоїв енергопостачання та стійкість національної енергетичної системи до таких збоїв. Запропонований підхід

РОЗДІЛ 2. Теоретико-методичні аспекти оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері

не має на меті ранжування країн за рівнем енергетичної безпеки на основі інтегрального показника, натомість визначає їх «профілі енергетичної безпеки» на основі наявних ризиків і стійкості виробничих потужностей паливно-енергетичного комплексу до збоїв в енергопостачанні. У табл. 2.3 узагальнено індикатори оцінки енергетичної безпеки згідно з моделлю MOSES.

Таблиця 2.3

Індикатори ризиків і стійкості енергетичної безпеки за MOSES (складено за [166])

Джерело енергії	Параметр		Індикатор
1	2		3
Сира нафта	Зовнішній	Ризик	Залежність від нетто-імпорту
			Середньозважена політична стабільність постачання
		Стійкість	Точки входу (порти і трубопроводи)
			Різноманітність постачальників
	Внутрішній	Ризик	Частка видобутку на шельфі
		Стійкість	Рівень запасів
Нафтопродукти	Зовнішній	Ризик	Залежність від нетто-імпорту
			Різноманітність постачальників
		Стійкість	Точки входу (порти і трубопроводи)
			Кількість НПЗ
	Внутрішній	Стійкість	Гнучкість інфраструктури нафтопереробки
			Рівень запасів
Природний газ	Зовнішній	Ризик	Залежність від нетто-імпорту
			Середньозважена політична стабільність постачання
		Стійкість	Точки входу (порти і газотрубопроводи)
			Різноманітність постачальників
Природний газ	Внутрішній	Ризик	Частка видобутку на шельфі
		Стійкість	Добова продуктивність зі свердловин і запаси зрідженого газу
			Інтенсивність споживання природного газу

1	2		3
Вугілля	Зовнішній	Ризик	Залежність від нетто-імпорту
		Стійкість	Точки входу (порти та залізничні шляхи) Різноманітність постачальників
	Внутрішній	Ризик	Частка підземного видобутку
Гідроенергія	Внутрішній	Ризик/ Стійкість	Щорічна волатильність виробництва
Атомна електроенергія	Внутрішній	Ризик	Незаплановані відключення реакторів
			Середній вік атомних електростанцій
		Стійкість	Різноманітність моделей реакторів
			Кількість атомних електростанцій

Проте, сама MEA зазначає про недосконалість підходу та його вузьку спрямованість. MOSES націлена на визначення фізичної безпеки енергопостачання та не враховує такі чинники, як:

- 1) економічну складову енергетичної безпеки або «доступність» енергії, відображенням якої є рівень та волатильність цін на енергоносії;
- 2) інституційні та інвестиційні фактори, а саме структуру енергоринку та його інвестиційний клімат;
- 3) кінцеве споживання енергії та енергоносіїв, а також якість надання енергетичних послуг;
- 4) екологічну складову енергокористування.

Інший підхід для оцінки енергетичної безпеки використовується Інститутом енергії XXI століття США [159], який пропонує 8 складових для оцінки міжнародного індексу ризиків енергетичної безпеки за країнами і враховує 28 індикаторів енергетичної безпеки (табл. 2.4). У зазначеному підході пропонується визначати узагальнений індекс на основі нормалізації різнопланових показників до середнього значення в країнах ОЕСР та їх зваження за вагомістю, що встановлена експертами.

Інститут енергії XXI століття США розраховує міжнародний індекс для 25 країн світу, серед яких є й Україна. Незалежна оцінка засвідчує про най-

РОЗДІЛ 2. Теоретико-методичні аспекти оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері

нижчий рівень енергетичної безпеки національної економіки серед інших країн, що досліджуються (рис. 2.5).

Таблиця 2.4

Класифікація індикаторів енергетичної безпеки, що використовуються для оцінки Міжнародного індексу енергетичної безпеки (адаптовано за [159])

Значення складової в загальній енергетичній безпеці	Індикатори, що характеризують складову енергетичної безпеки	Особливості розрахунку індикатора енергетичної безпеки
1	2	3
<i>Глобально значимі види палива</i>		
Надійність і різноманітність світових запасів і поставок нафти, природного газу та вугілля	Безпека за світовими запасами нафти	Світові доведені запаси певного виду ППЕР (нафта, вугілля, природний газ), зважені за індексом відносної свободи (Freedom Index) в кожній країні і за індексом різноманітності запасів цього ресурсу в світі
	Безпека за світовими запасами природного газу	
	Безпека за світовими запасами вугілля	
	Безпека за світовим видобутком нафти	Світовий видобуток певного виду ППЕР (нафта, вугілля, природний газ), зважений за індексом відносної свободи в кожній країні та індексом світової різноманітності видобутку цього ресурсу
	Безпека за світовим видобутком природного газу	
	Безпека за світовим видобутком вугілля	
<i>Імпорт палива</i>		
Вплив на національну економіку ненадійних і концентрованих поставок нафти і природного газу та вугілля	Залежність від імпорту нафти	Питома вага чистого імпорту окремого виду ППЕР (нафти, природного газу, вугілля) у загальних обсягах його національної пропозиції скорегована за надійністю міжнародного нафтового виробництва (вимірюється за допомогою індексу свободи) і за різноманітністю країн-виробників
	Залежність від імпорту природного газу	
	Залежність від імпорту вугілля	Питома вага чистого імпорту ППЕР від загальної первинної енергопропозиції
	Загальна енергетична залежність від імпорту	
	Витрати на імпорт паливних енергоресурсів на одиницю ВВП	

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Продовження табл. 2.4

1	2	3
<i>Грошові витрати на енергію</i>		
Величина витрат в національній економіці на енергію і вплив цінових шоків на споживачів	Енергомісткість ВВП у вартісному вираженні	Загальна реальна вартість спожитої енергії в перерахунку на 1 тис. дол. США ВВП за паритетом купівельної спроможності
	Енергомісткість на душу населення у вартісному вираженні	Загальна реальна вартість спожитої енергії в перерахунку на душу населення
	Роздрібні ціни на електроенергію	Середні витрати на електроенергію за кіловат-годину
	Ціни на сиру нафту	Реальні витрати за 1 барель сирої нафти
<i>Волатильність цін та енергоринку</i>		
Чутливість національної економіки до великих коливань цін на енергоносії	Волатильність цін на сиру нафту	Річна зміна цін на сиру нафту до середнього за трирічний період
	Волатильність витрат на енергію	Середня річна зміна у енерговитратах на 1 тис. дол. США ВВП
	Коефіцієнт використання світових потужностей з нафтопереробки	Середній відсоток використання світових потужностей з нафтопереробки
<i>Інтенсивність споживання енергії</i>		
Інтенсивність використання енергії по відношенню до чисельності населення і економічного виробництва	Енергоспоживання на душу населення	Кількість британських термічних одиниць (БТО), що споживаються людиною за рік
	Енергомісткість ВВП	Кількість БТО первинної енергії, які використовуються у національній економіці на 1 тис. дол. США реального ВВП
	Інтенсивність споживання нафтопродуктів	Кількість БТО нафтопродуктів, які використовуються у національній економіці на 1 тис. дол. США реального ВВП
<i>Електроенергетика</i>		
Надійність генеруючих потужностей електроенергетики	Диверсифікація потужностей електроенергетики	Частка ринку (індекс концентрації) електрогенеруючих потужностей з урахуванням їх доступності.

Закінчення табл. 2.4

1	2	3
	Частка електрогенеруючих потужностей, що не виділяє викиди вуглецю	Відсоток електрогенеруючих потужностей від загальних потужностей електроенергетики, що працюють на поновлюваних джерелах енергії, а також гідроелектростанції, атомні і теплові електростанції із технологіями вловлення та зберігання вуглецю
<i>Транспортний сектор</i>		
Ефективність використання енергії в транспортному секторі на одиницю ВВП і на душу населення	Інтенсивність використання енергії в транспортному секторі на душу населення	Кількість БТО, що споживаються в транспортному секторі на одну людину в рік
	Інтенсивність використання енергії в транспортному секторі на одиницю ВВП	Кількість БТО первинної енергії, що використовуються в транспортному секторі на 1 тис. дол. США реального ВВП
<i>Екологічність</i>		
Вплив на економіку національних і міжнародних мандатів зі скорочення викидів парникових газів	Тренд викидів двоокису вуглецю (CO ₂)	Річна зміна загальних викидів CO ₂ , що пов'язані із використанням енергії
	Викиди CO ₂ , що пов'язані із використанням енергії, на душу населення	Метричні тонни викидів CO ₂ (пов'язані із використанням енергії), на душу населення
	Інтенсивність викидів CO ₂ , що пов'язані із використанням енергії, на одиницю ВВП	Метричні тонни викидів CO ₂ (пов'язані із використанням енергії), на 1 тис. дол. США реального ВВП

Серед ризиків енергетичної безпеки в Україні, як зазначає Інститут енергії XXI століття США, основними є такі [159]:

- недостатність видобутку будь-якого з глобальнозначимих видів ППЕР для задоволення внутрішніх потреб національного господарства;
- високі імпортні ризики за всіма видами ППЕР, окрім вугілля, у порівнянні із їх середніми значеннями в країнах ОЕСР;
- високі витрати на закупівлю імпортного пального, що обумовлюють значене навантаження на ВВП країни;

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

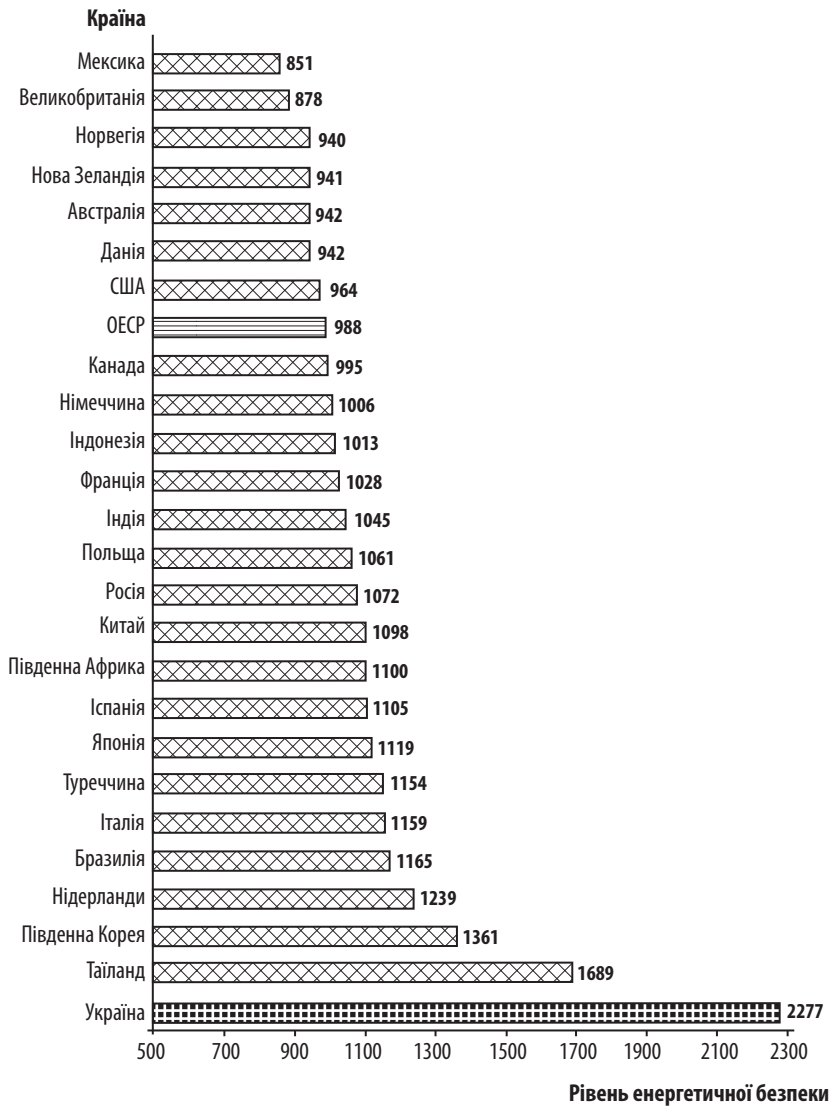


Рис. 2.5. Рейтинг країн світу за міжнародним індексом ризиків енергетичної безпеки [159]

- висока інтенсивність енергоспоживання та інтенсивність викидів CO₂, які визначаються як найслабші місця в енергетичній безпеці держави.

Єдиною позитивною складовою в енергетичній безпеці України, на думку зазначеного інституту, є велика диверсифікація джерел виробництва електроенергії.

Дослідженню питань енергетичної безпеки різних країн приділяє увагу й Світовий банк, який запропонував проводити кластеризацію країн згідно із такими показниками [12]:

- 1) ВВП на душу населення;
- 2) рівень споживання енергії на душу населення;
- 3) тенденції змін в енергомісткості ВВП;
- 4) темпи зростання попиту на енергоресурси всередині країни до середньосвітових темпів зростання попиту на енергоресурси;
- 5) забезпеченість населення електроенергією;
- 6) еластичність ВВП за ціною на нафту.

У ході дослідження Світовим банком було виділено 5 груп країн за показниками, що досліджуються: промислові країни-нетто імпортери енергоносіїв, найбільші країни-експортери вуглеводневої сировини, найбільші ринки, що розвиваються, із швидко зростаючим попитом на енергоресурси, країни-нетто-імпортери енергоносіїв із середнім рівнем доходів, країни-нетто-імпортери енергоносіїв із низьким рівнем доходів. Для кожної з цих груп організацією пропонуються пріоритетні заходи щодо зміцнення енергетичної безпеки.

Власний підхід до оцінки енергетичної безпеки має Інститут економічних досліджень країн Азії (ІЕДА), згідно з яким передбачається оцінка 16 локальних індикаторів енергетичної безпеки (табл. 2.5).

ІЕДА, так само як і МЕА, не передбачає зведену оцінку енергетичної безпеки країн, а лише усереднення локальних індикаторів за країнами-членами та порівняння цих значень із найбільш розвинутою групою країн, наприклад, з країнами ОЕСР. До того ж слабким місцем в зазначеному методичному підході є відсутність локальних індикаторів надійності транспортної інфраструктури для енергопостачань.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця 2.5

Локальні індикатори енергетичної безпеки за ІЕДА (складено за [142])

Складова енергетичної безпеки	Критерій оцінки	Локальний індикатор енергетичної безпеки
Розробка внутрішніх енергоресурсів	Самодостатність	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Коефіцієнт самодостатності загальної первинної енергопропозиції (включаючи атомну енергію) ▪ Коефіцієнт співвідношення запасів до виробництва енергоресурсів ▪ Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання енергоресурсів
Придбання іноземних ресурсів	Диверсифікація джерел імпорту енергоресурсів за країнами	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Диверсифікація джерел імпорту енергоресурсів за країнами (за видами енергоресурсів)
	Диверсифікація джерел енергії	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Диверсифікація джерел загальної первинної енергопропозиції чи джерел виробництва електроенергії
	Залежність від Близького Сходу	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Енергозалежність від Близького Сходу за нафтою та газом
Забезпечення надійності внутрішнього ланцюга поставок	Надійність енергопостачань	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Резервний запас генеруючих потужностей ▪ Частота / тривалість відключень від постачань електроенергії
	Розбудова інфраструктури енергопостачань	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Коефіцієнт доступу до комерційної енергії
Управління попитом	Енергетична ефективність	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Енергомісткість ВВП за загальною первинною енергопропозицією ▪ Енергомісткість ВВП за загальною кінцевою енергопропозицією
Готовність до збоїв в енергопостачанні	Стратегічні запаси	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Кількість днів, на які вистачить запасів нафти в наземних бункерах
Екологічна стійкість	Вуглецемісткість споживання	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Вуглецемісткість енергоспоживання за загальною первинною енергопропозицією ▪ Вуглецемісткість паливоспоживання ▪ Вуглецемісткість ВВП ▪ Викиди CO₂ на душу населення

Слід зазначити, що більшість розглянутих вище підходів [142; 159; 166] при дослідженні енергетичної безпеки як індикатор пропонують визначати диверсифікованість енергетичних потоків. Зазначений індикатор визначається за індексом Херфіндаля-Хіршмана, що використовується при антимонопольному регулюванні економіки для оцінки ступеня концентрації підприємств у галузі та обчислюється як сума квадратів часток акторів ринку за формулою [155]:

$$HHI = \sum_{i=1}^n Y_i^2, \quad (2.1)$$

де HHI – індекс Херфіндаля-Хіршмана;

Y_i – частка ринку, що належить i -ому підприємстві;

n – кількість підприємств на ринку.

Цей індекс приймає значення від 0 до 10 000. Якщо значення показника знаходиться в межах від 0 до 1000, то ринок є низькоконцентрованим, якщо ж від 1000 до 2000 – має місце помірна концентрація. При наближенні показника до 10 000 – ринок є висококонцентрованим [39].

У дослідженнях енергетичної безпеки країни цей індекс використовується для оцінки диверсифікованості імпорту та внутрішнього виробництва [166], диверсифікованості світового виробництва та світових запасів [159] за окремими видами ПЕР.

З метою можливості порівняння країн за рівнем енергетичної безпеки узбецькими вченими запропонована спрощена оцінка енергетичної безпеки на базі широкодоступної інформації, яка складається із наступних складових [11]:

- 1) індекс розвитку людського потенціалу, що, за методикою ООН, складається з наступних індикаторів: очікувана тривалість життя при народженні, рівень грамотності дорослого населення, загальний показник осіб, що поступили до навчальних закладів, а також ВВП на душу населення;
- 2) індекс ефективності функціонування систем енергозабезпечення, що визначається за рівнем витрат різних видів первинної енергії на їх видобуток, перетворення, транспортування та споживання та розраховується за даними паливно-енергетичного балансу як співвідно-

шення кінцевого споживання енергії до загальної первинної енергопропозиції;

- 3) індекс самозабезпеченості енергією, що розраховується як співвідношення обсягів енергії з національних джерел виробництва до загальної первинної енергопропозиції.

Зазначена методика дозволила вченим провести ранжування великої сукупності країн за інтегральним рівнем енергетичної безпеки. Згідно з цим підходом Україна за рівнем енергетичної безпеки посідає 54-е місце із 131-єї країни світу. Однак такий спрощений підхід не може сприяти виявленню загроз енергетичній безпеці, а отже й бути основою для розробки рекомендацій щодо її зміцнення.

Корисним є досвід сусідніх з Україною країн щодо оцінки рівня національної енергетичної безпеки: Росії, Білорусі та Молдови. У методичному плані дослідження енергетичної безпеки на пострадянському просторі містить низку спільних ключових етапів [25]:

- аналіз загального стану паливно-енергетичного комплексу;
- формування системи основних показників (індикаторів), що в найбільшій мірі характеризують стан у галузі та можуть слугувати чинниками виявлення зовнішніх та внутрішніх загроз;
- аналіз та систематизація за визначальними признаками та ступенем загроз енергетичній безпеці;
- визначення порогових значень індикаторів, перевищення яких призводить до виникнення негативних, руйнівних явищ в економіці та суспільстві;
- розрахунок фактичних значень індикаторів енергетичної безпеки та їх співставлення з пороговими величинами;
- визначення інтегрального рівня енергетичної безпеки;
- формування рекомендацій та заходів щодо запобігання загрозам і поліпшення поточного рівня енергетичної безпеки.

Бажаний рівень енергетичної безпеки досягається за умови, якщо весь комплекс індикаторів знаходиться в межах допустимих границь їх порогових значень.

Питаннями виділення найбільш значущих індикаторів енергетичної безпеки країни з численного складу показників, що характеризують різні процеси енерговикористання, займаються вчені Інституту систем енергетики ім. Л. О. Мелентьєва СВ РАН, які запропонували власний методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки РФ [13]. У табл. 2.6 наведено склад найважливіших індикаторів енергетичної безпеки РФ, що виділені експертами цього Інституту.

Таблиця 2.6

Індикатори енергетичної безпеки РФ, запропоновані Інститутом систем енергетики ім. Л. О. Мелентьєва СВ РАН [13]

Сфера моніторингу	Об'єкт моніторингу	Індикатор
Обладнання та технології паливно-енергетичного комплексу	Знос фондів	Середній фізичний знос основних виробничих фондів за галузями паливно-енергетичного комплексу, %
Енергетичний баланс	Диверсифікація енергопостачань	Частка домінуючого виду палива в структурі споживання котельно-пічного палива в країні, %
	Дефіцити та обмеження	Відношення обсягу недопоставок ППЕР споживачам всередині країни до сумарного їх споживання, %
Резерви та запаси	Забезпеченість видобутку	Відношення щорічного приросту промислових запасів ППЕР до обсягів їх видобутку, %
	Резерви виробництва	Відношення фактичного перевищення виробничих потужностей з виробництва та постачання відповідних ППЕР до попиту на них (включаючи експорт), %
	Запаси палива	Відношення сумарних запасів котельно-пічного палива на складах усіх категорій на початок опалювального періоду до річного споживання, %
Економіка та фінанси	Енергомісткість	Відносне скорочення (зростання) питомої енергомісткості ВВП, %
	Інвестиції в енергетику	Коефіцієнт оновлення основних виробничих фондів паливно-енергетичного комплексу, %
	Поставки для енергетики	Динаміка змін коефіцієнта імпортозалежності від ППЕР за галузями, %

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Згідно з представленим вище підходом порогові значення індикаторів енергетичної безпеки країни за якісними характеристиками мають наступний вигляд [13]:

- 1) нормальний стан, що кращий за пороговий рівень;
- 2) передкризовий, як поріг між прийнятним (нормальним) і передкризовим станом в аспекті, що описується для цього індикатора;
- 3) кризовий, як поріг між передкризовим і кризовим (надзвичайним, неприйнятним) станами.

Порогові значення та питома вага окремих індикаторів для проведення узагальненої оцінки енергетичної безпеки пропонується встановлювати експертним шляхом.

Загалом, представлений у роботі [13] підхід є більш орієнтованим на оцінку ефективності функціонування паливно-енергетичного комплексу енергозабезпечених країн. У порівнянні із підходами МЕА, ЕІДА та США в ньому майже нівелюється оцінка самодостатності за видами ПЕР та оцінка надійності забезпечення дефіцитного попиту за рахунок імпорту.

Власний склад індикаторів енергетичної безпеки розроблений в Республіці Молдова [25]. Представлений підхід націлений здебільшого на вирішення однієї з ключових проблем республіки – забезпечення якісною кінцевою енергією (тепловою та електричною). З цих позицій Г. Дука, В. По-столатий, Є. Бикова пропонують визначати рівень енергетичної безпеки за 8 блоками, які наведено у *табл. 2.7*.

Таблиця 2.7

Індикатори енергетичної безпеки, Інститут енергетики Республіки Молдова [25]

Блок індикаторів енергетичної безпеки	Індикатори енергетичної безпеки
1	2
Паливозабезпечення	<ul style="list-style-type: none">- Споживання палива на душу населення- Частка домінуючого палива в сумарній кількості палива
Виробництво електро- та теплоенергії	<ul style="list-style-type: none">- Виробництво електроенергії на душу населення- Виробництво теплоенергії на душу населення- Частка власних джерел у покритті балансу

Закінчення табл. 2.7

1	2
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Частка ГЕС від загальної встановленої потужності ▪ Частка блок-станцій від загальної встановленої потужності ▪ Частка потужності найбільш крупної електростанції від загальної встановленої потужності ▪ Рівень резервів встановленої потужності
Передача та розподіл електроенергії	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Рівень зносу підстанцій ▪ Рівень зносу вимикачів ▪ Рівень зносу трансформаторів
Імпорт електроенергії	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Рівень резерву за міжсистемними зв'язками ▪ Рівень резерву в енергосистемі ▪ Імпорт електроенергії на одиницю спожитої електроенергії
Екологічний блок	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Рівень викидів CO₂ на 1 тис. т ум. п. ▪ Рівень викидів CO₂ на душу населення
Споживання	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Споживання електроенергії на душу населення ▪ Споживання теплоенергії на душу населення ▪ Співвідношення вартості ППЕР до середньодушового доходу населення
Управління та фінанси паливно-енергетичного комплексу	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Рівень дебіторської заборгованості споживачів до вартості спожитих енергоресурсів ▪ Рівень дебіторської заборгованості між підприємства паливно-енергетичного комплексу ▪ Рівень сумарної дебіторської заборгованості по відношенню до вартості спожитих енергоресурсів ▪ Рівень сумарної кредиторської заборгованості по відношенню до вартості спожитих енергоресурсів

У зазначеному вище підході майже повністю нехтується оцінка загроз та стійкості в газовій, нафтовій та інших сферах енергокористування.

У Республіці Білорусь у 2007 р. затверджена власна Концепція енергетичної безпеки [77], яка передбачає оцінку 12 індикаторів її рівня. У табл. 2.8 наведено перелік цих індикаторів, а також їх порогові значення для нормального та кризового станів.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця 2.8

Індикатори енергетичної безпеки та їх порогові значення згідно з Концепцією енергетичної безпеки Республіки Білорусь [77]

Індикатор	Порогове значення	
	Нормальний стан	Кризовий стан
Частка власних ППЕР в балансі котельно-пічного палива держави, %	30	15
Частка можливого власного виробництва в загальному обсязі споживання електричної енергії, %	100	85
Частка споживання моторного палива, що забезпечується за рахунок видобутку нафти в країні, %	35	15
Частка домінуючого виду ППЕР (газу) у виробництві теплової та електричної енергії, %	65	90
Частка домінуючого виду ППЕР (газу) у споживанні котельно-пічного палива, %	50	90
Частка домінуючого постачальника ППЕР в загальному їх споживанні, %	65	85
Частка теплових електростанцій, що здатні працювати на двох і більше взаємозамінних видах палива, %	85	50
Забезпеченість запасами котельно-пічного палива (за газом і мазутом), доби	90	30
Відношення сумарної встановленої потужності електростанцій до максимального навантаження в енергосистемі, %	120	95
Відношення обсягу інвестицій у підприємства паливно-енергетичного комплексу до вартості їх основних виробничих фондів, %	6,0	4,0
Енергомісткість ВВП, кг ум. п. / дол. США ВВП за паритетом купівельної спроможності	0,35	0,50
Знос основних виробничих фондів підприємств паливно-енергетичного комплексу, %	45	75

Аналогічний сусіднім країнам, свій підхід до оцінки енергетичної безпеки впровадила в практику й Україна. Так, Міністерством економіки Укра-

їни в 2007 р. затверджена Методика розрахунку рівня економічної безпеки України [72], яка передбачає оцінку енергетичної безпеки як складову загальнонаціонального рівня економічної безпеки. Перелік індикаторів енергетичної безпеки та їх порогові значення згідно із цією методикою наведено у табл. 2.9.

Таблиця 2.9

Індикатори енергетичної безпеки та їх порогові значення згідно з Методикою розрахунку рівня економічної безпеки України [72]

Індикатор	Порогове значення
Енергомісткість ВВП, кг ум. п. / грн	0,2 – 0,5
Ступінь забезпечення паливно-енергетичними ресурсами, %	не менше 100
Частка власних джерел ППЕР в енергетичному балансі держави, %	не менше 50
Частка домінуючого паливного ресурсу у споживанні ППЕР, %	не більше 30
Знос основних виробничих фондів підприємств паливно-енергетичного комплексу, %	не більше 50
Відношення інвестицій у підприємства паливно-енергетичного комплексу до ВВП, %	3-4
Завантаження транзитних частин нафто- та газотранспортних систем:	
▪ транзит нафти, млн тонн	56 – 65
▪ транзит газу, млрд куб. м	не менше 175
Обсяг видобутку вугілля, млн тонн	70-100
Частка імпорту палива з однієї країни (компанії) в загальному його обсязі, %	не більше 30

Отже, чинна на цей момент методика оцінки економічної безпеки країни була запроваджена в 2007 р. та до цього часу не переглядалася, хоча Управління макроекономічного прогнозування Мінекономрозвитку України зазначається про необхідність перегляду системи індикаторів та їх порогових значень не рідше ніж один раз на два роки у зв'язку зі змінами в національній і світовій економіці [72].

Представлена у методиці сукупність індикаторів не повною мірою характеризує процеси забезпечення та споживання ППЕР, а узагальнення

більшості показників не дозволяє виявити та констатувати реальні загрози енергетичній безпеці для національної економіки. До того ж закріплення постійних порогових значень та питомої ваги окремих індикаторів не дає змогу здійснювати оцінку рівня енергетичної безпеки в динаміці, оскільки еталонні (порогові) значення постійно змінюються під впливом зовнішніх чинників, а самі індикатори з часом втрачають (або навпаки набувають) свою значущість.

Серед інших надбань щодо дослідження стану енергетичної безпеки в Україні слід відмітити вагомий внесок у розвиток методичних положень, що зробили науковці Національного інституту стратегічних досліджень при Президентові України: В. Бараннік, М. Земляний, А. Дорошкевич, А. Шевцов, А. Сменьковський, які вбачають необхідним поділити показники енергетичної безпеки за функціональними ознаками на економічні, технічні, соціальні та екологічні. Вченими пропонується оцінювати інтегральний рівень енергетичної безпеки за 34 індикаторами [107].

У цьому дослідженні не спростовуються зазначені підходи, проте припускається неможливість достатньо обґрунтовано оцінити сучасний стан та визначити сильні та слабкі сторони енергетичної безпеки національної економіки, а також виявити її можливості та загрози. Основною складністю є неповнота інформації, яка підтримується суб'єктами господарювання в національній статистиці. Найбільші труднощі в оцінці викликають такі індикатори як частка ТЕС, спроможних працювати на двох та більше видах палива; коефіцієнт корисної дії енергогенеруючих потужностей, непродуктивні втрати при перетворенні, розподіленні та передачі енергії, частка установ соціальної сфери, забезпечених менше ніж двома джерелами енергозабезпечення та ін.

Зважаючи на вищесказане та узагальнююче дослідження різних підходів до оцінки енергетичної безпеки, можна зазначити, що не існує усталеної думки серед науковців щодо складу її індикаторів. Кожною країною або організацією розробляється власний перелік індикаторів, що має на меті дослідження власних специфічних аспектів та проблем енергетичної безпеки, приділяючи більшу увагу найбільш вразливій складовій. Тому вважається за необхідне для України розробити свій власний методичний підхід, який буде характеризувати ризики її енергетичної безпеки за найбільш слабкими міс-

цями. Доцільним вважається підхід до оцінки сучасного рівня енергетичної безпеки України за її детермінантами, зокрема пропонується методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки в газовій сфері, що дасть можливість визначити її сильні та слабкі сторони, можливості та загрози, а також перспективні напрями зміцнення поточного рівня за цим видом ППЕР.

2.3. Методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері

Природний газ є критичним видом ППЕР для України, оскільки посідає домінуюче місце в національному паливно-енергетичному балансі (рис. 1.11). Основними напрямами його використання є виробництво та розподіл електричної та теплової енергії, в якості кінцевого енергоносія в ряді промислових виробництв, на побутові потреби населення, як неенергетична сировина в хімічній промисловості, як моторне паливо для транспортних засобів та ін. Враховуючи багатоваріантність його використання, зміцнення безпеки в газовій сфері є стратегічним завданням енергетичної політики національного господарства, для вирішення якого треба скоординувати зусилля органів державної влади, суб'єктів господарювання та окремих домогосподарств.

Таблиця 2.10

Оцінка вагомості природного газу для паливно-енергетичного балансу України

Показник	Рік	
	2007	2012
Частка природного газу в паливно-енергетичному балансі національного господарства, %	40,9	44,0
Частка нетто-імпорту природного газу в енергетичному балансі, %	30,6	26,8

За результатами проведеного вище дослідження було доведено, що рівень енергетичної безпеки країни неможливо достатньо обґрунтовано оцінити узагальнено, за агрегованим паливно-енергетичним балансом національного господарства. Загрози енергетичній безпеці країни виникають за кожним видом ППЕР, до того ж окремі з них не є взаємозамінними. Отже, доцільно враховувати окремі види ППЕР при оцінці енергетичної безпеки,

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

у тому числі запровадити методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки національного господарства в газовій сфері, що відобразить якісний рівень захищеності національного господарства від дисбалансу ринку природного газу. Логічна схема методичного підходу до оцінки енергетичної безпеки України в газовій сфері наведена на *рис. 2.6*.

Оцінку енергетичної безпеки в газовій сфері національного господарства передбачається здійснювати на основі видового паливно-енергетичного балансу (балансу виробництва та споживання природного газу), що складається за міжнародновизнаною методикою [86]. Як методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки національного господарства авторами розвивається підхід, прийнятий у більшості країн СНД [13; 25; 77; 72], а також вважається доцільним представити отримані кінцеві результати дослідження за допомогою SWOT-аналізу.

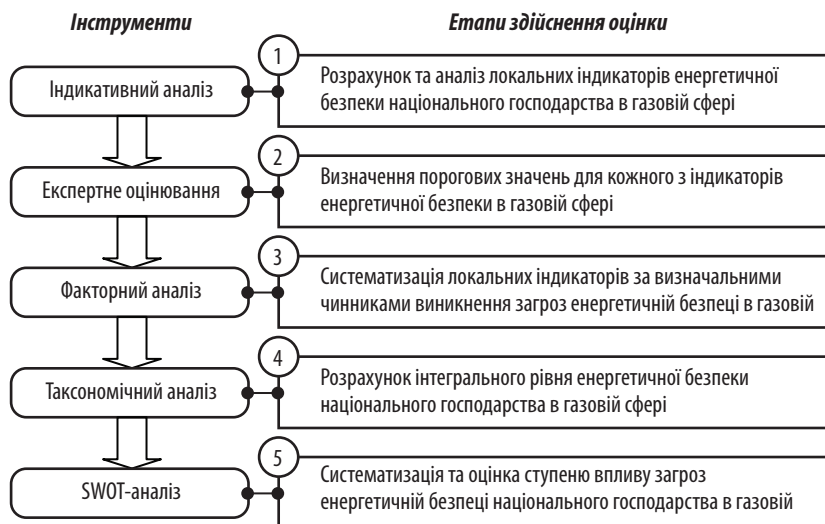


Рис. 2.6. Логічна схема методичного підходу до оцінки енергетичної безпеки національного господарства в газовій сфері енергокористування

Узагальнення методичних підходів до оцінки енергетичної безпеки дозволяє виявити ті з індикаторів, що прямо чи опосередковано стосуються

РОЗДІЛ 2. Теоретико-методичні аспекти оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері

газової сфери енергокористування. У табл. 2.11 наведено індикатори енергетичної безпеки національного господарства в газовій сфері, що пропонуються різними міжнародними організаціями та науково-дослідними інститутами.

Таблиця 2.11

Індикатори енергетичної безпеки національного господарства в газовій сфері

Індикатор енергобезпеки в газовій сфері	Джерело									Частота посилянь
	МЕА [166]	США [159]	СБ [12]	ІЕДА [142]	РАН [13]	Молдова [25]	Білорусь [77]	Узбекистан [11]	Україна [72]	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Залежність від імпорту природного газу	+	+								2
Точки входу (кількість LNG-портів, газотрубопроводів)	+									1
Частка домінуючого постачальника природного газу у загальних обсягах його імпорту	+			+					+	3
Інтенсивність споживання природного газу в національному господарстві	+									1
Безпека за світовими запасами природного газу		+								1
Безпека за світовим видобутком природного газу		+								1
Темпи зростання попиту на природний газ всередині країни до середньосвітових темпів зростання його попиту			+							1
Коефіцієнт самодостатності природного газу для національного господарства (частка власного природного газу в загальних обсягах його споживання)				+		+	+	+	+	5
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу				+			+			2
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу				+						1

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. 2.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Частка домінуючого ППЕР (природного газу) у загальних обсягах його споживання					+	+			+	3
Завантаженість транзитної частини ГТС									+	1
Частка домінуючого виробника природного газу у загальних обсягах його видобутку									+	1

З метою детального дослідження енергетичної безпеки України в газовій сфері до уваги були прийняті усі з представлених у табл. 2.11 індикаторів, з яких згодом за допомогою факторного аналізу (а саме методу головних компонент) будуть обрані найбільш значущі.

Першочергово для оцінки локальних індикаторів енергетичної безпеки в газовій сфері вважається доцільним скласти баланс попиту та пропозиції природного газу в Україні (табл. 2.12).

Таблиця 2.12

**Баланс попиту та пропозиції природного газу в Україні в 2007 – 2012 рр.,
млн куб. м (складено за даними [30; 36; 86; 87; 90; 91])**

Стаття балансу	Рік					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Видобуток	20769,3	21016,2	21182,2	20049,3	20139,2	20185,0
Імпорт	50087,6	52583,9	37953,9	36593	44801,4	32927,0
Експорт	-4,5	-5,1	-5,4	-6,29	0	0
Зміна запасів	4054,74	10135,9	8987,2	712,6	7522,1	252,3
Загальна первинна пропозиція	66797,7	63459,1	50143,5	55923,4	57418,5	53364,2
Перетворення на інші види палива та енергію	23221,7	21022,9	16855,1	19850	20702,5	19720,0
Споживання на неенергетичні цілі	6640,8	6208,5	3850	5214,6	6472,1	6238,7
Кінцеве споживання	35755,8	35131,6	28511,2	30012,8	29380,6	26791,8
Втрати при розподіленні, транспортуванні та зберіганні	1179,3	1096,2	927,3	845,9	863,3	613,7

Як свідчать дані табл. 2.12, в Україні спостерігається мінлива тенденція у видобутку природного газу. Так, якщо в 2009 р. було досягнуто найбільшого видобутку природного газу, який склав понад 21 млрд куб. м, то вже в 2010 – 2012 рр. мало місце його скорочення. У 2012 р. видобуток природного газу скоротився на 3 % у порівнянні з 2007 р. та на 5 % у порівнянні із 2009 р. Отже, можна стверджувати про складні умови газовидобутку, застарілість технологій вилучення вуглеводнів та виснаженість українських родовищ – усі ці фактори не дозволяють Україні нарощувати обсяги видобутку природного газу.

На основі видового паливно-енергетичного балансу можливо розрахувати такі із індикаторів енергетичної безпеки як коефіцієнт енергозалежності від імпорту природного газу, коефіцієнт самодостатності природного газу для задоволення національних потреб (табл. 2.13), які дають змогу встановити, що формування пропозиції природного газу в Україні відбувається за рахунок власних джерел видобутку лише на 30 – 40 %, тоді як його імпорт складає 60 – 70 % від загального обсягу його споживання.

Таблиця 2.13

Динаміка індикаторів енергозалежності України від імпорту природного газу в 2007 – 2012 рр.

Показник	Рік					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Коефіцієнт енергозалежності від імпорту природного газу	0,69	0,67	0,58	0,64	0,65	0,62
Коефіцієнт самодостатності природного газу	0,31	0,33	0,42	0,36	0,35	0,38

Наявні тенденції у зниженні енергетичної залежності від імпорту природного газу є наслідком зниження його попиту різними секторами економіки та населенням.

Залежність від імпорту природного газу обумовлена дефіцитом його запасів на території України. Протягом 2007 – 2012 рр. обсяг доведених запасів природного газу в Україні скоротився на 7,8 % (з 697 млрд куб. м до 642 млрд куб. м), що негативно позначилося на достатності природного газу для забезпечення національних потреб. Оцінити достатність запасів природного

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

газу для задоволення національних потреб можливо за допомогою наступних індикаторів:

- коефіцієнту співвідношення запасів до видобутку природного газу, що визначає тривалість періоду, на який вистачить розвіданих запасів природного газу при існуючих обсягах видобутку;
- коефіцієнту співвідношення запасів до споживання природного газу, що визначає тривалість періоду, на який вистачить розвіданих запасів природного газу при існуючих обсягах його споживання;

У табл. 2.14 наведено розрахунок зазначених вище індикаторів.

Таблиця 2.14

Динаміка індикаторів достатності запасів природного газу для забезпечення власних потреб України в 2007 – 2012 рр.
(розраховано за даними [129])

Показник	Рік					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу, років	47,8	46,4	45,1	46,6	46,4	31,8
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу, років	14,9	15,4	19	16,7	16,3	12,0

Виходячи з табл. 2.14, видно, що за існуючих обсягів національного газовидобутку доведених запасів природного газу вистачить ще на 32 роки. Якщо ж Україна відмовиться від імпорту природного газу, то буде здатна забезпечити власні потреби лише на 12 років.

Важливим показником стійкості внутрішнього ринку природного газу є волатильність його видобутку та споживання, що можливо відобразити за ланцюговими темпами зростання (рис. 2.7).

Волатильність видобутку природного газу в Україні є відносно стабільною (окрім 2010 р.). Щорічні темпи зростання обсягів видобутку природного газу коливаються в межах 0,2 – 3,2 %. В той же час споживання природного газу в Україні має стабільну тенденцію до зниження – протягом 2007 – 2012 рр. споживання цього виду ППЕР скоротилося на 13,4 %.

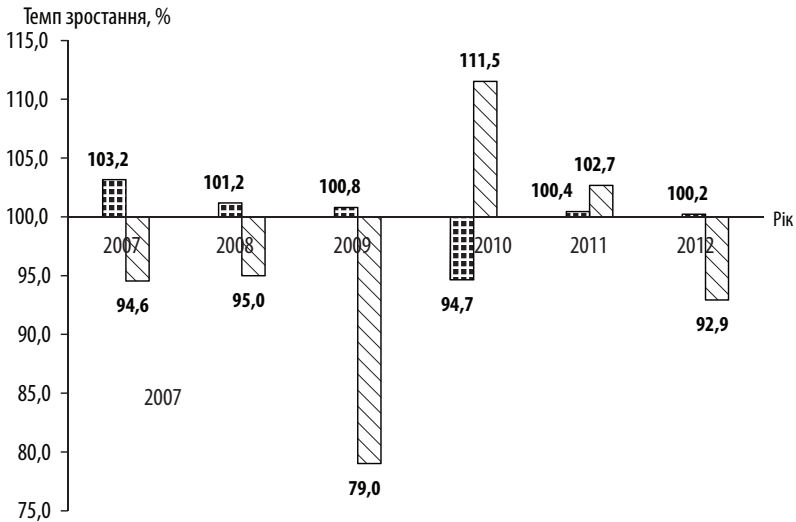


Рис. 2.7. Динаміка темпів зростання видобутку та споживання природного газу в Україні в 2007 – 2012 рр.:
1 – видобутку; 2 – споживання

Видобуток природного газу в Україні здійснюють як державні, так і приватні підприємства. У додатку В представлена динаміка та структура видобутку газу в Україні в 2007 – 2012 рр. за компаніями.

Виходячи із табл. В.1.1 (додаток В), основна питома вага у внутрішньому видобутку природного газу належить ПАТ «НАК Нафтогаз України» (приблизно 90 % від національного газовидобутку), яким у 2012 р. було видобуто майже 18,2 млрд куб. м. Проте, динаміка видобутку природного газу головним актором внутрішнього газового ринку в 2007–2011 рр. демонструє негативну тенденцію скорочення на 5,7 % у 2011 р. Виснаженість родовищ, недостатність інвестування в геологорозвідувальне та експлуатаційне буріння – все це негативно позначилося на обсягах видобутку газу в національній компанії.

Однак активні дії уряду в 2012 р. щодо підвищення забезпеченості національної економіки природним газом сприяли збільшенню його видобутку в цьому році. Так, у 2012 р. ДАК «Чорноморнафтогаз» було збільшено

видобуток на 118 млн куб. м у порівнянні із попереднім роком за рахунок введення в експлуатацію та дооблаштування сучасним обладнанням бурових у Чорному морі. Також було збільшено видобуток ДК «Укгазвидобування» на 1112 млн куб. м за рахунок введення в промислову експлуатацію нових газових свердловин в Східному нафтогазоносному регіоні [88].

У той же час в Україні започатковується приватний сектор із видобутку природного газу. За даними [87; 101], протягом 2007 – 2012 рр. частка приватного сектору газовидобутку зростає з 7,4 % до 9,8 %. Найбільшого приросту у видобутку природного газу в 2007 – 2012 рр. було досягнуто ПрАТ «Нафтогазовидобування» – на 44 %, ТОВ «Куб – Газ» – на 45 %, ТОВ «Еско-Північ» – на 310 %.

Активний розвиток приватних підприємств пов'язаний із вільним прямим іноземним інвестиційним капіталом на ціноутворення, що дозволяє реалізовувати продукцію нижче ніж імпорتنі ціни, мобільністю у залученні кредитних коштів, що сприяє залученню інвестиційних ресурсів у використання новітніх технологій для розробки нових газових родовищ.

Узагальнюючим показником розвитку структури внутрішнього газового ринку є індекс Херфіндаля-Хіршмана, що дає змогу виявити ступінь його диверсифікації (рис. 2.8).

За індексом Херфіндаля – Хіршмана внутрішній ринок природного газу є високомонополізованим та за аналізований період сконцентрованість видобутку у найбільших підприємств зростає (однак вже за рахунок розвитку приватного сектору газовидобування).

Країнами-імпортерами природного газу в Україну є Російська Федерація, Туркменістан, Узбекистан, Казахстан. У табл. 2.15 наведена динаміка та структура імпорту природного газу в Україну, за якою можна оцінити рівень диверсифікації зовнішніх постачань природного газу (індекс Херфіндаля-Хіршмана).

Як видно з табл. 2.15, основним імпортером природного газу в Україну в 2007 – 2008 рр. був Туркменістан, частка якого в загальному імпорті цього енергоресурсу складала 72 % та 59,4 % відповідно. У 2009 р., внаслідок підписання нової газової угоди між ПАТ «НАК Нафтогаз України» та російським ВАТ «Газпром», домінуючим імпортером природного газу стала Російська Федерація.

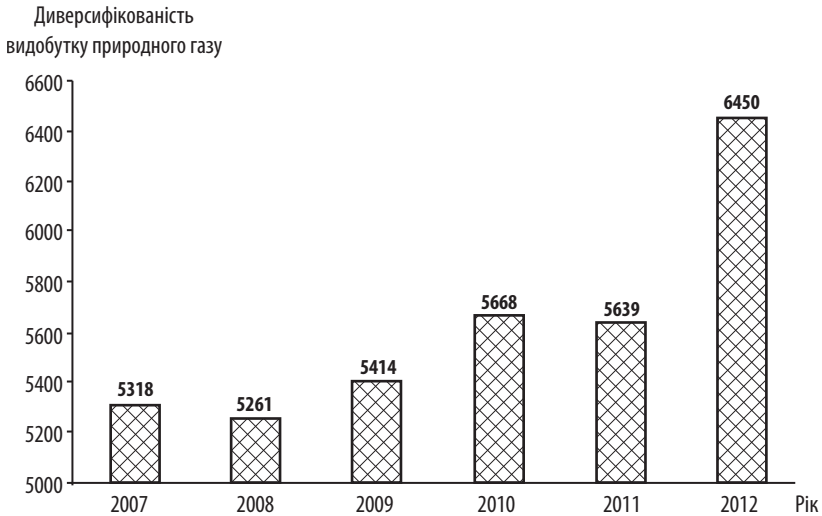


Рис. 2.8. Диверсифікованість внутрішнього видобутку природного газу в Україні в 2007 – 2012 рр.

Індекс Херфіндаля-Хіршмана виявив вкрай низьку диверсифікованість джерел імпорту природного газу в Україну. Найбільш різноманітна структура імпорту мала місце в 2009 р. внаслідок переходу на взаємовідносини з Росією. Однак вже в 2010 р. ця країна стала монополістом на ринку природного газу України. В 2009 – 2012 рр. можна говорити про монополію РФ на імпорт природного газу, оскільки обсяги поставок з інших країн були доволі незначними. Отже, при значних обсягах споживання природного газу в Україні та при недостатності його власних джерел видобутку можна констатувати, що залежність від одного імпортера природного газу становить серйозну загрозу національній енергетичній безпеці та змушує країну пристосовуватися до умов цінової та збутової політики (встановлення неринкових цін на природний газ, надання знижок на використання національної газотранспортної системи, резервування надлишкових обсягів транзиту природного газу в Європу та ін.).

Для подолання газової залежності в 2012 р. мали місце перші поставки природного газу з Німеччини, в реверсному для національної ГТС режимі експлуатації.

Таблиця 2.15

Оцінка диверсифікованості імпорту природного газу в Україну в 2007 – 2012 рр. (розраховано за [27])

Країна-імпортер	2007 р.		2008 р.		2009 р.		2011 р.		2012 р.	
	млн куб. м	%	млн куб. м	%	млн куб. м	%	млн куб. м	%	млн куб. м	%
Імпорт усього	50087,6	100	52583,9	100	37953,9	100	44801,4	100	32927	100
у т. ч.										
Росія	4000	8	1376,1	2,6	22181,3	58,4	40001,7	89,3	32874,3	99,8
Туркменістан	36076,3	72	31251,2	59,4	4501,8	11,9	1739,6	3,9	-	-
Казахстан	7711,5	15,4	9638,4	18,4	5037,1	13,3	1528	3,4	-	-
Узбекистан	2299,7	4,6	10318,1	19,6	6233,7	16,4	1532	3,4	-	-
Німеччина	-	-	-	-	-	-	-	-	52,7	0,16
Диверсифікованість імпорту		5506		4258		3998		8013		9968

Забезпечення національних та європейських потреб у природному газі здійснюються за допомогою трубопровідного транспорту – газотранспортної системи (ГТС) України, що є найрозвиненішою серед країн Європи. Природний газ надходить до України за 9 точками входу (7 з яких – через Росію та 2 – через Білорусь), а виходить за межі України – за 8 (1 – до Росії, 2 – до Молдови, 2 – до Румунії, 1 – до Угорщини, 1 – до Словаччини, 1 – до Польщі) [89].

Забезпечення газової безпеки національної економіки залежить також від стабільності постачань цього виду ППЕР до інших країн транзитом через Україну та сприяє позиціонуванню держави як стабільного партнера. У табл. 2.16 наведено показники діяльності ГТС України за 2007 – 2012 рр., що свідчать про зниження рівня її завантаженості за рахунок транспортування газу як для внутрішніх, так і для зовнішніх споживачів.

Таблиця 2.16

Показники діяльності ГТС України за 2007 – 2012 рр.
(розраховано за даними [89])

Показник	Рік					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Обсяг транспортованого газу, млрд куб. м	180,9	181,1	137,5	148,5	151,8	133,9
Завантаженість ГТС на вході (пропускна здатність на вході 287,7 млрд куб. м /рік), %	62,9	62,9	47,8	51,6	52,8	46,5
Транспортування газу для споживачів України, млрд куб. м	60,1	56,5	44,5	50,4	51,7	48,8
Транзит газу територією України, млрд куб. м	115,2	119,6	95,8	98,6	104,2	84,3
▪ до країн Західної Європи	112,1	116,9	92,8	95,4	101	81,2
▪ до країн СНД	3,1	2,7	2,9	3,2	3	3,1
Завантаженість ГТС на виході (пропускна здатність на виході 178,5 млрд куб. м /рік), %	64,5	67	53,7	53,4	56,6	47,2

Виходячи з табл. 2.16, видно, що обсяги природного газу, які транспортовано національною ГТС, щорічно скорочуються. Протягом 2007 – 2012 рр.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

обсяги транспортування природного газу скоротилися на 47 млн куб. м, у т. ч. для внутрішніх споживачів – на 11,3 млн куб. м, транзит територією України – на 30,9 млн куб. м. Рівень завантаженості ГТС на вході за 6 років скоротився на 16,4 %, тоді як її завантаженість на виході скоротилася на 17,3 %. Різниця між цим показниками (0,9 %) є результатом зменшення потреб внутрішніх споживачів у природному газі, що свідчить про те, що Україна втрачає статус транзитної держави.

Локальним індикатором енергетичної безпеки в газовій сфері, як зазначає МЕА, є інтенсивність споживання природного газу в економіці (обсяг спожитого природного газу на одиницю ВВП). Для України зазначений індикатор має особливе значення: розуміючи проблему газової залежності від країн-імпортерів, урядом України щорічно розробляються першочергові заходи щодо скорочення споживання природного газу. Усвідомлення проблеми газозалежності країни дозволило суттєво скоротити в 2007 – 2012 рр. інтенсивність споживання природного газу (табл. 2.17).

Таблиця 2.17

Інтенсивність споживання природного газу в економіці України в 2007 – 2012 рр.

Показник	Рік						2012 р. до 2007 р., %
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Споживання природного газу, млн куб. м	66797,7	63459,1	50143,5	55923,4	57418,5	53364,2	-20,1
ВВП за ПКС, млрд дол. США	282,2	304,5	311,3	265,2	276,5	290,9	3,1
Інтенсивність споживання природного газу, куб. м / тис. дол. США	206,5	187,6	172,5	182,4	174,4	183,45	-11,2

Із табл. 2.17 видно, що в Україні наявна тенденція до зниження інтенсивності споживання природного газу. Так, за аналізований період інтенсивність споживання природного газу скоротилася на 11,2 %. При цьому найнижче значення цього індикатору мало місце в 2009 р. (172,5 куб. м / тис. дол. США), але це є наслідком фінансово-економічної кризи 2008 – 2009 рр., а не

результатом цілеспрямованих дій суб'єктів господарювання щодо економії природного газу.

Однак наявний рівень інтенсивності споживання природного газу в Україні (183,45 куб. м /тис. дол. США) є вкрай високим у порівнянні із рівнем цього показника в країнах ОЕСР (біля 50 куб. м /тис. дол. США).

Виходячи з методичних рекомендацій Інституту енергії XXI століття США, при оцінці енергетичної безпеки країни в газовій сфері доцільно врахувати диверсифікованість світових запасів, а також видобутку природного газу, які мають характеризувати доступність та різноманіття цього виду ППЕР в світовій економіці. У *табл. 2.18* наведено розрахунок індикаторів глобальної енергобезпеки в газовій сфері за 2007 – 2012 рр.

Таблиця 2.18

Індикатори глобальної енергобезпеки в газовій сфері в 2007 – 2012 рр.
(розраховано за даними [129; 151])

Показник	Рік					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Безпека за світовими запасами природного газу</i>						
Світові запаси природного газу, трлн куб. м	176,54	185,06	187,33	196,13	208,44	187,3
Індекс Херфіндаля – Хіршмана за запасами	1157	1096	1101	1091	1068	992
<i>Безпека за світовим видобутком природного газу</i>						
Світовий видобуток природного газу, млрд куб. м	2939,32	3047,24	2955,87	3178,22	3276,22	3363,9
Індекс Херфіндаля – Хіршмана за видобутком	893	882	856	850	884	869

Розрахунок доступності запасів та видобутку природного газу в світі дозволяє дійти висновку, що більшість покладів природного газу припадає на країни з низьким рейтингом свободи (такі як Росія, Туркменістан, Катар та ін.), а запаси природного газу є помірно концентрованими (індекс Херфіндаля-Хіршмана за запасами знаходиться в діапазоні від 1000 до 1800, що відповідає помірному рівню їх концентрації [155]). У той же час видо-

буток природного газу є низькоконтрованим (індекс Херфіндаля-Хіршмана за видобутком менший за 1000). До того ж наявна тенденція до поступового зниження концентрованості запасів природного газу за рахунок відкриття його нетрадиційних покладів (дебільшого в США та Канаді), а також тенденція до підвищення концентрованості видобутку (так, США прагне не тільки відмовитися від імпорту природного газу, але й стати його експортером).

Проведений аналіз індикаторів енергетичної безпеки дозволяє підійти до визначення інтегрального рівня енергетичної безпеки національного господарства в газовій сфері на основі використання методів факторного та таксономічного аналізів. Використання саме цих методів у процесі оцінки рівня енергетичної безпеки в газовій сфері дозволить вирішити низку важливих завдань, серед яких є:

- 1) визначення системи найбільш значущих індикаторів енергетичної безпеки в газовій сфері;
- 2) узагальнення характеристик щодо захищеності національних інтересів від загроз у газовій сфері;
- 3) визначення «вузьких місць» в енергетичній безпеці окремих національних господарств з-поміж інших характеристик з метою їх першочергового усунення.

Отже, передбачається, що побудова інтегрального показника енергобезпеки в газовій сфері України дозволить розбити неоднорідну сукупність кількісних ознак на визначену кількість інтервалів та присвоїти їм якісні характеристики, а також встановити міру ентропії за кожною ознакою. Такими інтервалами вважається прийнята в СНД параметрична ідентифікація енергетичної безпеки за трьома рівнями: нормальний, передкризовий та кризовий стани.

Основну проблему при оцінці індикаторів енергетичної безпеки України становить проблема вибору порогових значень для приведення локальних індикаторів до порівнянного виду в просторі та часі. Для вирішення цієї проблеми було здійснено узагальнення пропозицій різних національних та міжнародних науково-дослідних інститутів. За індикаторами, для яких відсутні значення передкризового та кризового станів, кількісні їх значення були визначені за правилом золотого перетину [38]. У *табл. 2.19* наведені порогові значення локальних індикаторів енергетичної безпеки в газовій сфері.

Таблиця 2.19

**Визначення порогових значень локальних індикаторів енергетичної безпеки
в газовій сфері**

Індикатор	Джерело	Стан енергетичної безпеки		
		Нормаль- ний	Передкри- зовий	Кризовий
Частка домінуючого ППЕР (природного газу) у загальних обсягах енергоспоживання	Україна [72], Білорусь [77]	<30	30–50	>50
Коефіцієнт енергозалежності від імпорту природного газу	Україна [72], Білорусь [77]	< 30	30–50	> 50
Коефіцієнт самодостатності природного газу	Україна [72], Білорусь [77]	>70	70–50	<30
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу	ЕІДА [142]	> 50	30–50	< 30
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу	ЕІДА [142]	> 40	40–25	< 25
Волатильність видобутку природного газу	МЕА [166], ЕІДА [142]	< 100	100–150	> 150
Диверсифікованість виробництва природного газу	МЕА [166], ЕІДА [142]	< 1000	(1000; 1800)	(1800; 10000)
Диверсифікованість імпорту природного газу	МЕА [166], ЕІДА [142]	< 1000	(1000; 1800)	(1800; 10000)
Точки входу (кількість газопроводів)	МЕА [166]	> 5	5–3	<3
Завантаженість ГТС на виході, %	Україна [72],	90	90–55	<55
Інтенсивність споживання природного газу	МЕА [166]	<50	50–80	>80
Диверсифікованість запасів природного газу у світі	США [159]	< 1000	(1000; 1800)	(1800; 10000)
Диверсифікованість видобутку природного газу у світі	США [159]	< 1000	(1000; 1800)	(1800; 10000)
Темпи зростання попиту на природний газ всередині країни до середнь-світових темпів зростання його попиту	Світовий банк [12]	< 100	100–150	> 150

Виходячи із представлених у табл. 2.19 значень, було проведено нормування показників енергетичної безпеки України в газовій сфері. Як порогові було обрано значення індикатора, що відповідають нормальному стану. Для стандартизації локальних індикаторів попередньо всі вони було розділені на стимулятори та дестимулятори.

Стандартизовані значення локальних показників було визначено за формулою [72]:

$$z_{ij} = \begin{cases} x_{ij} / x_{\text{порогове}}^i, & \text{якщо показник є стимулятором} \\ x_{\text{порогове}}^i / x_{ij}, & \text{якщо показник є дестимулятором} \end{cases}, \quad (2.1)$$

де x_{ij} – значення i -го показника енергетичної безпеки за j -ою складовою;

$x_{\text{порогове}}^i$ – порогове значення i -го показника;

z_{ij} – стандартизоване значення i -го показника енергетичної безпеки за j -ою складовою.

У табл. 2.20 наведені нормовані значення індикаторів енергетичної безпеки України у газовій сфері та їх параметрична ідентифікація за якісним станом. Враховуючи результати параметричної ідентифікації локальних індикаторів енергетичної безпеки країни в газовій сфері, можливо зробити наступні висновки:

- 1) світовий ринок природного газу характеризувався нормальним станом, поклади природного газу є майже у всіх країнах, що визначало широкодиверсифіковану структуру його видобутку;
- 2) передкризовими можна вважати значеннями таких показників енергетичної безпеки як частка природного газу в енергетичному балансі, коефіцієнт енергозалежності від імпорту природного газу, співвідношення запасів до видобутку природного газу;
- 3) критичними для енергетичної безпеки України були значення таких показників як співвідношення запасів до споживання природного газу, диверсифікованість внутрішнього видобутку природного газу, диверсифікованість імпорту природного газу;
- 4) за період з 2007–2012 рр. найбільших змін зазнала національна ГТС України. Суттєве зниження рівня її завантаженості обумовило кризовий стан.

Таблиця 2.20

Стандартизація та параметрична ідентифікація значень локальних індикаторів енергетичної безпеки України в газовій сфері в 2007 – 2012 рр.

Показник	2007 рік			2008 рік			2009 рік			2010 рік			2011 рік			2012 рік			
	Ф	С	Стан	Ф	С	Стан	Ф	С	Стан	Ф	С	Стан	Ф	С	Стан	Ф	С	Стан	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Частка природного газу в паливно-енергетичному балансі національного господарства	40,9	0,733	ПК	41,1	0,730	ПК	37,9	0,792	ПК	42,9	0,699	ПК	37,1	0,809	ПК	44	0,682	ПК	
Коефіцієнт енергозалежності від імпорту природного газу	69	0,435	ПК	67	0,448	ПК	58	0,517	ПК	64	0,469	ПК	65	0,462	ПК	62	0,486	ПК	
Коефіцієнт самодостатності природного газу	31	0,443	ПК	33	0,471	ПК	42	0,600	ПК	36	0,514	ПК	35	0,500	ПК	38	0,540	ПК	
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу	47,8	0,956	ПК	46,4	0,928	ПК	45,1	0,902	ПК	46,6	0,932	ПК	46,4	0,928	ПК	31,8	0,637	ПК	
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу	14,9	0,3725	К	15,4	0,385	К	19	0,475	К	16,7	0,4175	К	16,3	0,4075	К	12,0	0,301	К	
Диверсифікованість внутрішнього видобутку природного газу	5318	0,188	К	5261	0,190	К	5414	0,185	К	5668	0,176	К	5639	0,177	К	6450	0,155	К	

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. 2.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Диверсифікованість імпорту природного газу	5506	0,182	К	4258	0,235	К	3998	0,250	К	10000	0,100	К	8013	0,125	К	9968	0,100	К
Точки входу	7	1,4	Н	7	1,4	Н	7	1,4	Н	7	1,4	Н	7	1,4	Н	8	1,6	Н
Завантаженість ГТС на вході	62,9	0,699	ПК	62,9	0,699	ПК	47,8	0,531	К	51,6	0,573	ПК	52,8	0,587	ПК	46,5	0,517	К
Завантаженість ГТС на виході	64,5	0,921	ПК	67	0,957	ПК	53,7	0,767	ПК	53,4	0,763	ПК	56,6	0,809	ПК	47,2	0,674	К
Диверсифікованість світових запасів природного газу	1014	0,986	ПК	968	1,033	Н	985	1,015	Н	993	1,007	Н	988	1,012	Н	992	1,008	Н
Диверсифікованість світового видобутку природного газу	891	1,122	Н	879	1,138	Н	850	1,176	Н	843	1,186	Н	873	1,145	Н	869	1,151	Н
Волатильність видобутку природного газу	103,2	1,032	Н	101,2	1,012	Н	100,8	1,008	Н	94,7	0,947	ПК	100,4	1,004	Н	100,2	1,002	Н
Інтенсивність споживання природного газу	206,5	0,242	К	187,6	0,267	К	172,5	0,290	К	182,4	0,274	К	174,4	0,287	К	183,5	0,273	К

Ф – фактичне значення показника, С – стандартизоване значення показника; Н – нормальний, ПК – передкризовий; К – кризовий

Для визначення найбільш значущих показників енергетичної безпеки України в газовій сфері доцільно провести факторний аналіз. Вибір саме цього методу дослідження обґрунтовується тим, що він дозволяє виявити латентні узагальнюючі характеристики об'єкта на основі реально існуючих зв'язків його ознак. Вибір кількості факторів ґрунтується на значеннях власних чисел (їх величини повинні бути більшими за 1) та накопиченій дисперсії (що має становити більше 75 %) [68].

Згідно попередніх розрахунків енергетичну безпеку України в газовій сфері визначають три фактори: найбільший вклад має перший фактор, що складає 53 % усієї мінливості, третій фактор розкриває 29 % мінливості, другий – лише 12 %, а решта – 6 % є невизначеною та становить проблему подальших досліджень. Отже, в подальшому дослідженні доцільно залишити ці три фактори. У табл. 2.21 наведено розклад індикаторів енергетичної безпеки України в газовій сфері за головними компонентами.

Таблиця 2.21

Факторні навантаження індикаторів енергетичної безпеки України в газовій сфері

Індикатор	Ум. позн	Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
1	2	3	4	5
Частка природного газу у загальних обсягах енергоспоживання	χ_1	-0,519	0,187	0,740
Коефіцієнт самодостатності природного газу	χ_2	-0,944	0,280	-0,160
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу	χ_3	0,900	-0,348	-0,085
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу	χ_4	-0,936	0,276	-0,179
Волатильність видобутку природного газу	χ_5	0,773	0,135	-0,121
Диверсифікованість внутрішнього виробництва природного газу	χ_6	0,522	0,830	0,009
Диверсифікованість імпорту природного газу	χ_7	-0,023	0,979	0,067
Точки входу	χ_8	0,084	0,034	0,009
Завантаженість ГТС на виході	χ_9	0,857	0,349	0,237

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. 2.21

1	2	3	4	5
Інтенсивність споживання природного газу	X_{10}	-0,943	-0,085	0,283
Диверсифікованість світових запасів природного газу	X_{11}	-0,659	-0,729	0,442
Диверсифікованість світового видобутку природного газу	X_{12}	-0,133	-0,754	-0,619
Накопичена дисперсія, %		0,528	0,122	0,288

Як свідчать дані табл. 2.21, для розкриття проблеми енергетичної безпеки України в газовій сфері достатньо 11 індикаторів. Виключенням є індикатор X_8 , що обумовлює незначний вплив на результати дослідження. На основі факторного аналізу розклад факторів за елементарними ознаками набув наступного виду:

$$F_1 = -0,944 \times X_2 + 0,900 \times X_3 - 0,936 \times X_4 + 0,773 \times X_5 + 0,857 \times X_9 - 0,943 \times X_{10};$$

$$F_2 = 0,83 \times X_6 + 0,979 \times X_7 - 0,729 \times X_{11} - 0,754 \times X_{12};$$

$$F_3 = 0,740 \times X_1.$$

У табл. 2.22 наведено розклад факторів за їх елементарними ознаками.

Таблиця 2.22

Групування індикаторів енергетичної безпеки України в газовій сфері за узагальнюючими факторами

Фактор 1	Фактор 2	Фактор 3
1	2	3
Фактор забезпеченості	Фактор різноманості	Фактор домінування
Коефіцієнт самодостатності природного газу для потреб національної економіки	Диверсифікованість внутрішнього виробництва природного газу	Частка природного газу у загальних обсягах енергоспоживання
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу	Диверсифікованість імпорту природного газу	-
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу	Диверсифікованість світового видобутку природного газу	

Закінчення табл. 2.22

1	2	3
Волатильність видобутку природного газу	Диверсифікованість світових запасів природного газу	–
Завантаженість ГТС на виході	–	
Інтенсивність споживання природного газу		
$K_{\text{ИФ}} = 0,825$	$K_{\text{ИФ}} = 0,715$	$K_{\text{ИФ}} = 1,00$

Підтвердженням значущості ознак при формуванні факторів є коефіцієнт інформативності ($K_{\text{ИФ}}$) [68], його значення розраховані в табл. 2.22, доводять задовільність пояснювальних ознак при обґрунтуванні названих факторів.

Формування узагальнюючого показника енергетичної безпеки України в газовій сфері потребує визначення вагових коефіцієнтів за кожним індикатором та кожним фактором. Для цього в дослідженні пропонується використати метод ентропії.

Зазначений метод довів свою спроможність при оцінці конкурентоспроможності України та країн ЄС [48], конкурентоспроможності та економічного зростання регіонів України [46], якості життя населення [94], а також при оцінці енергоефективності України та її регіонів [102]. Вважається, що використання цього методу для оцінки енергетичної безпеки України в газовій сфері дозволить отримати достовірні результати та порівняти її значення у просторі та часі.

Інтегральний показник енергетичної безпеки України в газовій сфері (I_j) може бути розрахований за формулою [46]:

$$I_j = \sum_{i=1}^m \left(\frac{\delta_i}{\sum_{j=1}^m \delta_i} \times \sum_{z=1}^n \frac{\delta_{iz}}{\sum_{z=1}^n \delta_{iz}} \cdot x_{ijz} \right), \quad (2.3)$$

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

де x_{ijz} – кількісна стандартизована оцінка z -го локального показника оцінки i -ї складової j -го об'єкта;

δ_{ijz} – дисперсія (ентропія) z -го локального показника оцінки i -ї складової об'єкта;

m – кількість складових, за допомогою яких оцінюється інтегральний показник об'єкта;

n – кількість локальних показників, за допомогою яких оцінюється i -та складова об'єкта.

Алгоритм розрахунку інтегрального показника наведено на рис. Д.1.1 (додаток Д).

Оцінку енергетичної безпеки України в газовій сфері в 2007 – 2012 рр. наведено в табл. 2.23.

На основі даних, наведених у табл. 2.23, можна зробити висновок, що найвагоміший вплив на формування загального рівня енергетичної безпеки в газовій сфері України здійснює фактор забезпеченості – 46,6 %, на другому місці – фактор домінування – 30,2 %, тоді як фактор різноманітності знаходиться на третьому місці та пояснює 23,2 %.

Серед індикаторів забезпеченості національного господарства природним газом найвагомішими є рівень завантаженості ГТС та коефіцієнт самодостатності природного газу – приблизно на 33,9 % кожний, а також коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу – 27,8 %. На різноманітності джерел постачань природного газу в Україну найбільш впливає диверсифікація джерел імпорту природного газу – більше ніж на 62,2 %, а також джерел внутрішнього виробництва – на 23,0 %, тоді як диверсифікація світових джерел видобутку впливає лише на 10,6 %, а диверсифікація світових запасів – лише на 4,2 %.

Загалом значення інтегрального рівня енергетичної безпеки України в газовій сфері протягом 2007 – 2012 рр. мало тенденцію до зниження. Інтерпретація отриманих значень за шкалою бажаності А. Харингтона [1] дозволила діагностувати якісний рівень енергетичної безпеки в газовій сфері (табл. 2.24) як передкризовий з тяжінням до кризового стану.

Таблиця 2.23

Оцінка рівня енергетичної безпеки України в газовій сфері в 2007 – 2012 рр.

Індикатори та фактори енергетичної безпеки в газовій сфері	Ваговий коефіцієнт	Рік					
		2007	2008	2009	2010	2011	2012
Коефіцієнт самодостатності природного газу	0,191	0,443	0,471	0,600	0,514	0,500	0,540
Коефіцієнт співвідношення запасів до видобутку природного газу	0,278	0,956	0,928	0,902	0,932	0,928	0,637
Коефіцієнт співвідношення запасів до споживання природного газу	0,099	0,373	0,385	0,475	0,418	0,408	0,301
Волатильність видобутку природного газу	0,084	1,032	1,012	1,008	0,947	1,004	1,002
Завантаженість ГТС на виході	0,339	0,921	0,957	0,767	0,763	0,809	0,674
Інтенсивність споживання природного газу	0,009	0,242	0,267	0,290	0,274	0,287	0,273
Фактор забезпеченості	1/0,466	0,788	0,798	0,760	0,739	0,755	0,625
Диверсифікованість внутрішнього видобутку природного газу	0,230	0,188	0,190	0,185	0,176	0,177	0,155
Диверсифікованість імпорту природного газу	0,622	0,182	0,235	0,250	0,100	0,125	0,100
Диверсифікованість світових запасів природного газу	0,042	0,986	1,033	1,015	1,007	1,012	1,008
Диверсифікованість світового видобутку природного газу	0,106	1,122	1,138	1,176	1,186	1,145	1,151
Фактор різноманітності	1/0,232	0,317	0,354	0,365	0,271	0,282	0,262
Частка природного газу в паливно-енергетичному балансі національного господарства	-	0,733	0,730	0,792	0,699	0,809	0,682
Фактор домінування	1/0,302	0,733	0,730	0,792	0,699	0,809	0,682
Інтегральний рівень енергетичної безпеки в газовій сфері	1	0,632	0,644	0,678	0,619	0,601	0,558

Визначення якісного рівня енергетичної безпеки України в газовій сфері

Ступінь бажаності	Стан енергетичної безпеки	Оцінка на шкалі бажаності
Дуже високий	Нормальний	1,00-0,800
Високий		0,80-0,63
Задовільний (середній)	Передкризовий	0,63-0,37
Низький	Кризовий	0,37-0,200
Дуже низький		0,200-0,00

Зважаючи на вищевиявлені особливості загальної динаміки рівня енергетичної безпеки України в газовій сфері та її складових, вважається доцільним систематизувати результати за формою SWOT-аналізу (табл. 2.25).

Виявлені у табл. 2.25 особливості дозволяють стверджувати про переважання слабких сторін та загроз над сильними сторонами та можливостями, що свідчить про значний рівень ризиків в газовій сфері України та нездатність їх подолати за рахунок наявних факторів.

Висновки до розділу 2

На основі проведеного в розділі дослідження були отримані такі наукові та практичні результати:

1. Системно-логічний аналіз різних теоретичних підходів до визначення сутності поняття «енергетична безпека країни» дозволив встановити наступне:

- 1.1. Цю дефініцію доцільно розглядати у двох контекстах: у політичному – як складову національної безпеки держави та економічному – як складову економічної безпеки національного господарства.
- 1.2. Економічна сутність поняття «енергетична безпека країни» розкривається через стан захищеності інтересів суб'єктів економіки (споживачів та виробників ППЕР) від ризиків дисбалансу кон'юнктури енергетичного ринку.

Таблиця 2.25

SWOT-аналіз енергетичної безпеки України в газовій сфері

Сильні сторони	Слабкі сторони
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Активний розвиток приватних підприємств з видобутку природного газу, їх мобільність у залученні інвестиційних ресурсів. ▪ Розвинута газотранспортна система 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Недостатність власних запасів природного газу для потреб національного господарства. ▪ Висока частка природного газу у паливно-енергетичному балансі України. ▪ Скорочення обсягів видобутку природного газу державними підприємствами, виснаженість їх родовищ, недостатність інвестицій та геологорозвідувального, а також експлуатаційного буріння. ▪ Висока залежність національної економіки від споживання природного газу. ▪ Застарілі технології видобутку, що призводить до низької ефективності газовилучення із свердловин.
Можливості	Загрози
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Значний потенціал для економії природного газу у всіх галузях національного господарства, що обумовлює необхідність їх модернізації. ▪ Доступ до морських шляхосполучень. ▪ Доступ до європейського ринку природного газу за рахунок реверсного використання ГТС 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Монопольна залежність від Російської Федерації при імпорті природного газу. ▪ Складність взаємовідносин з Російською Федерацією щодо експлуатації системи газопроводів, що обумовлює високий вплив цієї країни на енергетичний ринок України. ▪ Різке скорочення транзиту природного газу магістральними трубопроводами через Україну, транзит російських вуглеводнів іншими країнами в обхід України.

1.3. Встановлено, що дослідити енергетичну безпеку країни за агрегованим паливно-енергетичним балансом неможливо, оскільки окремі джерела його формування не є взаємозамінними, тому доцільно визначати енергетичну безпеку за кожним видом ППЕР.

2. Узагальнення різних підходів до оцінки енергетичної безпеки країни дозволили визначити відсутність усталеної думки серед науковців щодо складу її індикаторів, методів їх аналізу та послідовності їх використання:

- 2.1. Серед методів дослідження енергетичної безпеки країни найбільш розповсюдженими є індикативний аналіз, експертне оцінювання, а також таксономічного аналізу.
- 2.2. Сукупність індикаторів оцінювання енергетичної безпеки встановлюється кожним експертом самостійно, приділяючи особливу увагу найбільш вразливій складовій. Їх кількість варіюється від 3 (Узбекистан) до 28 (Інститут енергії XXI століття США).
- 2.3. В Україні затверджена Методика розрахунку рівня економічної безпеки України, яка передбачає оцінку енергетичної безпеки як складової загальнонаціонального рівня економічної безпеки.
 - 2.3.1. Зазначене методика спирається на такі методи: експертне оцінювання порогових значень та факторний аналіз.
 - 2.3.2. Кількість індикаторів оцінки енергетичної безпеки дорівнює 10.
3. При доведенні гіпотези про критичний стан економічної безпеки України в сфері розподілу природного газу в роботі запропоновано методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України в газовій сфері.
 - 3.1. Методами дослідження енергетичної безпеки України в газовій сфері було обрано індикативний, факторний, таксономічний і SWOT-аналізи, а також експертне оцінювання.
 - 3.2. Індикаторами оцінки енергетичної безпеки в газовій сфері виступають: коефіцієнт самодостатності природного газу для потреб національного господарства, співвідношення його запасів до видобутку, співвідношення запасів до споживання, волатильність видобутку, завантаженість ГТС на виході, інтенсивність споживання в економіці, різні види диверсифікованості (внутрішнього видобутку, імпорту, світових запасів та світового видобутку), а також частка природного газу в паливно-енергетичному балансі національного господарства.
 - 3.3. Апробація запропонованого методичного підходу дозволила діагностувати рівень енергетичної безпеки України в газовій сфері в 2007 – 2012 рр. як передкризовий з тяжінням до кризового стану.

Розділ 3

ОБҐРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ГАЗОВОЇ НЕЗАЛЕЖНОСТІ УКРАЇНИ

3.1. Шляхи забезпечення газової незалежності України

Сучасний рівень споживання природного газу в Україні обумовлює високу імпорту залежність від країн-експортерів, насамперед від російського ВАТ «Газпром». Разом з тим, власних запасів традиційного природного газу в Україні недостатньо для збільшення обсягів його видобутку з метою повного задоволення потреб країни в цьому виді вуглеводнів.

На цей час на державному рівні активно проводиться робота зі скорочення рівня споживання природного газу в галузях національної економіки та побуті. Проте, навряд чи вдасться в найближчий час суттєво скоротити його споживання через старий технологічний уклад національної економіки.

У зв'язку з цим виникає нагальна потреба щодо пошуку джерел диверсифікації видобутку природного газу в Україні за рахунок нетрадиційних покладів природного газу, а саме: природного сланцевого газу (ПСГ), метану вугільних пластів (МВП) та газу щільних піщаників (ГЩП). На сьогодні найбільший інтерес для інвесторів в Україні мають такі родовища: природного сланцевого газу на Олеському майданчику Львівської та Івано-Франківської областей та газу щільних піщаників на Юзівському майданчику Донецької і Харківської областей. Розробка вказаних родовищ нетрадиційного природного газу (НПП) може розглядатися як один із можливих шляхів забезпечення самодостатності національної економіки цим джерелом енергії.

Висока зацікавленість інвесторів щодо перспективи розробки зазначених газоносних площ обумовлює необхідність більш детального дослідження перспективності та економічної доцільності розробки покладів НПП з урахуванням існуючого світового досвіду, місцевих особливостей та мінливої економічної кон'юнктури на газових ринках.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

У липні 2013 р. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України затвердило «Оновлену Енергетичну стратегію України на період до 2030 року» [84].

У стратегії [84] передбачається три сценарії розвитку економіки та паливно-енергетичного комплексу України: оптимістичний, базовий та песимістичний. За оптимістичним сценарієм передбачається зростання ціни на імпортний природний газ на 2 % на рік, за базовим – на 1 % на рік, за песимістичним – на 0 %.

Ретроспективний аналіз зміни цін на природний газ на спотових регіональних ринках у 1986 – 2012 рр. (табл. 3.1 і рис. 3.1) свідчить про необгрунтованість їх прогнозних значень у всіх трьох сценаріях.

Таблиця 3.1

Аналіз динаміки цін на природний газ на ринках світу в 1986 – 2012 рр.

Рік	Природний газ, дол. США / БТО					
	СПГ Японія	Середня ціна імпорту в Німеччині	UK (Heren NBP Index)	US Henry Hub	Канада Alberta	Країни ОЕСР
1	2	3	4	5	6	7
1986	4,1	3,93				2,57
1987	3,35	2,55				3,09
1988	3,34	2,22				2,56
1989	3,28	2		1,7		3,01
1990	3,64	2,78		1,64	1,05	3,82
1991	3,99	3,19		1,49	0,89	3,33
1992	3,62	2,69		1,77	0,98	3,19
1993	3,52	2,5		2,12	1,69	2,82
1994	3,18	2,35		1,92	1,45	2,7
1995	3,46	2,39		1,69	0,89	2,96
1996	3,66	2,46	1,87	2,76	1,12	3,54
1997	3,91	2,64	1,96	2,53	1,36	3,29
1998	3,05	2,32	1,86	2,08	1,42	2,16

Закінчення табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7
1999	3,14	1,88	1,58	2,27	2	2,98
2000	4,72	2,89	2,71	4,23	3,75	4,83
2001	4,64	3,66	3,17	4,07	3,61	4,08
2002	4,27	3,23	2,37	3,33	2,57	4,17
2003	4,77	4,06	3,33	5,63	4,83	4,89
2004	5,18	4,32	4,46	5,85	5,03	6,27
2005	6,05	5,88	7,38	8,79	7,25	8,74
2006	7,14	7,85	7,87	6,76	5,83	10,66
2007	7,73	8,03	6,01	6,95	6,17	11,95
2008	12,55	11,56	10,79	8,85	7,99	16,76
2009	90,6	8,52	4,85	3,89	3,38	10,41
2010	10,91	8,01	6,56	4,39	3,69	13,47
2011	14,73	10,61	9,03	4,01	3,47	18,56
2012	16,75	11,03	9,46	2,76	2,27	18,82

«Оновленою Енергетичною стратегією України на період до 2030 р.» розглядаються три можливих сценарії споживання природного газу: оптимістичний, базовий та песимістичний (табл. 3.2).

Треба зазначити, що у всіх трьох можливих сценаріях передбачається несуттєве скорочення споживання природного газу, що свідчить про спрямованість «Оновленої Енергетичної стратегії» [84] більше на енергозабезпечення, аніж на енергозбереження.

Потребу в природному газі в Україні згідно з «Оновленою Енергетичною стратегією» планується забезпечувати як за рахунок власного видобутку, так і імпорту (табл. 3.3).

При цьому, як видно з табл. 3.3, в усіх трьох можливих сценаріях забезпечення потреб України у природному газі передбачається як за рахунок зростання його власного видобутку, так і зменшення імпорту.

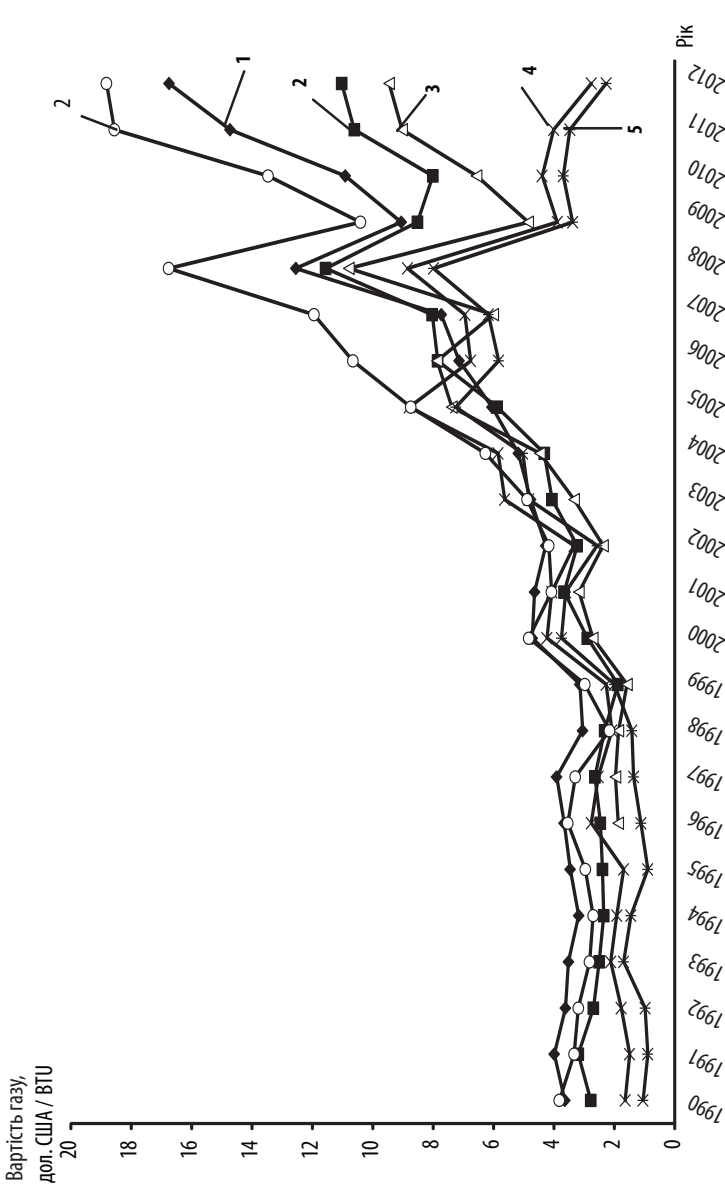


Рис. 3.1. Динаміка зміни цін на природний газ на ринках світу в 1990 – 2011 рр.: 1 – ЗПГ Японія; 2 – Середня ціна імпорту в Німеччині; 3 – UK (NBP Index); 4 – US Henry Hub; 5 – Канада Alberta

Таблиця 3.2

Сценарії споживання природного газу в Україні на період до 2030 р. [84]

Сценарій	Один. виміру	Рік				
		2012 (факт)	2015	2020	2025	2030
Оптимістичний	млрд куб. м	20,2	55	53	52	53
Базовий	---	20,2	55	51	50	49
Песимістичний	--	20,2	55	51	49	47

Таблиця 3.3

Сценарії видобутку та імпорту в Україну природного газу до 2030 р. [84]

Сценарій	Стаття балансу	Рік				
		2012 (факт)	2015	2020	2025	2030
Песимістичний	Видобуток газу, млрд куб. м	20,2	20,9	23,7	25,9	30,2
	Імпорт газу, млрд куб. м	32,9	34,2	27,7	23,1	16,9
Базовий	Видобуток газу, млрд куб. м	20,2	20,9	23,7	29,8	44,4
	Імпорт газу, млрд куб. м	32,9	33,7	27,1	20,0	5,0
Оптимістичний	Видобуток газу, млрд куб. м	20,2	20,9	23,7	30,2	46,7
	Імпорт газу, млрд куб. м	32,9	34,3	29,2	22,3	6,2

Прогноз видобутку власного природного газу в Україні планується як за рахунок видобутку традиційного, так і нетрадиційного природного газу (табл. 3.4).

Розглянемо більш докладно базовий сценарій забезпечення потреб країни у природному газі за рахунок власного його видобутку.

У «Оновленій Енергетичній стратегії» [84] передбачається можливість у наступні два десятиріччя зберегти річні обсяги видобутку традиційного природного газу на рівні 20 млрд куб. м завдяки таким заходам:

- розробки нових родовищ на суші, у тому числі дрібних (1 – 5 млрд куб. м запасів) і дуже дрібних (до 1 млрд куб. м) за умови економічної доцільності;

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця 3.4

Прогноз видобутку традиційного та необхідні обсяги видобутку нетрадиційного природного газу для виконання завдань

Згідно з «Оновленою Енергетичною стратегією», млрд куб. м [84]

Види природного газу	Сценарій	Рік				
		2012 (факт)	2015	2020	2025	2030
Традиційний природний газ	Оптимістичний	20,2	20,9	22,9	23,9	24,9
	Базовий	20,2	20,9	20,9	20,9	20,9
	Песимістичний	20,2	18,1	17,4	16,7	16,0
Нетрадиційний природний газ, у тому числі:	Оптимістичний	-	-	0,8	6,3	21,8
	Базовий	-	-	2,8	8,9	23,5
	Песимістичний	-	2,8	6,3	9,2	14,5
Газ глибоководного шельфу	Оптимістичний	-	-	0,2	1,7	6,0
	Базовий	-	-	0,9	2,5	6,7
	Песимістичний	-	0,9	1,7	2,9	4,6
Газ щільних порід	Оптимістичний	-	-	0,2	1,7	6,0
	Базовий	-	-	0,9	2,5	6,7
	Песимістичний	-	0,9	1,7	2,9	4,6
Сланцевий газ	Оптимістичний	-	-	0,3	2,1	7,2
	Базовий	-	-	0,8	2,9	7,6
	Песимістичний	-	0,8	2,1	2,5	4,0
Метан вугільних пластів	Оптимістичний	-	-	0,1	0,8	2,6
	Базовий	-	-	0,2	1,0	2,5
	Песимістичний	-	0,2	0,8	0,9	1,3
Усього природний газ	Оптимістичний	20,2	20,9	23,7	30,2	46,7
	Базовий	20,2	20,9	23,7	29,8	44,4
	Песимістичний	20,2	20,9	23,7	25,9	30,2

- активне освоєння мілководного шельфу (глибина моря до 350 м). Уже в найближчі 5 років можливе подвоєння видобутку з мілководних родовищ, що дасть близько 1 млрд куб. м щорічного приросту видобутку;
- освоєння прибережної області Чорного та Азовського морів і дельт річок;
- впровадження ефективних технологій буріння на глибині 6 – 7 км;
- підвищення віддачі пластів на наявних свердловинах.

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

Проте, на думку розробників стратегії [84], в залежності від успішності реалізації зазначених заходів, фактичні обсяги видобутку до 2030 р. можуть скласти від 15 до 24 млрд куб. м.

Більш обґрунтованим є твердження розробників [84] про можливість збереження до 2030 р. видобутку традиційного природного газу в Україні на рівні 20 млрд куб. м. Про це свідчать розрахунки фахівців ДП «Науканафтогаз», які розглядають три прогностичні сценарії видобутку традиційного природного газу в країні: песимістичний, базовий та оптимістичний.

Песимістичний сценарій передбачає, що темпи буріння свердловин будуть зберігатися на рівні 2010 р. (як за їх кількістю, так і за сумарною проходкою) із незначним збільшенням за ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Оптимістичний сценарій розраховано, виходячи із залучення в розробку основних обсягів розвіданих запасів категорії C_1 та попередньо розвіданих запасів категорії C_2 .

Базовий сценарій видобутку природного газу визначено як середній між песимістичним та оптимістичним варіантами.

У табл. 3.5 подано прогностичну динаміку видобутку природного газу підприємствами НАК «Нафтогаз України» за наведеними вище сценаріями.

Таблиця 3.5

Прогнозна динаміка видобутку природного газу підприємствами НАК «Нафтогаз України», млн куб. м [88]

Рік	Оптимістичний сценарій	Базовий сценарій	Песимістичний сценарій
2013	21099,18	19777,81	18293,11
2014	21530,03	19958,11	18227,56
2015	21907,47	20098,78	18149,68
2016	22288,37	20250,94	18071,11
2017	22632,01	20355,09	17989,08
2018	22996,00	20464,57	17929,75
2019	23134,56	20430,32	17782,07
2020	22932,48	20139,70	17448,09

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Для реалізації наведених вище сценаріїв фахівці НАК «Нафтогаз України» прогнозують такі показники буріння свердловин (табл. 3.6).

Таблиця 3.6

Прогнозні показники буріння свердловин на родовищах НАК «Нафтогаз України» [88]

Показник	Рік							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Обсяги буріння, тис. м								
Песимістичний сценарій	420,7	423,3	425,2	425,2	425,2	425,2	425,2	425,2
Базовий сценарій	489,6	495,4	497,3	499,9	499,9	499,9	494,6	494,6
Оптимістичний сценарій	553,3	562,2	584,1	578,6	578,6	578,6	567,9	567,9
Кількість свердловин, що введені в експлуатацію, од.								
Песимістичний сценарій	121	122	122	121	121	121	121	121
Базовий сценарій	140	142	142	142	142	142	141	141
Оптимістичний сценарій	159	162	163	164	164	164	161	161

У той же час у стратегії [84], починаючи з 2020 р., передбачається суттєве зростання власного видобутку НПП, який повинен суттєво зменшити обсяги імпорту газу в Україні (рис. 3.2).

У табл. 3.7 наведено прогноз видобутку як традиційного, так і нетрадиційного природного газу в Україні [84] за його видами.

Згідно з «Оновленою Енергетичною стратегією України», сумарний потенціал ресурсу НПП складається із ГЩП, ПСГ, МВП і становить від 19 до 31 трлн куб. м [84].

На думку розробників «Оновленої Енергетичної стратегії», найбільш перспективним для України видом НПП може стати ГЩП.

За попередніми оцінками, в Україні запаси ГЩП складають від 2 до 8 трлн куб. м. Глибина залягання приблизно половини цих ресурсів становить 4 – 4,5 км. Технологія видобутку ГЩП відбувається з використанням гідророзриву пласту.

За розрахунками розробників «Оновленої Енергетичної стратегії», приблизна собівартість видобутку ГЩП в Україні може становити 1500 – 2200 грн (188 – 275 дол. США) за 1 тис куб. м.

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

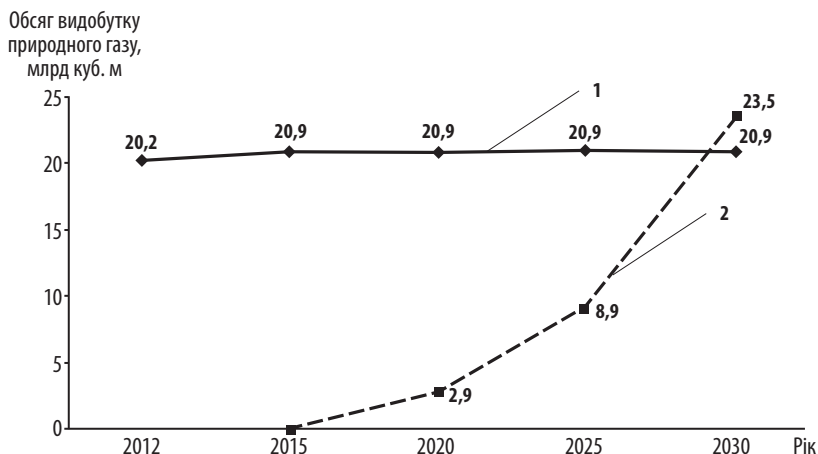


Рис. 3.2. Прогнозні обсяги видобутку традиційного та нетрадиційного природного газу в Україні в 2012 – 2030 рр.:

1 – традиційний природний газ; 2 – нетрадиційний природний газ

Таблиця 3.7

Прогноз видобутку традиційного та нетрадиційного природного газу в Україні згідно з «Оновленою Енергетичною стратегією України на період до 2030 р.» [84]

Показник	Одиниці виміру	Традиційний природний газ		Нетрадиційний природний газ		
		Вільний природний газ	Газ глибоководного шельфу	ГЦП	ПСГ	МВП
1	2	3	4	5	6	7
Прогнозні запаси природного газу	трлн куб. м	5,4	4-13	2-8	5-8	12-15
Технічно доступні запаси природного газу	трлн куб. м	1,1	>0,35	0,4-1,6	1,0-1,5	2,4-3,0
Глибина залягання природного газу	км		2,0	4-4,5	3-4	0,5-5,0

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. 3.7

1	2	3	4	5	6	7
Прогнозна собівартість природного газу	грн (дол. США) за 1 тис куб. м	650-900 (81-113)	600-1000 (75-125)	1500-2200 (188-275) 2017	2100-2800 (263-350) 2022	2300-3300 (288-412) 2020-2025
Початок промислового видобутку природного газу	рік	1912	2022			
Потенціал видобутку природного газу до 2030 р.	млрд куб. м на рік	15-24	7-9	7-9	6-11 5,73-9,41	2-4
Потреба в інвестиціях до 2030 р.	млрд грн	100-115	80-90	55-65	35-45	12-15

Економічна привабливість відносно простої розвідки ГЩП, яка схожа на традиційний природний газ, дає підставу припустити, що промисловий видобуток можна почати вже в 2017 р., а потенціал видобутку в 2030 р. може скласти 7–9 млрд куб. м. Для реалізації всього потенціалу видобутого ГШП до 2030 р. знадобляться інвестиції у розмірі 55 – 65 млрд грн (табл. 3.8).

Найбільш значні запаси ПСГ в Україні знаходяться у Західному і Східному регіонах і, за попередніми оцінками, становлять 5 – 8 трлн куб. м, при цьому видобути можливо тільки 1,0 – 1,5 трлн куб. м [84].

Через невисоку концентрацію ПСГ й низьку проникність газоносних порід технологія його видобутку передбачає буріння горизонтальних свердловин із подальшим гідророзривом пласта. У зв'язку з невисоким дебітом і строком роботи свердловин ПСГ, його промисловий видобуток потребує постійного буріння нових свердловин і освоєння великих площ.

За розрахунками розробників «Оновленої Енергетичної стратегії», приблизна собівартість видобутку ПСГ в Україні передбачається в діапазоні від 2100 до 2800 грн (263 – 350 дол. США) за 1 тис. куб. м [84].

Передбачається, що промисловий видобуток ПСГ в Україні почнеться не раніше 2022 р. у зв'язку з відсутністю достатньої кількості бурових установок, необхідністю відведення значних площ землі в густонаселених регіонах, потребою у зниженні екологічних ризиків.

Потенціал видобутку ПСГ в Україні до 2030 р. може скласти 6 – 11 млрд куб. м. Для реалізації повного потенціалу видобутку ПСГ необхідні інвестиції в розмірі 35 – 45 млрд грн до 2030 р. (табл. 3.8).

Потенційні запаси МВП в Україні оцінюються в діапазоні від 12 до 25 трлн куб. м, 90 % яких перебувають у Східному і Західному регіонах (табл. 3.7). Але технічна можливість видобутку значної частини цих запасів залишається під сумнівом, тому що вугільні пласти в Україні залягають на значній глибині (від 500 до 5000 м) і мають невелику товщину (до 2 м).

Метан міститься в порах і тріщинах вугільної породи, а також в сорбованому вигляді. Тому для видобутку МВП також використовується гідравлічний розрив пласта. Після гідравлічного розриву пласта настає період зневоднювання родовища (2 – 3 роки), і тільки на 3–4 рік родовище, що розробляється, виходить на максимальний обсяг видобутку.

Прогнозна собівартість самостійного видобутку МВП, за розрахунками розробників «Оновленої Енергетичної стратегії», може складати від 2300 до 3300 грн (288 – 412 дол. США) за 1 тис куб. м (табл. 3.7).

Потенціал видобутку МВП у 2030 р. може скласти 2 – 4 млрд куб. м. Щоб досягти такого обсягу видобутку, необхідно інвестувати 12 –15 млрд грн у розвідку, створення інфраструктури для видобутку МВП (табл. 3.7).

У табл. 3.8 наведені необхідні капітальні вкладення для забезпечення обсягів видобутку природного газу, що передбачені в «Оновленій Енергетичній стратегії».

Обґрунтуємо можливість забезпечення потреб України у природному газі за рахунок власного НПГ на прикладі ГЩП, зокрема на Юзівському майданчику, який розташований в Харківській та Донецькій областях.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця 3.8

Капітальні вкладення у видобуток традиційного та нетрадиційного природного газу в Україні до 2030 р. [84]

Види природного газу	Одиниці виміру	Рік					Разом
		2012	2015	2020	2025	2030	
Традиційний природний газ	Млрд грн	22	22	22	22	22	110
Нетрадиційний природний газ	-//-	-	-	13,1	41,3	109	172
у тому числі:							
Газ глибоководного шельфу Чорного моря	-//-	-	-	7	20	53	85
Газ щільних порід	-//-	-	-	2,9	8,3	22	35
Сланцевий газ	-//-	-	-	2,6	9,9	25,5	40
Метан щільних пластів	-//-	-	-	0,6	3,1	7,7	12
Усього природний газ	-//-	22	22	35,1	63,3	131	282

3.2. Аналіз закордонного досвіду видобутку нетрадиційного природного газу

За оцінкою МАГАТЕ, світові запаси НПП складають 23760 трлн куб. м, у тому числі: ПСГ – 500 трлн куб. м, МВП – 260 трлн куб. м, газові гідрати – близько 23000 трлн куб. м [53].

За іншими оцінками, світові поклади НПП становлять 922,0 трлн куб. м, у тому числі: ПСГ – 456,1 трлн куб. м, МВП – 256,1 трлн куб. м та ГЦП – 209,8 трлн куб. м (табл. 3.9).

Згідно з табл. 3.9, найбільші запаси НПП розташовані у Північній Америці – 25,3 % (від загальних світових запасів), колишньому Радянському Союзу – 16,8 %, Центральній Азії та Китаї – 15,7 %. Островах Тихого океану – 13,4 %, Латинській Америці – 10,6 % та Середньому Сході і Північній Африці – 10,3 % (рис. 3.3).

Таблиця 3.9

Світові запаси нетрадиційного природного газу [156]

Реґіон	Геологічні запаси, трлн куб. м				Місце
	Разом	у тому числі			
		ГЦП	МВП	ПСГ	
Північна Америка	232,9	38,8	85,4	108,7	1
Латинська Америка	97,6	36,6	1,1	59,9	5
Західна Європа	28,8	10,0	4,4	14,4	8
Центральна та Східна Європа	6,6	2,2	3,3	1,1	10
Колишній Радянський Союз	155,3	25,5	112,0	17,8	2
Середній Схід та Північна Африка	95,4	23,3	0	72,1	6
Африка на південь від Сахари	31,1	22,2	1,1	7,8	7
Центральна Азія та Китай	144,3	10,0	34,4	99,9	3
Острови Тихого океану	123,3	35,6	13,3	74,4	4
Південна Азія	6,7	5,6	1,1	0	9
Світові запаси	922,0	209,8	256,1	456,1	

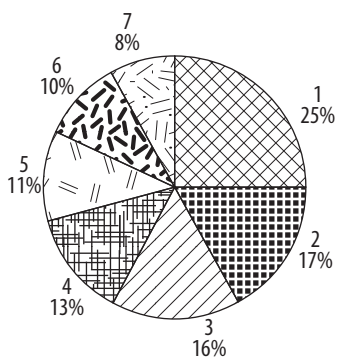


Рис. 3.3. Діаграма розподілу поклавів НПГ за регіонами світу:

- 1 - Північна Америка; 2 - колишній Радянський Союз; 3 - Центральна Азія та Китай;
 4 - Острови Тихого океану; 5 - Латинська Америка; 6 - Середній Схід та Північна Африка;
 7 - інші

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

За оцінками фахівців, поклади ПСГ в надрах землі величезні, але оцінка запасів вважається умовною та відрізняється в залежності від методу, який при цьому використовується. Думки експертів щодо оцінки світових запасів ПСГ та перспектив розвитку цього напрямку діаметрально протилежні. Так, за даними річного звіту Адміністрації енергетичної інформації США, світові запаси ПСГ перевищують 187 трлн куб. м [200].

Згідно з даними табл. 3.9, найбільші запаси ПСГ знаходяться в Північній Америці – 23,8 % (від загальних світових запасів), Середньому Сході та Північній Африці – 23,8 %; Центральній Азії та Китаї – 21,7 %; Островах Тихого океану – 16,3 % та Латинській Америці – 13,1 % (рис. 3.4).

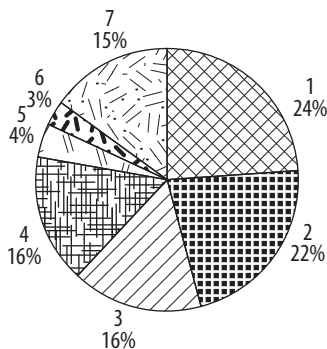


Рис. 3.4. Діаграма розподілу покладів ПСГ за регіонами світу:

- 1 - Північна Америка; 2 - Центральна Азія та Китай; 3 - Острови Тихого океану;
4 - Середній Схід та Північна Африка; 5 - колишній Радянський Союз; 6 - Західна Європа;
7 - інші

За країнами світу технічно доступні запаси ПСГ розподілилися таким чином (рис. 3.5).

Найбільші запаси технічно доступного ПСГ знаходяться в Китаї – 36082 млрд куб. м (19,2 % від загальних запасів у світі), США – 24 395 млрд куб. м (13,0 %); Аргентині – 21904 млрд куб. м (11,7 %); Мексиці – 19 272 млрд куб. м (10,3 %). Україна за величиною запасів сланцевого газу – 1188 млрд куб. м – посідає 19-е місце у світі й 4-е місце у Європі.

Одним із цінних та масштабних типів НПП є МВП. За попередніми оцінками ряду дослідників, світові ресурси метану з вугільних пластів становлять 160 трлн куб. м [2].

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

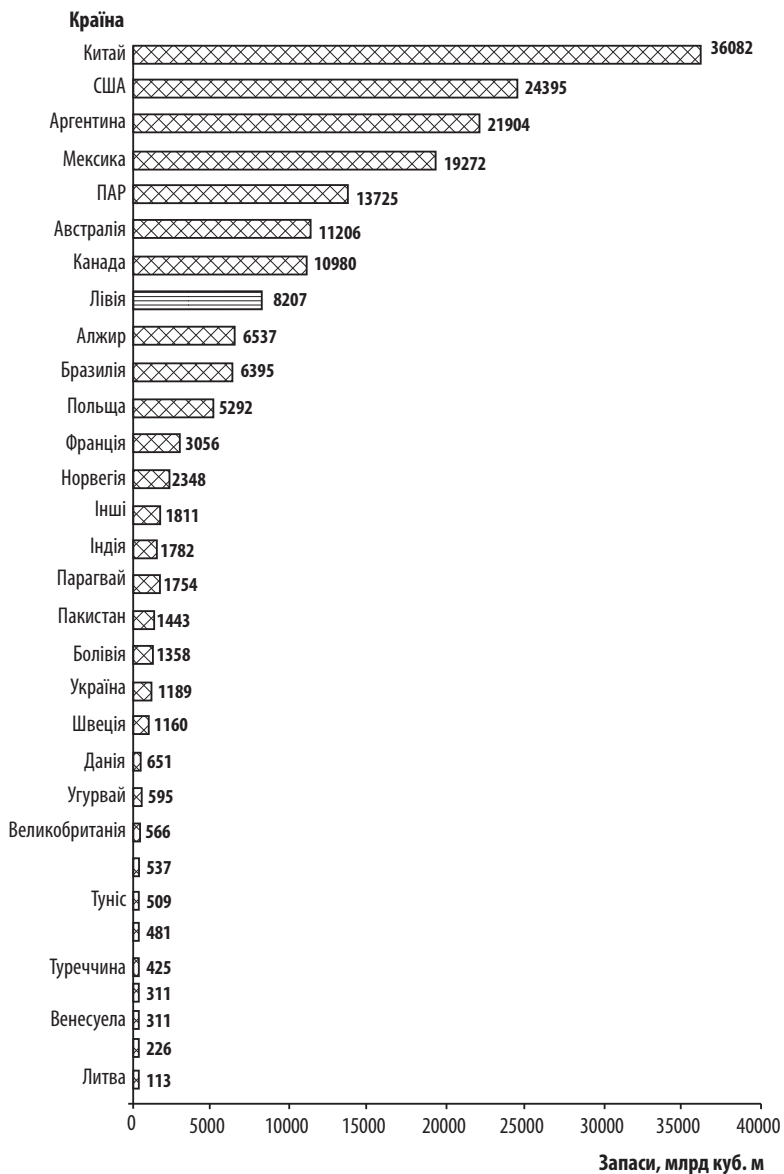


Рис. 3.5. Розподіл країн світу за запасами технічно доступного ПСГ [200]

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

За М. Бойером (Рада по енергетиці штату Вірджинія, США), в 1994 р. мінімальні та максимальні ресурси МВП лише 5 промислово розвинених країн оцінюються значеннями від 70 до 250 трлн куб. м, а за 13 країнами – від 83,4 до 263,3 трлн куб. м, у тому числі в Україні – 1,7 трлн куб. м [9]

Згідно з табл. 3.9, найбільші запаси МВП знаходяться в колишньому Радянському Союзі – 43,7 % (від загальних світових запасів), Північній Америці – 33,7 %, Центральній Азії та Китаї – 13,4 %, Островах Тихого океану – 5,2 % (рис. 3.6).

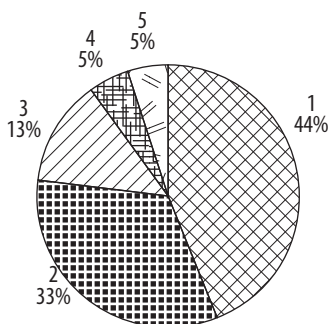


Рис. 3.6. Діаграма розподілу покладів МВП за регіонами світу:

1 – колишній Радянський Союз; 2 – Північна Америка; 3 – Центральна Азія та Китай;
4 – Острови Тихого океану; 5 – інші

Згідно з різними оцінками по країнах світу, геологічні запаси МВП розподілилися таким чином (табл. 3.10).

Найбільші геологічні поклади МВП знаходяться в Росії, Китаї, Канаді, Австралії, на які припадає, за різними оцінками, від 78 до 94 % усіх світових запасів.

Найбільші запаси ГЦПП розташовані в Північній Америці – 18,5 % (від загальних світових запасів), Латинській Америці – 12,4 %, Островах Тихого океану – 12,0 %, колишньому Радянському Союзі – 12,2 % (рис. 3.7).

Треба зазначити, що питання – скільки ж запасів НПГ у світі – далеко не очевидне. Більшість експертів посилаються на дослідження 1997 р. Х. Рогнера [176], у якому дана оцінка запасів газу не тільки по їх видах, але й по регіонах. Сам автор неодноразово трактував свої оцінки як гіпотетичні, підкреслюючи, що ця тема дуже мало досліджена.

Таблиця 3.10

Оцінка геологічних запасів МВП різними фахівцями та організаціями

Країна	Геологічні запаси МВП, трлн куб. м		
	[156]	[9]	[193]
Росія	78	17–113,3	17–80
США	60	9,7–10,7	4–11
Китай	28	30–35,1	30–35
Австралія	22	8,5–14,2	8–14
Індія	18	0,8	0,85–4
Німеччина	16	2,8	3
ПАР	13	0,8	1
Україна	8	1,7	2-12
Казахстан	8	1,1	1,1-1,7
Польща	3	2,8	3
Канада	-	5,7–76,5	17–92
Великобританія	-	1,7	2,45
Чеська республіка	-	–	0,38
Туреччина	-	–	0,1
Інші країни	-	0,8	
Усього	240	13,4–263,3	9,88–259,63

У 2009 р. Міжнародне енергетичне агентство у своєму щорічному огляді «World Energy Outlook – 2009» [198] оцінило запаси НПП у світі, приводячи при цьому дані Х. Рогнера.

Газоносні характеристики сланців у більшості країн світу мало вивчені, тому оцінки ресурсів будуть у часі сильно змінюватися. Наприклад, Департамент енергетики США переглянув оцінки технічно видобувних ресурсів ПСГ для США (найбільш геологічно вивченої у світі країни) з 23 до 14 трлн куб. м [95].

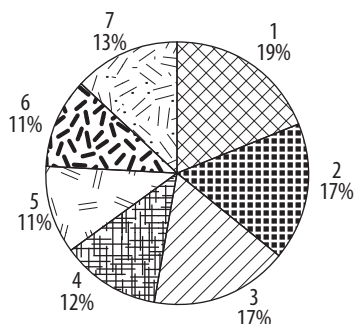


Рис. 3.7. Діаграма розподілу покладів ГЦП по регіонах світу:

1 - Північна Америка; 2 - Латинська Америка; 3 - Острови Тихого океану; 4 - колишній Радянський Союз; 5 - Середній Схід та Північна Африка; 6 - Африка на південь від Сахари; 7 - інші

Є тільки один надійний спосіб підтвердити запаси або їх перевести із однієї категорії в іншу – продуктивне розвідувальне буріння й запуск промислових свердловин. Експерти ж будують свої оцінки лише на кабінетному порівнянні геологічних структур [98]. Тому таким великим є діапазон даних про запаси НПГ навіть для геологічно вивченої Північної Америки. Необхідні більш детальні та надійні, а значить, і більш затратні, методи оцінки ресурсів, які вивільняються.

На сучасному етапі видобутку НПГ основним його виробником є США, в яких здійснюється промислова розробка та експлуатація всіх трьох його видів: ПСГ, ГЦП та МВП. Окремі види НПГ видобуваються в Канаді, Австралії та Китаї.

Розвиток ринку НПГ на території США обумовлений стрімким зростанням цін на традиційний (вільний) природний газ на світових енергетичних ринках та скороченням обсягів видобутку його на території США – саме ці обставини перетворювали країну на найбільшого імпортера природного газу у світі та змушували розробляти нові технології для доступу до важко-видобувних покладів природного газу. Динаміка зміни запасів та видобутку природного газу наведена на *рис. 3.8*.

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

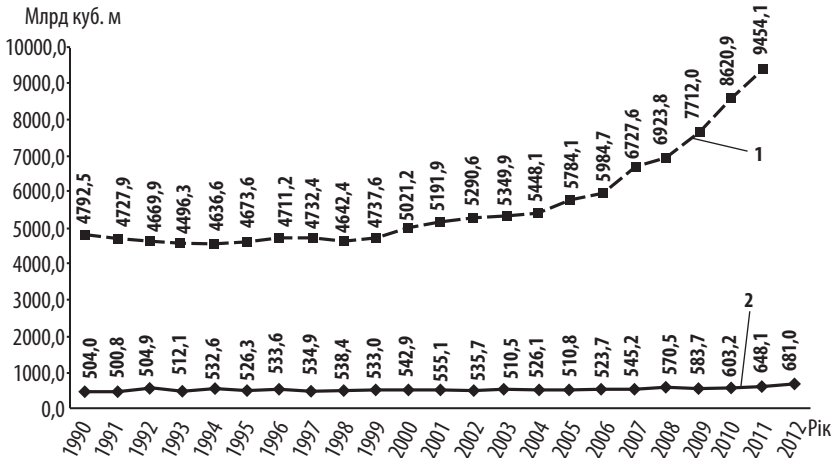


Рис. 3.8. Динаміка запасів та обсягів видобутку природного газу в США в 1990 – 2012 рр.:

1 – запаси сухого природного газу, 2 – обсяг видобутку сухого природного газу [169]

Тенденції зростання запасів у США свідчать про швидкий їх приріст, починаючи з 2004 р., – на 73,5 % у 2011 р. При цьому обсяги видобутку природного газу також засвідчують постійно зростаючу динаміку: на 33,3 % в 2012 р. у порівнянні із 2004 р. Зазначені тенденції стали можливими завдяки освоєнню покладів природного газу з низькою проникністю, поряд із вичерпанням та підвищенням складності видобутку традиційного газу.

Революції у газовидобутку в США сприяла відсутність монополії на буріння надр в цій країні. Окремі приватні фірми в 1990-х рр. проводили дослідження в напрямку видобутку НПП.

З цього часу в США почало зростати значення у видобутку таких нетрадиційних джерел газу, як вугільний метан та центрально-басейновий газ, але значне збільшення видобутку природного газу в країні в 2005 – 2009 рр. пов'язано із освоєнням ресурсів ПСГ [64]. На сьогодні загальні запаси НПП в США становлять 233 млрд куб. м [156], видова структура яких представлена на рис. 3.9.

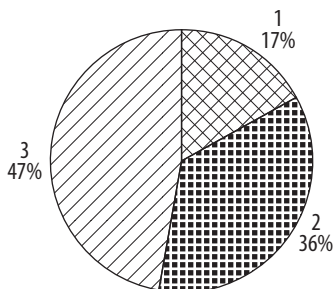


Рис. 3.9. Структура запасів НПГ за його видами в США:
1 - ГЦП; 2 - МВП; 3 - ПСГ [156]

З рис. 3.9 видно, що основну частку (47 %) серед нетрадиційних видів природного газу в США займає ПСГ. На цей час США активно пропагандують ідею про те, що саме цей різновид НПГ може стати основним заміником традиційного природного газу.

Сучасна структура видобутку природного газу в США вже демонструє переважання частки газів з «тугих» колекторів над іншими (рис. 3.10).

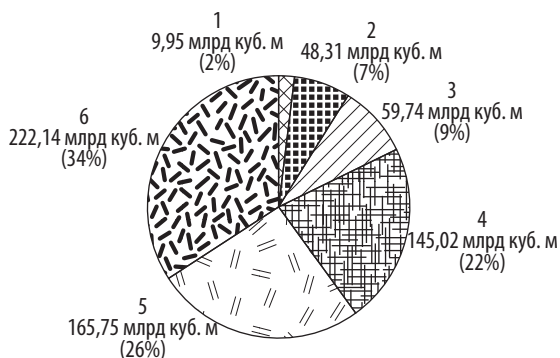


Рис. 3.10. Структура видобутку природного газу за його видами в США в 2011 р.:
1 - природний газ Аляски; 2 - МВП; 3 - вільний газ морських акваторій;
4 - вільний континентальний газ; 5 - ГЦП; 6 - ПСГ [165]

Розвиток видобутку НПГ пов'язаний з освоєнням технологій горизонтального буріння та гідророзриву пластів. На цей час частка природного

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

газу, що видобувається переважно з використанням саме цих технологій, становить 67 % від загального обсягу його видобутку.

Перспективи розвитку газовидобутку в США пов'язані саме з розробкою сланцевих родовищ природного газу, питома вага яких, за сценаріями Адміністрації енергетичної інформації США (U.S. Energy Information Administration), в 2040 р. має скласти 50 % від національного газовидобутку (рис. 3.11).

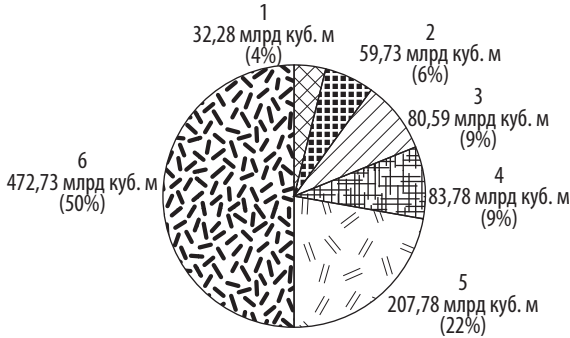


Рис. 3.11. Прогнозована структура видобутку природного газу в США у 2040 р.:

- 1 – природний газ Аляски; 2 – МВП; 3 – вільний газ морських акваторій;
4 – вільний континентальний газ; 5 – ГЩП; 6 – ПСГ [165]

За даними, наведеними на рис. 3.11, частка традиційного природного газу у структурі газовидобутку США в 2040 р. складе лише 18 % (вільний континентальний газ та газ морських акваторій), МВП скоротиться до 6 %, а ГЩП – до 22 %. Загалом, частка НПП у структурі газовидобутку США за оптимістичним сценарієм розвитку може досягти 78 %.

На цей час в США налічується 6 основних басейнів видобутку сланцевого газу, серед яких: Barnett, Marcellus, Fayetteville, Haynesville, Woodford, Antrim та New Albany. На рис. 3.12 подана структура доведених запасів ПСГ у 2011 р. за основними родовищами США.

Як бачимо з рис. 3.12, доведені запаси ПСГ становлять 3,7 трлн куб. м, основні з яких припадають на басейни Barnett Shale – 25 %, Marcellus – 24 %, Haynesville – 23 %.

На рис. 3.13 наведена динаміка видобутку ПСГ на території США в 2000 – 2012 рр.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

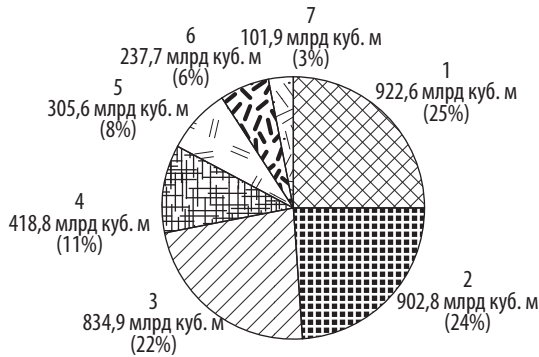


Рис. 3.12. Структура доведених запасів ПСГ в США в 2011 р. за основними басейнами [173]:

1 - Barnett; 2 - Marcellus; 3 - Haynesville; 4 - Fayetteville; 5 - Woodford; 6 - Eagle Ford;
7 - інші

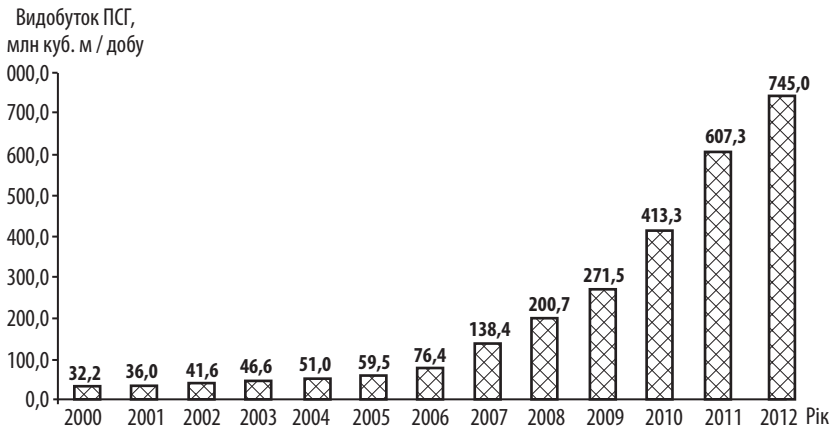


Рис. 3.13. Динаміка видобутку ПСГ у США в 2000 – 2012 рр. [192]

Як видно з рис. 3.13, в 2000 – 2012 рр. видобуток ПСГ в США збільшився у 23,1 рази (досягши 745 млн куб. м / добу), ставши реальним конкурентом імпортованому природному газу.

На рис. 3.14 наведено порівняння структур видобутку сланцевого газу в 2005 р. та 2012 р. за основними родовищами США.

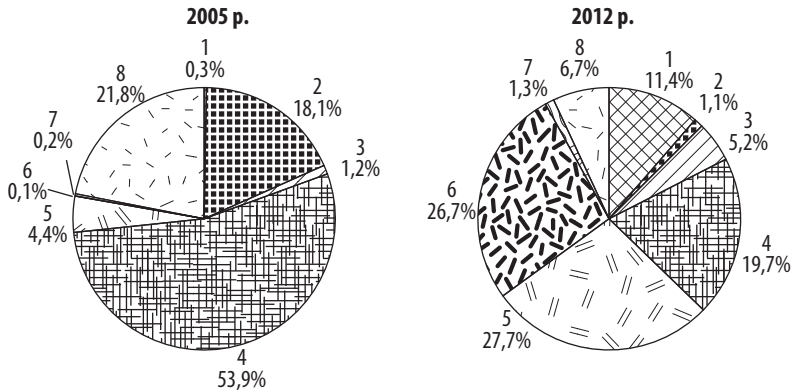


Рис. 3.14. Структури видобутку ПСГ у США в 2005 та 2012 рр. за основними басейнами [192]:

- 1 - Fayetteville; 2 - Antrim; 3 - Woodford; 4 - Barnett; 5 - Haynesville; 6 - Marcellus;
7 - Bakken; 8 - інші

Виходячи з даних рис. 3.14, основним місцем видобутку ПСГ у 2005 р. в США була формація Barnett Shale, в якій видобувалося 54 % від загального обсягу видобутку цих видів вуглеводів у країні. Проте, вже через 7 років відбулася значна диверсифікація місць видобутку ПСГ, частка Barnett Shale скоротилася до 20 %, хоча обсяг видобутку в цьому басейні збільшився у порівнянні із 2005 р. у 4,2 рази.

На сучасному етапі у США відбувається активна розробка інших басейнів сланцевого газу. Так, частка видобутку сланцевого газу в басейні Fayetteville в 2012 р. становила 11 % проти 0,3 % у 2005 р., у басейні Haynesville – 28 % у 2012 р. проти 5 % у 2005 р., у басейні Woodford – 5 % у 2012 р. проти 1 % в 2005 р., а також у басейні Marcellus – 27 % в 2012 р. проти 0,1 % у 2005 р.

Характеристика основних басейнів ПСГ наведена в табл. 3.11.

Першим з відкритих басейнів сланцевого газу в США є формація Barnett Shale, яка на сучасному етапі розвитку є найбільш розвіданою та за загальними доведеними запасами ПСГ посідає перше місце. Ця формація знаходиться в північно-центральної частині Техасу та обмежена покладами вапняків знизу та зверху.

Таблиця 3.11

Порівняльна характеристика основних басейнів ПСГ у США [42, 175]

Параметри басейну	Barnett	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Woodford	Antrim	New Albany
Штат	Техас	Арканзас	Техас/Луїзіана	Пенсільванія/Нью-Йорк/Вірджинія	Оклахома	Мічіган	Іллінойс / Індіана/ Кентукі
Кліматичний пояс	степ	широколисті та змішані ліси	хвойні ліси	широколисті та змішані ліси	степ	широколисті та змішані ліси	степ і широколисті ліси
Щільність населення, осіб/кв. км	50–100	5–100	50–100	200–500	50–100	200–500	200–500
Площа басейну, кв. км	16700	23000	23000	240000	28000	31000	113000
Середня глибина, м	2300	1200	3700	2000	1500–2900	400	850
Потужність пластів, м	90	33	76	38	45–76	30	60
Вміст вуглеводня, %	4,5	4–9,8	0,5–4,0	3,12	1–14	1–20	1–25
Пористість, %	4–5	2–8	8–9	10	3–9	9	10–14
Вміст газів, %	8,5–10	1,7–6,2	2,8–2,9	1,7–2,8	5,7–8,5	1,1–2,8	1,1–2,2
Площа на 1 свердловину, га	25–65	30–65	24–62	15–65	65	15–65	30
Сумарний вихід з однієї свердловини, млн куб. м	34–45	32–64	42–184	32–100	28–113	8	31
Обсяг видобутку у 2011 р., млрд куб. м	49	28	66	35	11	3	Н/Д
Технічно видобувні запаси, трлн куб. м	1,2	1,5	2,1	11,6	0,6	0,6	0,3

Barnett Shale є геологічним утворенням, розташованим у вигині Arch-Fort Worth басейну в осадових породах річки Міссісіпі, вік родовища 354 – 323 млн рр., тобто відноситься до пермського і девонського періодів. Цей басейн займає площу в 16,7 тис. кв. км, товщина сланцевого шару багатого керогеном типу III (40 % – 60 %) складає 30 – 180 м, глибина розташування сланцевого шару – 1800 – 2800 м [131].

На думку окремих експертів, Barnett Shale може мати найбільші родовища берегового природного газу в США [126]. Станом на 2011 р. технічно досяжні запаси сланцевого газу в межах цього басейну оцінювалися в 0,9 трлн куб. м [173].

Велика частина технологій, що використовуються в бурінні та видобутку ПСГ, була апробована саме в цьому басейні. На родовищах Barnett Shale вперше були використані метод гідророзриву сланцевих пластів у 1986 р та технологія горизонтального буріння в 1992 р, що обумовило активізацію видобутку ПСГ у США [131].

Першою компанією, що опонувала горизонтальне буріння (перехід бура з вертикального в похиле і далі в горизонтальне положення) та почала використовувати у пробурених горизонтально свердловинах для ліквідації пергородок між «кишенями» гідроудар, стала Chesapeake Energy [131].

Середній дебіт свердловин Barnett Shale змінюється в межах всього басейну від 14,2 – 113,3 тис. куб. м / добу. Згідно з оцінками, в середньому на 1 тунну сланців приходиться 8,5 – 9,9 тис. куб. м сланцевого газу [131].

У межах активної частини басейну Barnett Shale середній показник EUR («expected ultimate recovery» – розрахунковий показник граничного видобутку нафти або газу із свердловини) становить 45,3 млн куб. м на свердловину, тоді як в нерозробленій частині Barnett Shale показник EUR дорівнює 34 млн куб. м. У 2008 – 2009 рр. американські компанії звітували про загальні середні витрати, які на 1 свердловину становили від 2 до 3 млн дол. США в межах басейну.

На *рис. 3.15* наведена динаміка видобутку ПСГ у межах басейну Barnett Shale в 2000 – 2012 рр., за якою можна стверджувати про постійне зростання обсягів видобутку ПСГ в межах цієї формації.

Різкий стрибок у видобутку ПСГ відбувся в 2007 – 2008 рр., темп зростання становив 231 % у порівнянні з 2006 р. Проте, останнім часом має місце

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

уповільнення темпів зростання. Так, у 2011 р. темп приросту обсягів видобутку ПСГ у Barnett Shale становив 11,1% у порівнянні з 2010 р., а в 2012 р. – 1,7 % у порівнянні з 2011 р.

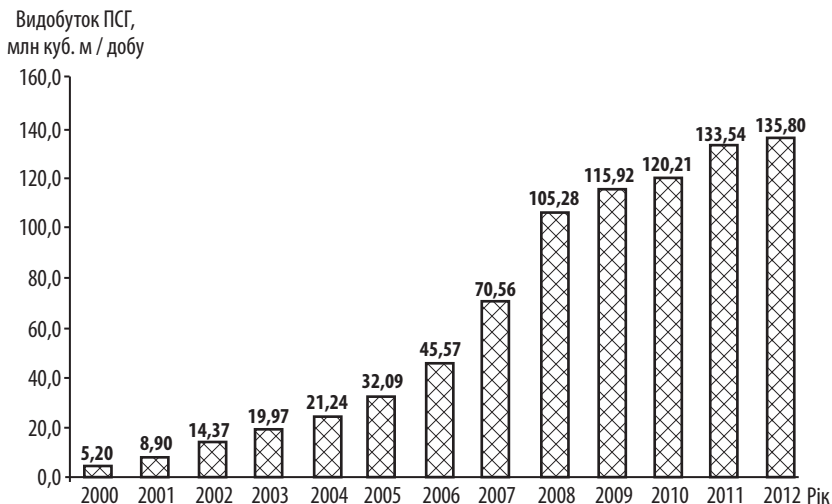


Рис. 3.15. Динаміка обсягів видобутку ПСГ у басейні Barnett Shale в 2000 – 2012 рр. [192]

Уповільнення зазначених тенденцій є наслідком скорочення дебіту свердловин та закриття окремих з них, а також зниження рентабельності видобутку ПСГ. Розробка басейну також наразі ускладнюється через близьке розташування мегаполісу Dallas-Fort Worth Metroplex, біля якого заборонено буріння в районі природних парків. Основні оператори Barnett Shale – EOG Resources, Gulfteх Operating, Inc, and Devon Energy, підкреслюють, що родовище має складну геологічну структуру, яка значно ускладнює буріння [37].

Іншим місцем видобутку ПСГ є Marcellus – найбільший за площею басейн ПСГ у США, що охоплює територію 6 штатів (табл. 3.12). Загальна площа басейну становить 240 тис. кв. км, з яких 11 % – територія, що розробляється, та 89 % – нерозроблена її частина.

Сьогодні існують різні точки зору щодо запасів СПГ у цьому басейні. За даними Адміністрації енергетичної інформації США, загальні доведені за-

паси в басейні Marcellus становлять 902,8 млрд куб. м [173]. Проте, значна частина басейну знаходиться в густозаселених регіонах (штаті Нью-Йорк) що ускладнює розробку цього родовища та більш точну оцінку його запасів. За інформацією Deutsche Bank, технічно видобувні запаси ПСГ басейну Marcellus складають 11,6 трлн куб. м, з яких 5 трлн куб. м знаходяться в частині, що розробляється, а решта 6,6 трлн куб. м – у нерозробленій частині [152].

Таблиця 3.12

Розподіл території басейну Marcellus за штатами [175]

Штат	% площі басейну Marcellus
Maryland (Мериленд)	1,09
New-York (Нью-Йорк)	20,06
Ohio (Огайо)	18,19
Pennsylvania (Пенсільванія)	35,35
Virginia (Вірджинія)	3,85
West Virginia (Західна Вірджинія)	21,33

Родовище належить до палеозойської ери (240 – 400 млн рр.). Глибини родовища складають 1200 – 2600 м, товщина сланцевого шару 15 – 60 м. Для родовища характерні тектонічні розломи і нормальний тиск в сланцевому шарі з вмістом керогена до 40 % – 60 %. [42].

В активній частині басейну показник EUR дорівнює 100 млн куб. м на 1 свердловину. Загальні витрати на будівництво та експлуатацію однієї свердловини сланцевого газу в межах басейну Marcellus є більшими за Barnett Shale у 1,5 – 2 рази та складають 3 – 4 млн дол. США, а в окремих випадках досягають 4,7 млн дол. США [175].

Середньодобова продуктивність басейну знаходиться в межах 0,03 – 0,1 млрд куб. м [42]. Динаміка обсягів видобутку ПСГ в басейні Marcellus в 2004 – 2012 рр. наведена на рис. 3.16.

Як бачимо з рис. 3.16, розробка басейну почалася в 2005 р., а в 2012 р. вже було досягнуто обсягів видобутку ПСГ у 183,32 млн куб. м / добу.

Басейн Fayetteville знаходиться в північній частині штату Arkansas та східній частині штату Oklahoma (Arkoma Basin) та відноситься до стародав-

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

нього басейну Міссісіпі. Зміст керогена в сланці складає 20 % – 60 % [42]. ПСГ залягає на глибині від 300 до 2100 м та обмежений формаціями вапняку зверху та піщаників знизу. Товщина сланцевих пластів становить від 6 до 60 м [167]. Загальна площа басейну становить 23 тис. кв. км, а середньодобова продуктивність басейну знаходиться в межах 0,04 – 0,1 млрд куб. м [42].

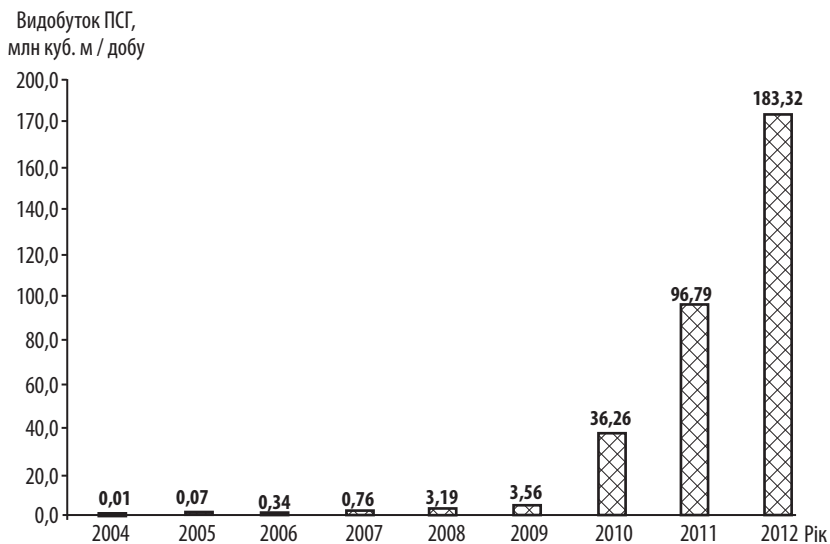


Рис. 3.16. Динаміка видобутку ПСГ у басейні Marcellus в 2004 – 2012 рр. [192]

Вміст газу в сланцях Fayetteville Shale було оцінено в розмірі від 1,7 до 6,2 куб. м / т, що значно менше в порівнянні з його вмістом в Barnett Shale, яке становить від 8,5 до 10 куб. м / т [167]. Геологічні і технічно видобувні ресурси Fayetteville оцінюються в розмірі 1,5 трлн і 1,2 трлн куб. м відповідно [175]. Динаміка видобутку ПСГ в басейні Marcellus в 2003 – 2012 рр. наведена на рис. 3.17.

На основі даних, наведених на рис. 3.17, можна стверджувати, що розробка басейну Fayetteville почалася з 2004 р., а на 2011 р. обсяг видобутку ПСГ в його межах становив 78,62 млн куб. м / добу.

Басейн Haynesville знаходиться в північній частині штату Louisiana та східній частині штату Texas, обмежений формаціями піщаника зверху та

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

вапняку низу. Басейн Haynesville має загальну площу близько 23 тис. кв. км, з яких 40% – територія, що експлуатується, та 60 % – нерозроблена її частина [175]. Формация Haynesville має потенціал, щоб стати значущим ресурсом сланцевого газу в США за геологічними запасами газу в 20 трлн куб. м [175].

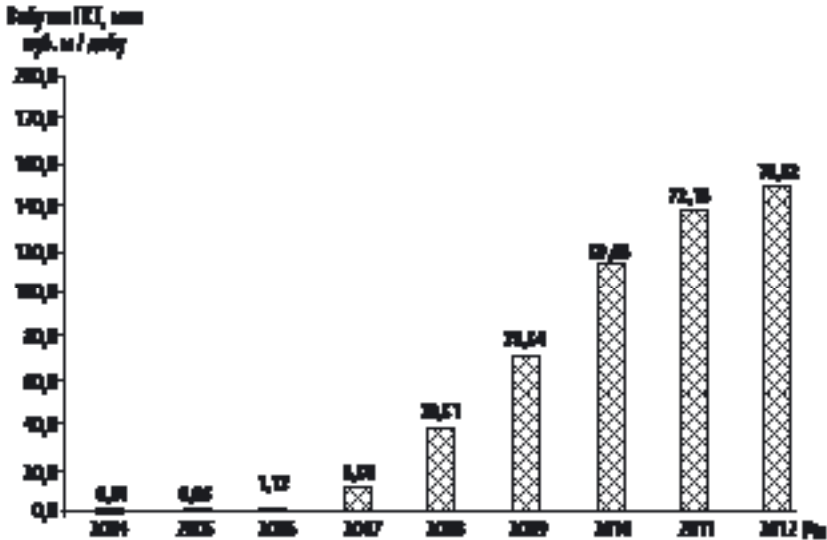


Рис. 3.17. Динаміка видобутку ПСГ в басейні Fayetteville в 2004 – 2012 рр. [192]

Середнє значення показника EUR становить 102 млн куб. м/свердловину. Сланці залягають на глибині від 3200 до 4100 м, в пластах завтовшки від 60 до 90 м, концентрація газу в сланцевих породах на 2,83 куб. м/т до 9,35 куб. м/т [175]. Динаміка видобутку ПСГ у басейні Haynesville в 2000 – 2012 рр. наведена на *рис. 3.18*.

За даними Deutsche Bank, витрати на розробку та експлуатацію однієї свердловини в басейні Haynesville становлять 6 – 7 млн дол. США [175], тобто більш ніж у 3 рази є дорожчим за Barnett Shale, що пов'язано як з більшою глибиною буріння в Haynesville, так і меншою товщиною пластів.

Басейн Woodford знаходиться в південно-центральної частині штату Oklahoma та обмежений формаціями вапняку зверху та нерозшарованих

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

слоїв сланців знизу. Поклади сланців у межах басейну Woodford відносяться до девонського періоду [42].

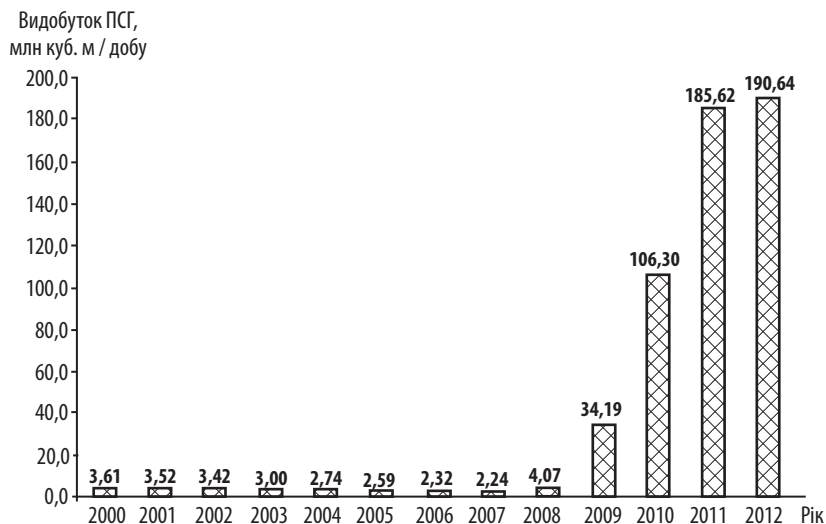


Рис. 3.18. Динаміка видобутку ПСГ у басейні Haynesville в 2000 – 2012 рр. [192]

За оцінками Advanced Resources International, загальна площа покладів сланців у Woodford становить 28 тис. кв. км, на одну свердловину припадає 65 га. Очікуваний вихід з однієї свердловини в межах басейну становить 70 млн куб. м. Технічно видобувні запаси басейну оцінюються 306 млрд куб. м [173]. Басейн знаходиться на стадії освоєння, що пояснює велику територію на одну свердловину [192]. Середньодобова продуктивність басейну становить 0,07 млрд куб. м [42], динаміка обсягів видобутку ПСГ в басейні Woodford в 2000 – 2012 рр. наведена на рис. 3.19.

Як бачимо з рис. 3.19, активний період розробки басейну Woodford почався в 2006 р., а в 2012 р. видобуток ПСГ в межах басейну досяг 36,02 млн куб. м/добу.

За даними Deutsche Bank, середні витрати на одну свердловину в межах басейну Woodford у 2008 р. становили від 4,6 до 8 млн дол. США [192].

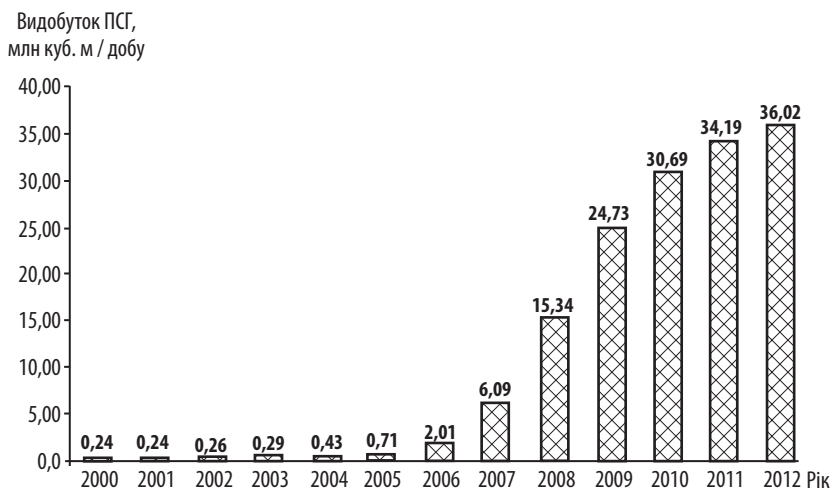


Рис. 3.19. Динаміка видобутку ПСГ у басейні Woodford в 2000 – 2012 рр. [192]

Басейн Antrim знаходиться в північній частині півострова Michigan (штат Michigan) і обмежений формаціями сланців зверху та вапняків знизу [167].

Загальна площа басейну Antrim складає близько 31 тис. кв. км, що включає розвинені і нерозвинені області, з яких площа розробки складає близько 1,36 тис. кв. км, тобто решта площі в 30 тис. кв. км залишається ще нерозвіданою [175]. Середньодобовий видобуток в басейні знаходиться в межах 0,003 – 0,01 млрд куб. м [42], очікуваний вихід з однієї свердловини становить 8 млн куб. м, а технічно видобувні запаси складають 565 млрд куб. м [175].

Динаміка видобутку ПСГ у басейні Antrim в 2000 – 2012 рр. наведена на рис. 3.20

Як бачимо з рис. 3.20, видобуток ПСГ в басейні Antrim має тенденцію до скорочення. Раніше цей басейн був 2-м після Barnett Shale за обсягами видобутку, чому сприяла відносно незначна для видобутку глибина залягання сланців – 200–700 м [175, 192].

Однією з причин зниження обсягів видобутку ПСГ у басейні Antrim можна вважати якісний склад вуглеводнів, що видобуваються, а саме надве-

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

ликий вміст інертних парникових газів [131], що обумовлює значні витрати на його очищення до передачі трубопроводами.

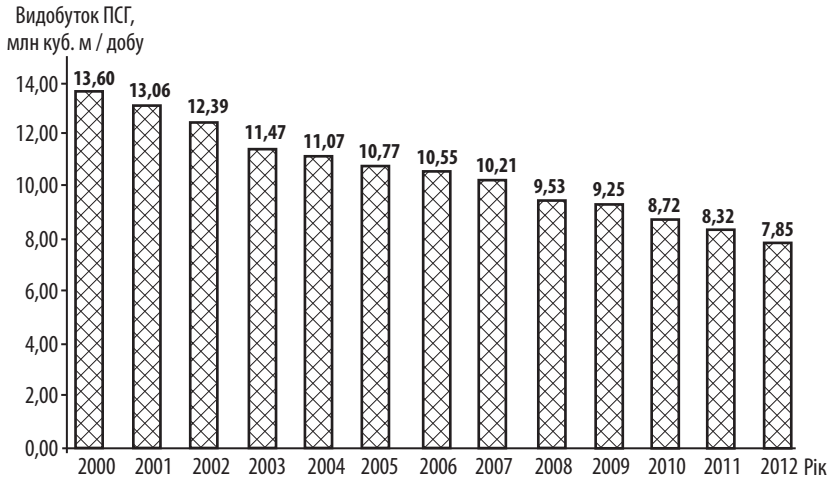


Рис. 3.20. Динаміка видобутку ПСГ у басейні Antrim в 2000 – 2012 рр. [192]

За даними Deutsche Bank, середні витрати на одну свердловину в межах басейну Antrim у 2008 р. були найменшими – від 0,3 до 0,5 млн дол. США, що обумовлено незначною глибиною буріння [175].

Басейн New Albany знаходиться в південно-східній частині штату Illinois, південно-західній частині штату Indiana та північно-західній частині штату Kentucky.

Загальна площа басейну New Albany становить близько 112,7 тис. кв. км. Deutsche Bank оцінив загальну активну площу басейну в 14,14 тис. кв. км. Таким чином, залишається ще територія в 108,56 тис. кв. км, яка характеризується як нерозроблена. Середнє значення показника EUR в межах цього басейну становить 31 млн куб. м / свердловину, а технічно видобувні запаси становлять близько 310 млрд куб. м. Глибина басейну New Albany коливається від 300 до 1400 м, а товщина – від 30 до 90 м [167]. Середньодобова продуктивність у межах басейну коливається від 0,003 до 0,005 млрд куб. м / добу [42].

Дані щодо обсягів видобутку за цим басейном не відображені в офіційній статистиці США.

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

У табл. 3.13 наведена порівняльна характеристика основних економічних показників видобутку ПСГ за басейнами США.

Таблиця 3.13

Порівняльна характеристика економічних показників видобутку ПСГ за басейнами США [152]

Показник	Басейн					
	Barnett Core	Barnett Noncore	Fayette-ville	Haynes-ville	Marcel-lus	Wood-ford
Початковий дебіт свердловини, тис.куб. м/добу	113,0	57,00	57,00	283,0	85,00	127,00
Дебіт на кінець 1-го року, тис.куб. м/добу	36,16	19,95	21,66	56,60	29,75	43,18
Дебіт на кінець 2-го року, тис.куб. м/добу	27,84	15,96	14,51	39,62	20,83	28,07
Дебіт на кінець 3-го року, тис.куб. м/добу	23,67	13,41	12,05	32,49	16,87	22,45
Дебіт на кінець 3-го року, тис.куб. м/добу	21,30	12,07	10,84	29,24	15,18	20,21
Очікуваний видобуток із свердловини, млн куб. м	122,00	68,00	65,00	198,00	93,00	127,00
Первісна вартість свердловини, млн дол. США	3,10	3,10	3,20	7,00	3,75	6,70
Операційні витрати, дол. США/тис. куб. м	65,31	65,31	45,89	52,95	31,77	44,13
Роялті, %	25,00	25,00	13,00	25,00	15,00	27,00
Арендна плата, тис. дол. США/га	62	25	12	62	6	16
Середні витрати на 1 свердловину, млн дол. США	2-3	1,6-3,7	1,0-1,75	1,0-1,5	0,9-1,6	1,75-2,0
Чистий дисконтований дохід, дол. США/тис. куб. м	60,4	41,3	71,7	71,0	103,4	44,8
Внутрішня ставка доходності, %	64	31	47	69	86	33

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Найбільш інвестиційно привабливою є розробка басейнів Marcellus та Haynesville, чистий дисконтований дохід за якими становить 103,4 та 70,95 дол. США/тис. куб. м, а внутрішня ставка доходності (ставка, за якої розробка буде беззбитковою) знаходиться на рівні 86 % та 69 % відповідно.

США можуть вважатися родоначальником видобутку не тільки ПСГ, але й інших видів НПП: ГЩП та МВП. Видобуток ГЩП розпочався в США ще в 1970-х рр. та з цього часу його частка в балансі природного газу країни постійно збільшувалася. У 2010 р. видобуток ГЩП становив 26 % від національного газовидобутку, зайнявши тим самим лідируюче місце серед власних джерел видобутку газоподібних вуглеводнів.

До родовищ ГЩП США відносять Dew-Mimms Creek, що розташоване на сході штату Техас; Rulison, Mamm Creek – розташовані у північно-західній частині штату Колорадо; Jonah, Pinedale, Wamsutter – розташовані в межах басейну Green River штату Вайомінг, Wattenberg – розташоване в басейні Denver-Julesberg штату Колорадо; басейни San Juan та Cotton Valley та ін.

Рання розробка родовищ ГЩП здійснювалася на основі широко розставлених свердловин та характеризувалася їх низькими дебітами. Розвиток процесів буріння важковидобувних газів у США прискорило впровадження системи податкових пільг на видобуток газів з низькою проникністю (менше 0,1 мілідарсі), що були введені в 1980-х рр.

У 1990-х рр. успіхи в 3-D сейсмічному зондуванні, горизонтальному бурінні і газової стимуляції гідравлічними розривами дозволили розташовувати свердловини більш раціонально та збільшити їх технічно видобувні запаси та дебіти. У 2000-х рр. подальший інтерес до розвитку важковидобувних покладів газів щільних піщаників стимулювало зростання цін на газ на світовому ринку [191].

У *табл. 3.14* наведена порівняльна характеристика окремих басейнів природного газу із щільних піщаників.

Басейн San Juan є одним з найбільших газодобувних регіонів США, розташований у північно-західній частині штату Нью-Мексико та південно-західній частині штату Колорадо. Поклади природного газу та глибина свердловин варіюються від 600 м до більш ніж 2300 м. У межах цього басейну розташовані 7 родовищ традиційного природного газу та 8 родовищ НПП, включаючи 5 родовищ ГЩП та 3 родовища МВП.

Таблиця 3.14

Характеристика окремих басейнів-родовищ ГЦП у США [190]

Показник	Басейн				
	San Juan	Denver	Green River	TX Gulf Coast	Permian
Вік	Крейдовий	Крейдовий	Крейдовий	Палеоцен – Олігоцен	Пермський
EUR, млн куб. м/свердл.	14–48	≈ 20	67–80	50–100	14–80
Глибина	600–2300	900 – 2500	400–6100	1800–4300	100–4500
Пористість, %	2–16	8–12	1–20	3–25	3–80
Проникність, мД	0,003–0,08	0,005–0,05	0,002–0,07	0,0003–0,05	0,01–0,19
Запаси, млрд куб. м	750	33	220	380	36

Басейн Denver розташований у східних частинах штатів Колорадо та Вайомінг, південно-східній, південно-західній частинах штатів Південної Дакоти, Небраски і Панхандл, центр басейну знаходиться поблизу міста Денвер. Піщані колектори мають низьку проникність, тому поклади природного газу характеризуються як ГЦП. Більшість ГЦП видобувається на родовищах Wattenberg та Spindle. Виробничі глибини басейну Denver становлять близько 900–2500 м, середня глибина становить 2000 м.

Басейн Green River є комплексом геологічних утворень, розділених підняттями і хребтами, та розташований насамперед у південно-західній частині штату Вайомінгу, але охоплює також території штатів Юта та Колорадо. Видобуток нафти та газового конденсату в басейні здійснюється протягом шістдесяти років, останнім часом почав видобуватися також ГЦП. Найбільшими родовищами ГЦП в басейні Green River є Frontier та Mesaverde. Значна глибина залягання щільних колекторів змушує вдаватися до вертикального буріння та використання технології фрекінгу.

Запаси ГЦП в басейні TX Gulf Coast були виявлені наприкінці 1980-х рр. та до відкриття басейну Green River були найглибшими – 1800 – 4300 м, що обумовлювало складність їх видобутку. Особливістю залягання більшості покладів щільних піщаників на родовищах Gulf Coast є їх близькість до покладів сланців. Основними родовищами TX Gulf Coast є Wilcox, Vicksburg та Austin Chalk.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Басейн Permian розташований у західній частині штату Техас та північно-західній частині штату Нью-Мехіко. У басейні одночасно видобувається як традиційний, так і нетрадиційний природний газ. ГЩП відноситься до пермського періоду (тобто сформувався понад 300 млн років тому) та характеризується високою пористістю, яка на окремих свердловинах може досягати 80 %, та відносно високою проникністю – до 0,19 мілідарсі. Загальні запаси в басейні налічують 36 млрд куб. м.

Іншим джерелом видобутку НПГ у США є МВП. У 2011 р. видобуток цього виду НПГ становив 7,4 % від національного газовидобутку. За останніми оцінками, у США технічно видобувні запаси метану вугільних пластів становлять 526,3 млрд куб. м [138]. Загальна динаміка запасів та видобутку МВП у США в 1992 – 2011 рр. наведена на рис. 3.21.

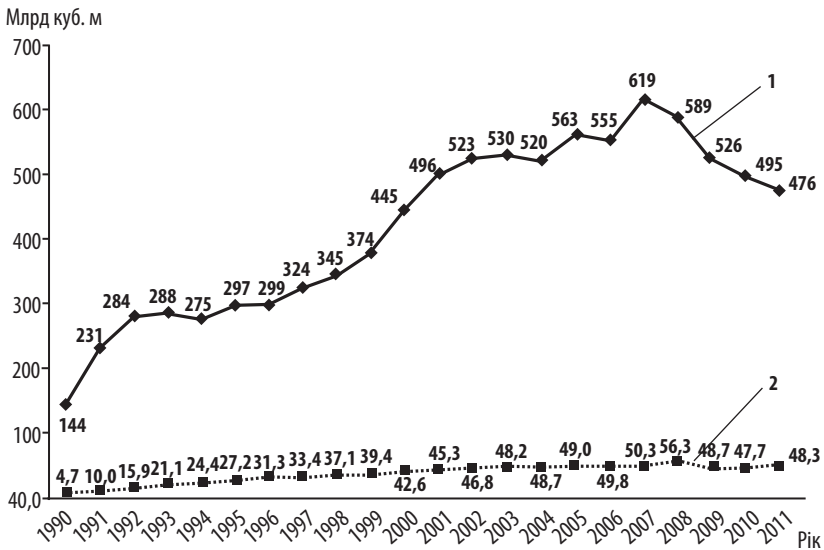


Рис. 3.21. Динаміка запасів та видобутку МВП у США в 1990 – 2011 рр.:

1 – запаси; 2 – видобуток [137, 138]

Як бачимо з рис. 3.21, у США відбувається активний розвиток цього виду газовидобувної промисловості: обсяг видобутку МВП за 20 років зріс більш ніж у 20 разів, а його технічно видобувні запаси – у 5 разів. Проте, має

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

місце ядро виражене падіння технічно видобувних запасів цих вуглеводнів, а також швидке скорочення цих покладів внаслідок інтенсивної експлуатації і заміщення цього виду НПП природним сланцевим газом.

Значна частина запасів МВП розташована в 13 великих басейнах, 56 % з яких припадає на формацію Rocky Mountains. Найбільш активними районами промислового видобутку МВП є басейни Black Warrior (Алабама / Міссісіпі), San Juan (Колорадо / Нью-Мексико), а також Powder River (Вайомінг / Монтана). Вперше видобуток цих покладів НПП було розпочато в межах басейну Piceance в штаті Колорадо, який містить близько 1/4 американських ресурсів вугільного метану [171].

Характеристики окремих басейнів США з видобутку МВП наведено в табл. 3.15.

Таблиця 3.15

Характеристика окремих басейнів-родовищ МВП в США [130]

Характеристика	Басейн			
	San Juan	Black Warrior	Powder River	Uinta
Штат	Колорадо, Нью-Мехіко	Алабама, Міссісіпі	Вайомінг, Монтана	Юта
Площа басейну, тис. кв. км	19,4	59,6	66,8	37,4
Дебіт свердловини, тис. куб. м/добу	55–60	2,8	7	19–20
Глибина, м	170–1200	>1200	140–2000	>2700
Середня товщина вугільних пластів, м	21	7–8	23	7
Вміст газу в вугіллі, тис. норм. куб. м/т	11–12	9–10	0,8	10
Площа на 1 свердловину, га	120–130	30–35	32	65
Запаси, млрд куб. м	210	570	480	280
Максимальна кількість свердловин, тис. од.	15–16	170–200	240	57

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Видобуток МВП в США здійснюється за допомогою вертикальних та горизонтальних свердловин [149]. Динаміка видобутку МВП у різних басейнах наведена на рис. 3.22 – рис. 3.24.

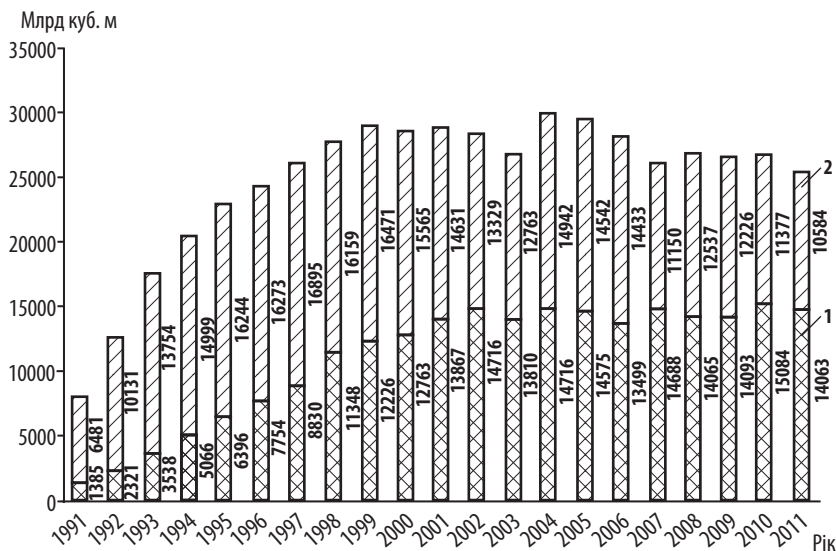


Рис. 3.22. Динаміка видобутку МВП у 1991 – 2011 рр. в окремих штатах США:
1 – Колорадо; 2 – Нью-Мехіко [137]

Басейн San Juan є найпродуктивнішим місцем видобутку МВП та охоплює територію близько 19,4 тис. кв. км. Перша свердловина в цьому басейні була пробурена ще в 1951 р., а поклади МВП були знайдені в 1976 р., проте його промислову розробку було розпочато аж в 1988 р. Вугілля в басейні характеризується високою товщиною вугільних пластів 6 – 24 м (при середній товщині у 21 м). Більшість родовищ вугільного метану басейну San Juan знаходиться біля водоносних горизонтів, для того щоб забезпечити ефективність водопостачання та газовидобутку [179].

Appalachian є другим за обсягами видобутку МВП басейном у світі і включає в себе чотири окремі басейни: Dunkard в Пенсільванії, Огайо і Західній Вірджинії, Rosahontas у Вірджинії і на півдні Західної Вірджинії і Black Warrior і Cahaba в Алабамі. У межах басейну пробурено більше 10000 сверд-

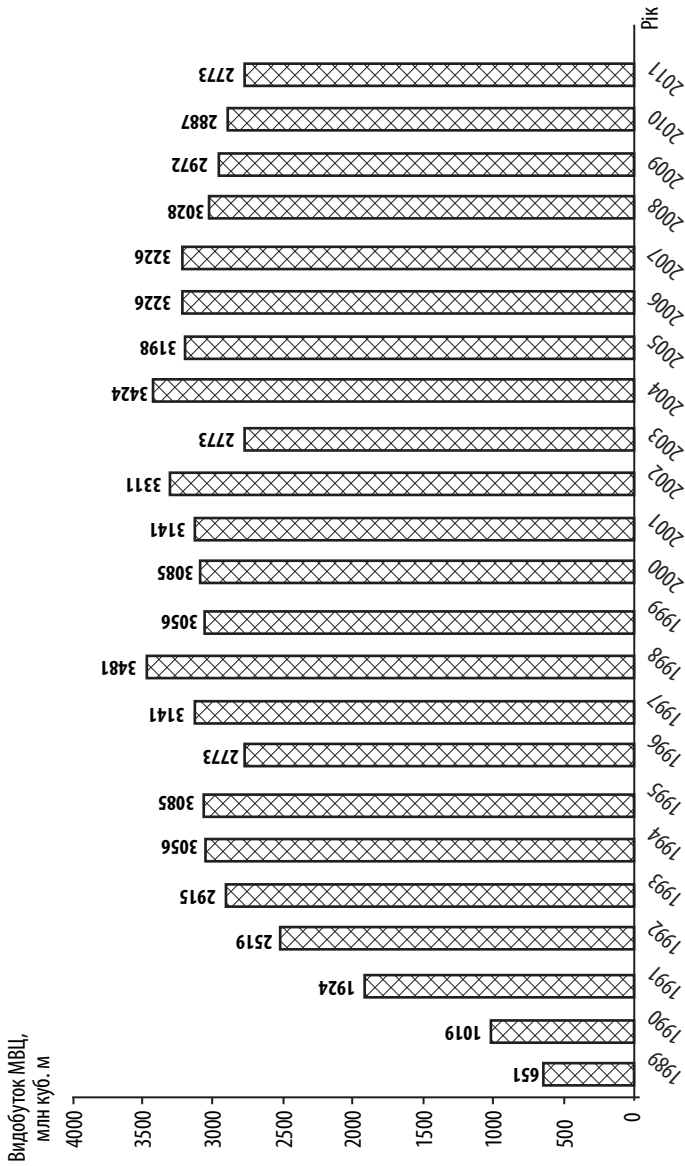


Рис. 3.23. Динаміка видобутку МВЦ у штаті Алабама (США) в 1989 – 2011 рр. [137]

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

ловин, у результаті чого знайдено 736 млрд куб. м метану (геологічні запаси), в першу чергу в межах басейнів Black Warrior і Posahontas [125].

На відміну від San Juan, басейн Black Warrior має відносно тонкі за потужністю пласти вугілля (7 – 8 м), що знаходяться на значній глибині (понад 1200 м). Характерною особливістю басейну є високоякісний склад газів, що в основному складається з метану, важкі вуглеводні та вуглекислий газ у композиційному складі газів басейну в середньому становлять менше 1 % кожний. Технічно видобувні запаси басейну складають приблизно 570 млрд куб. м.

Басейн Powder River – геологічна формація, що знаходиться в південно-східній частині штату Монтана та північно-східній частині штату Вайомінг.

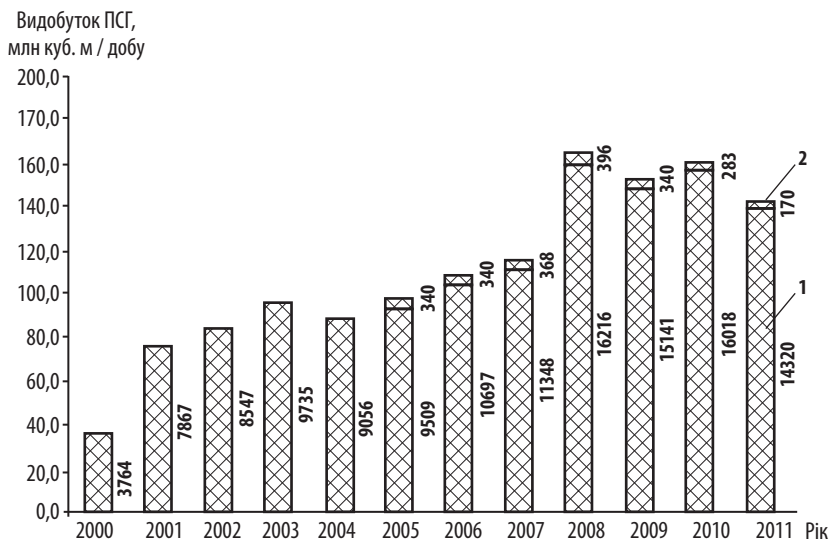


Рис. 3.24. Динаміка видобутку метану вугільних пластів у 2000 – 2011 рр. в окремих штатах США:
1 – Вайомінг; 2 – Монтана [137]

Powder River займає територію у 190 км зі сходу на захід і 320 км з півночі на південь. Басейн охоплює територію близько 66,8 тис. кв. км, 75 % з яких знаходиться в межах Вайомінг. 50 % території басейну має потенціал для видобутку вугільного метану [130].

Більшість потенційно продуктивних пластів вугілля Powder River знаходяться на глибині від 140 до більш ніж 2000 м. Поклади вугілля мають середню товщину 23 м, але характеризуються незначним вмістом газів 0,8 тис. норм. куб. м/т (у порівнянні із San Juan, де середня потужність пластів становить 21 м, а вміст газів – 11–12 тис. норм. куб. м/т). Окрім метану вугільних пластів в басейні видобувається вугілля, нафта, традиційних природний газ і оксид урану. В басейні видобувається 40 % від загального видобутку вугілля в США [179].

Економічно видобувні запаси МВП у Powder River становлять 480 млрд куб. м, хоча на цей час в басейні пробурено понад 12 000 свердловин, великі його площі залишаються відносно нерозробленими [130].

Невеликий за обсягами видобутку та за площею басейн у східній частині штату Юта – басейн Uinta. Загальна площа басейну складає 37,4 тис. кв. км. Вугільні пласти в цьому басейні є незначними за потужністю – 7 м та знаходяться на глибині понад 2700 м, але, незважаючи на це, містять значні газові резерви, що оцінюються у 10 тис. норм. куб. м/т, середній дебіт свердловин досягається на рівні 19–20 тис. куб. м/добу.

Отже, характеристики басейнів НПП у США мають широкий діапазон варіювання технічних та геологічних характеристик, що обумовлює різну собіварність видобутку газу.

У зв'язку з тим, що Україна не має досвіду видобутку НПП, а також невідзначені характеристики можливих басейнів, то значення фактичних показників видобутку НПП у США будуть братися за основу в подальших розрахунках.

3.3. Методичні положення з оцінки перспективи видобутку нетрадиційного природного газу в Україні

Одним з альтернативних шляхів забезпечення газової безпеки України є диверсифікація внутрішніх джерел видобутку природного газу. Його джерелами вважаються поклади НПП. Проте відсутність даних щодо геолого-фізичних умов залягання тугих колекторів, фізико-хімічних властивостей їх вуглеводнів, а також наявність екологічних та соціальних обмежень – усе це уповільнює процес прийняття рішень щодо доцільності їх розробки.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

У зв'язку з цим у дослідженні пропонуються методичні положення з оцінки перспективи видобутку НПГ на передпроектній стадії. Наведені на рис. 3.25 положення дозволять дати узагальнену оцінку економічної ефективності видобутку НПГ на передпроектній стадії за умов мінливого зовнішнього середовища. Основу оцінки складають метод аналогії – для формування нормативного забезпечення щодо параметрів розробки та експлуатації родовищ НПГ; а також метод сценарного прогнозування – для визначення економічної ефективності розробки нетрадиційних покладів при різних умовах зовнішнього середовища.

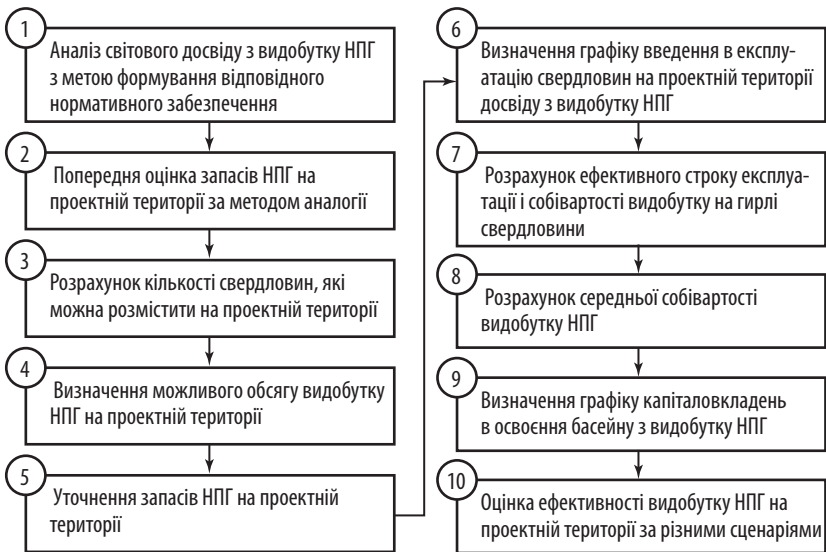


Рис. 3.25. Методичні положення з оцінки перспективи видобутку НПГ на передпроектній стадії

Апробацію наведеного підходу було проведено на прикладі Юзівського майданчику, що дозволило сформувати різні прогнозні сценарії видобутку ГЩП на цій території.

Формування нормативного забезпечення (*етап 1*) можливо на основі узагальнення міжнародного досвіду, який проаналізовано в підрозділі 3.2 роботи. Як нормативні параметри оцінки було обрано дані, які отримані з аналізу досвіду видобутку НПГ у США, а саме: плинність ресурсу газу в тугих

колекторах складає 0,2–3,2 млрд куб. м / кв. км, площа, яку займає 1 свердловина, – 2,8 кв. км, сумарний вихід зі свердловини за 5 років – 79,5 млн куб. м, первісна вартість 1 свердловини – 4 млн дол. США, операційні витрати – 50,9 дол. США / тис. куб. м, глибина буріння – 2,4–3 км та ін.

В рамках другого етапу згідно із запропонованими методичними положеннями було проаналізовано оцінні запаси НПП в Україні. На сьогоднішній день існують різні точки зору щодо величини запасів нетрадиційного природного газу в Україні [84; 109; 158]. У більшості випадків вони визначаються фахівцями на основі кабінетних досліджень геологічних структур.

Так, Державна служба геології та надр України оцінює запаси ПСГ в країні у 7 трлн куб. м, Міністерство енергетики і вугільної промисловості України – у 5 трлн куб. м, Американське інформаційне енергетичне агентство (US EIA) – у 1,2 трлн куб. м [158].

За даними Е. Ставицького та П. Голуба, запаси НПП в Україні становлять від 22 до 65 трлн куб. м, у тому числі: ГЦП (газ низькопроникних колекторів центрально-басейного типу) – 8 трлн куб. м, МВП – 12–25 трлн куб. м, ПСГ – 2–32 трлн куб. м [109].

Згідно з проектом «Оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.» сумарний потенціал НПП в Україні становить 19–31 трлн куб. м, у тому числі: ГЦП – 2–8 трлн куб. м, МВП – 12–15 трлн куб. м, ПСГ – 5–8 трлн куб. м [84].

Треба зазначити, що оцінки запасів ПСГ, як в надрах України, так і в світі у цілому, фахівцями вважаються умовними та відрізняються в залежності від методу, який при цьому використовується. Так, Управління енергетичної інформації США визначає регіони розташування та запаси НПП методом стратосферного аналізу. Фахівці дочірнього підприємства НАК «Надра України» «Полтавського нафтогазового регіонального геологічного підприємства» («Полтава РГП») за дорученням Державної служби геології та надр України проаналізували фактичні матеріали із буріння свердловин традиційного природного газу (ТПГ) на предмет наявності газу в сланцевих породах і прийшли до висновку, що у східному нафтогазоносному регіоні перспективи видобутку ПСГ пов'язані зі сланцевими породами девонського кам'яновугільного віку [109]. При цьому вони виділили п'ять основних зон, перспективних на видобуток ПСГ:

1 – Кибинцівсько-Близнюківську (Полтавська, Харківська та Дніпропетровська області);

2 – Валюхівсько-Ведмежанську (Сумська та Харківська області);

3 – Петрівсько-Берестянську (Донецька та Харківська області),

4 – Макіївсько-Кружилівську (Донецька та Луганська області);

5 – Складчастого Донбасу (Донецька та Луганська області) (рис. 3.26).

У результаті проведеного аналізу геолого-геофізичних матеріалів фахівці «Полтавського РГП» чітко не визначили величину можливих покладів ПСГ у виявлених зонах, а дійшли висновку про необхідність відпрацювання методик пошуку та видобутку ПСГ, а також продовження співпраці з іноземними фірмами, які володіють передовими технологіями та досвідом проведення геологорозвідувальних робіт із видобутку нетрадиційних вуглеводнів.

Така ж невизначеність в Україні і з покладами ГЩП. За даними фахівців Чернігівського відділення Українського державного геологорозвідувального інституту (ЧВ УкрДГРІ), ресурси газу центральнобасейного типу для центральної та північно-східної частини Донецько-Дніпровської западини до глибини 4,5 км становлять 8,5 трлн куб. м [63]. Директор ЧВ УкрДГРІ, головний науковий співробітник відділу геології нафти і газу Інституту геологічних наук НАН України О. Лукін робить суто умовну оцінку геологічних ресурсів ГЩП в 30 трлн куб. м [65].

За ресурсами МВП (більш як 12 трлн куб м) Україна посідає четверте місце в світі, поступаючись лише Росії, Китаю та Канаді [156].

В Україні є лише два вугільні басейни, які мають достатню кількість вугілля на нормальній глибині та підходять для видобутку МВП: Донецький і Львівсько-Волинський басейни.

Більшість шахт Донбасу відносно глибокі, понад 1000 м. Донецький басейн у межах України охоплює більше 60000 кв. км. Для порівняння, найбільш активні басейни, які містять метан у вугільних пластах США, – басейн Уоріор (штат Алабама) охоплює лише 15500 кв. км, а басейн Сан-Хуан в Нью-Мексичі (штат Колорадо) – 19000 кв. км [149].

Оцінка концентрації запасів метану в різних регіонах Донбасу становить від 118 до 494 млн куб. м на 1 кв. км. Для порівняння, концентрація в регіонах США з комерційним видобутком метану коливається від 100 до 437

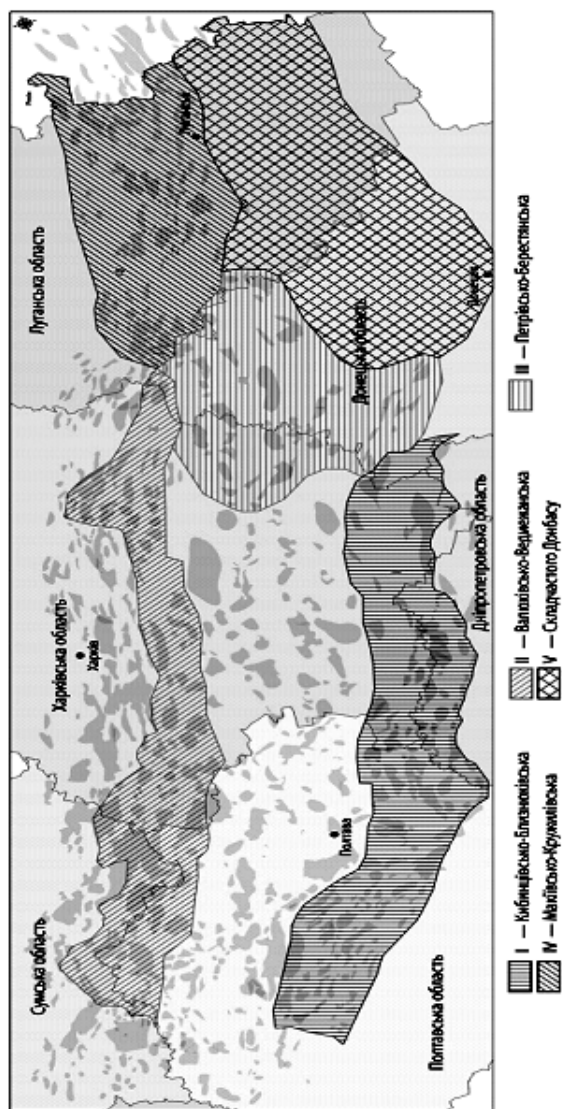


Рис. 3.26. Карта перспективних зон геологорозвідувальних робіт на ПСГ на території діяльності НАК «Надра України» [109]

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

ман куб. м із 35 млрд куб. м вугільної шихти, яку видобуто в 2000 р. у США, шахтний метан складає 5% або 1,8 млрд куб. м. Потрібно відмітити, що в американській практиці вугільний метан – coalbed methane (CBM) – це метан, який міститься в вугільних пластах, а шахтний метан – coalmenі methane (CMM) – метан, що виділяється в результаті активної діяльності шахт [138, 139].

Львівсько-Волинський басейн займає біля 7500 кв. км на північно-західній Україні. Шахти розміщені на глибині від 300 до 600 метрів.

Провідні фахівці ряду НДІ та виробничих організацій у 1997 р. провели оцінку запасів і підрахунок ресурсів МВП у Донбаському та Львівсько-Волинському басейнах (табл. 3.16). Сумарні запаси та ресурси МВП в Україні були оцінені у 806, 8 млрд куб. м, і з них 88,8 млрд куб. м міститься у вугільному прошарку закритих шахт.

Таблиця 3.16

Прогнозні ресурси метану у вугільному прошарку Донецького та Львівсько-Волинського басейнів [10]

Регіон	Райони копалин	Сумарні запаси та ресурси МВП, млрд куб. м	
		На участках і шахтних полях	у т. ч. на закритих шахтах
1	2	3	4
Західний Донбас	Павлоградсько-Петропавлівський Лозовський	52,8	–
Південно-Західний Донбас (Донецька область)	Червоноармійській	111,6	1,7
	Донецько-Макіївський	119,5	11,2
	Південно-Донбаський	54,8	-
	Центральний	66,2	7,6
	Чистяково-Сніжнянський	52,8	7,1
Усього по Донецькій області		457,7	27,6
Північно-Східний Донбас (Луганська область)	Лисичанський	31,9	2,6
	Маріївський	44,1	2,5
	Алмазний	73,5	10,4
	Селезньовський	63,2	14,4

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

Закінчення табл. 3.16

1	2	3	4
	Луганський	28,5	-
	Краснодонський	54,3	20,3
	Боково-Хрустальський	41,3	7,2
	Оріхівський	4,0	4,0
Усього по Луганській області		340,8	61,2
По Донбасу у цілому		798,5	88,8
Львівсько-Волинський басейн	Міжреченське сх.		
	шх. Великокомостовські № 4, 6, 7, 10	1,9	-
	Тягловське сх.		
	шх. Тагловські № 1, 2, 3	3,1	-
	Любельське сх.		
	шх. Любельські № 1-5	3,1	-
	Забугське сх.		
	шх. Червоноградська № 2	0,23	-
Усього по ЛВБ		8,33	-
У цілому по Україні		806,8	88,8

Таким чином, наведене вище свідчить про те, що запаси НПП в Україні потребують суттєвого уточнення, а для цього необхідно використовувати більш детальні та надійні, а, відповідно, і більш затратні методи їх оцінки. Є тільки один надійний спосіб підтвердити запаси або їх перевести з однієї категорії в іншу – продуктивне розвідувальне буріння й запуск промислових свердловин.

У травні 2012 р. Кабінет Міністрів України затвердив переможцями конкурсу на укладення угоди про розподіл продукції по Юзівській (Донецька і Харківська області) газовій площі британсько-нідерландський концерн Royal Dutch Shell, а по Олеській площі (Львівська та Івано-Франківська області) – американську компанію Chevron.

У табл. 3.17 наведено характеристику родовищ НПП в Україні, за якими пройшли конкурси.

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця 3.17

Характеристика родовищ НПГ в Україні, за якими пройшли конкурси на право їх розробки в 2012 р.

Характеристика	Од-вим.	Юзівський майданчик	Одеський майданчик
Місце розташування	-	Донецька і Харківська області	Львівська й Івано-Франківська області
Розмір території	кв. км	7886	6324
Тип природного газу, який передбачається до видобутку		Газ щільних порід (піщаників)	Природний сланцевий газ
Принцип буріння, що використовується		Вертикальне буріння із застосуванням технології гідророзриву пласта	Горизонтальне буріння із застосуванням технології гідророзриву пласта
Оціночні запаси НПГ	трлн куб м	4,054	2,98
Витягвані запаси НПГ	трлн куб м	0,811	0,596
Глибина залягання НПГ	км	5	3-4
Обсяг інвестицій:			
▪ на етапі геологорозвідки	млрд грн	1,6	1,3
▪ на етапі дослідно-промислової розробки	млрд грн	30	25
Компанія-переможець конкурсу (країна)		Shell (Нідерланди-Великобританія)	Chevron (США)
Передбачувані терміни:	-		
▪ початку геологорозвідки	рік	2013	2014
▪ дослідно-промислової розробки	рік	2015	2016
▪ промислової розробки	рік	2017	2017

Далі розрахуємо та оцінимо більш детально перспективи видобутку ГЩП на Юзівському майданчику. На *рис. 3.27* наведено місце розташування Юзівського майданчика родовища ГЩП.

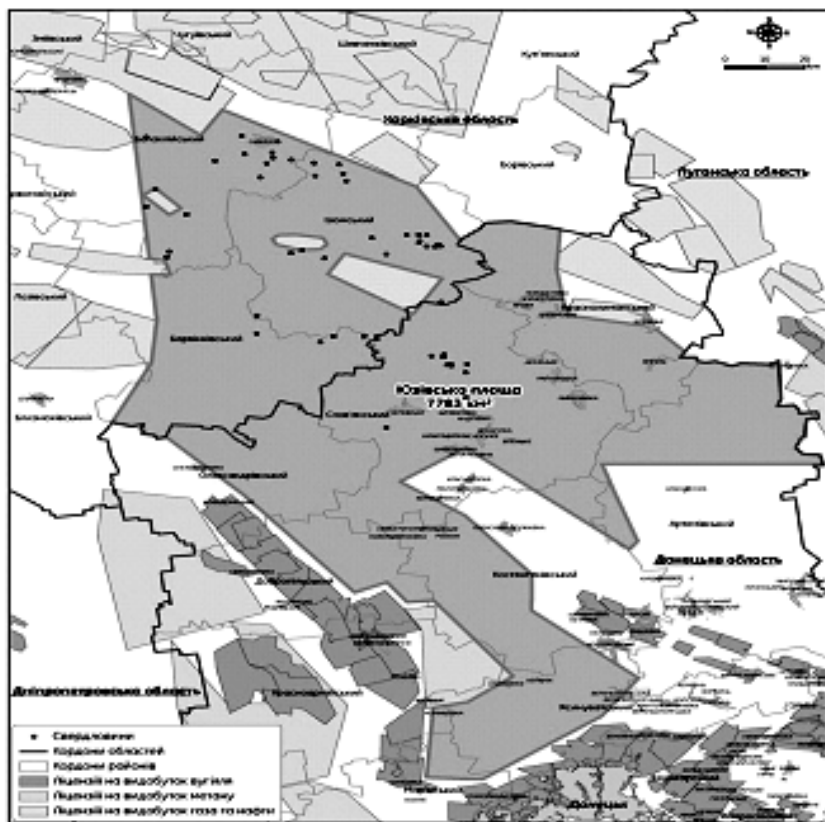


Рис. 3.27. Місце розташування Юзівського майданчика родовища ГЩП

Юзівський майданчик розташовано в Харківській та Донецькій областях, де він займає значну територію в окремих адміністративно-територіальних одиницях (АТО) з відносно високою щільністю населення (*табл. 3.18*).

Характеристика АТО, на території яких розміщується Юзівський майданчик

АТО	Територія, тис. кв км	у тому числі		Чисельність населення, тис. осіб	Щільність населення, осіб / кв. км
		територія Юзівського майданчика, тис. кв. км	питома вага, %		
Харківська область	31418,5	2883,8	9,2	2887,9	92
у тому числі					
Балаклійський р-н	1986,5	695,3	35	91,1	46
Барвенківський р-н	1364,5	1023,4	75	30,9	23
Ізюмський р-н	1553,5	1165,1	75	21,7	14
Донецька область	26517	5002,2	18,9	4390,1	165,6
у тому числі:					
Славянський р-н	1300	1235	95	34,3	26,4
Краснолиманський р-н	1000	650	65	22	22
Олександрівський р-н	1000	650	65	19,7	19,7
Добропільський р-н	900	315	35	16,9	18,8
Константинівський р-н	1200	780	65	19,2	16
Артемівський р-н	1700	680	40	45,2	26,6
Ясинуватський р-н	800	342	43	28	35
Мар'янський р-н	1400	350	25	84,5	60,4
Усього	57935,5	7886	13,6	7278	125,6

У першу чергу проаналізуємо задекларовані запаси ГЩП на Юзівському майданчику. Треба зазначити, що їх величина постійно змінюється.

Держгеонадра України визначили запас ГЩП у розмірі 1–3 трлн куб. м [109]. У той же час Міністр екології та природних ресурсів України в 2012 р. Е. Ставницький стверджував, що запаси ГЩП на Юзівському майданчику складають 1 – 3 трлн куб. м [84], а Прем'єр-міністр України М. Азаров – 4,054 трлн куб. м [158]. Нарешті, остання цифра знайшла своє відображен-

ня у матеріалах конкурсу, який пройшов. Така постійна зміна оцінки запасів природного газу на Юзівському майданчику свідчить про їх невизначеність. Використовуючи метод аналогії, спробуємо дати їм свою оцінку.

Таким чином, виходячи з площі території Юзівського майданчику (7886 кв. км) та плинності ресурсу газу в сланцях у США (0,2–3,2 млрд куб. м/кв. км) попередні запаси ГЩП у ньому складають 1,6 – 2,5 трлн куб. м, у тому числі ті, що видучуються, – 0,32 – 0,5 трлн куб. м.

На третьому етапі запропонованого методичного підходу розраховується кількість свердловин, які можна розмістити на проектній території за формулою.

$$K_c = \frac{S_m}{S_c}, \quad (3.1)$$

де S_m – площа Юзівського майданчику (7 886 кв. км), кв. км;

S_c – площа, яку займає 1 свердловина (2,8 кв. км), взята з досвіду США.

Згідно з розрахунком на території Юзівського майданчику можна розмістити 2816 свердловин.

На четвертому етапі визначається обсяг можливого видобутку ГЩП з Юзівського майданчику (V_m) за формулою:

$$V_m = K_c \times A_c, \quad (3.2)$$

де A_c – видобуток природного газу зі свердловини за весь строк її експлуатації, визначено за методом аналогії з досвіду США і складає 79,5 млн куб. м.

Згідно з розрахунками, проведеними на п'ятому етапі дослідження, із Юзівського майданчику можна вилучити 223,9 млрд куб. м природного ГЩП. У такому разі уточнені загальні запаси ГЩП в Юзівському майданчику, виходячи зі значення коефіцієнту вилучення (20 %), складають 44,8 млрд куб. м.

Для визначення графіку введення в експлуатацію свердловин з видобутку ГЩП на Юзівському майданчику (етап 6) використовуються прогнозні сценарії, згідно з даними Міністерства екології та природних ресурсів України, які наведено у *табл. 3.19*.

У проекті «Оновленої Енергетичної стратегії» [2] сумарний видобуток ГЩП в Україні прогнозується на рівні 39,1 млрд куб. м (*рис. 3.28*).

Прогнозні сценарії видобутку природного газу щільних порід
на Юзівському майданчику

Сценарій	Одиниці виміру	Обсяг видобутку природного газу
Песимістичний	Млрд куб. м / рік	Від 10
Базовий	--/--	Біля 15 – 20
Оптимістичний	--/--	30 – 40

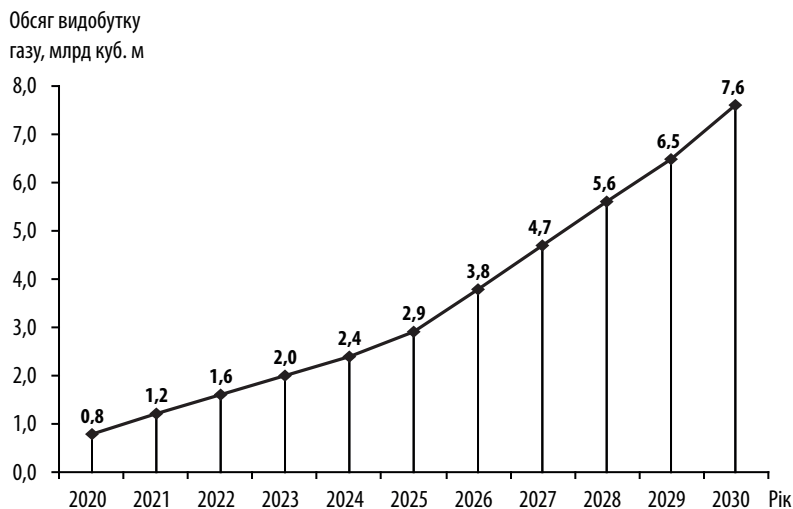


Рис. 3.28. Динаміка прогнозного обсягу видобутку ГЩП в Україні в 2020 – 2030 рр. згідно з проектом «Оновленої Енергетичної стратегії» [84]

Таким чином, припускається, що запаси ГЩП на Юзівському майданчику (44,8 млрд куб. м) при їх освоєнні забезпечать потреби країни до 2030 р. у видобутку цього виду газу, як визначено проектом «Оновленої Енергетичної стратегії» (39,1 млрд куб. м) [84]. Обґрунтуємо можливість забезпечення видобутку ГЩП на Юзівському майданчику до 2030 р. згідно з показниками, які наведені на рис. 3.28.

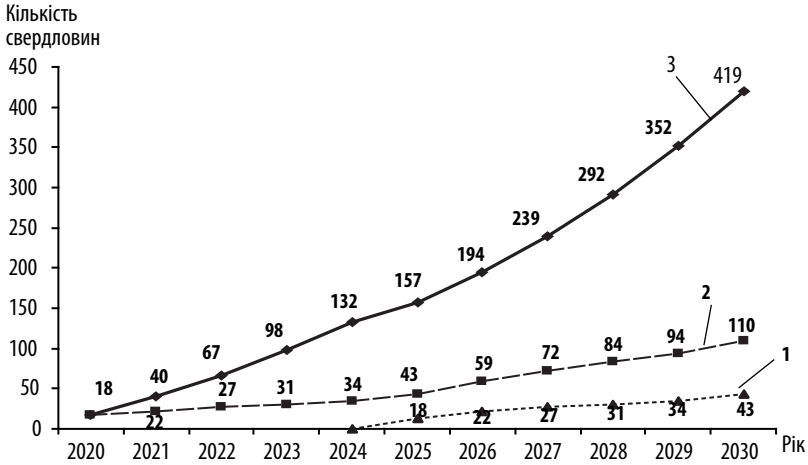


Рис. 3.29. Динаміка кількості свердловин, необхідних для виконання запланованого обсягу видобутку ГЦП на Юзівському майданчику в 2020 – 2030 рр.:

1 – вибуло свердловин за рік; 2 – пробурено свердловин за рік; 3 – кількість діючих свердловин

Для цього в рамках шостого етапу визначається кількість свердловин, яку потрібно вводити в експлуатацію кожного року (рис. 3.29), щоб забезпечувати відповідні обсяги видобутку ГЦП, за формулою:

$$K_{CB}^5 = (V_B^5 - \sum_{i=1}^4 K_{CB}^{i=1-4} \cdot d_C^{s=4-1}) : d_C^1, \quad (3.3)$$

де $K_{CB}^1 \dots K_{CB}^5$ – кількість свердловин, яку необхідно ввести в експлуатацію у відповідному році;

$V_B^1 \dots V_B^5$ – обсяг видобутку природного газу у відповідному році;

$d_C^1 \dots d_C^5$ – дебіт свердловин у відповідному році.

Як видно з рис. 3.29, для виконання запланованих обсягів видобутку ГЦП на Юзівському майданчику необхідно постійно збільшувати кількість свердловин, які вводяться в експлуатацію.

На цьому етапі розраховується ефективний строк експлуатації свердловин і собівартість видобутку ГЦП. Для цього використовуються дані, які

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

наведені у табл. 3.20, скореговані на різницю у глибині видобутку ГЦП. Відповідні розрахунки наведено у табл. 3.21.

Таблиця 3.20

Розрахунок собівартості видобутку 1 тис. куб. м ГЦП на Юзівському майданчику при різних строках експлуатації свердловин

Строк експлуатації свердловини	Дебіт свердловини, млн куб. м	Перенос вартості свердловини (9 млн дол. США) на відповідний строк її експлуатації					Собівартість видобутку ГЦП, дол. США за 1 тис. куб. м				
		Рік					Рік				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	43,9	205	100	70	50	40	305	200	170	150	140
2	12,6	--	360	240	180	145	--	460	340	280	245
3	8,9	--	--	340	255	200	--	--	440	355	300
4	7,4	--	--	--	305	245	--	--	--	405	345
5	6,6	--	--	--	--	275	--	--	--	--	375

Таблиця 3.21

Деякі показники діяльності родовищ ПСГ США [27; 31; 33]

Показник	Одиниці виміру	Родовище						Середнє значення
		Barnett Core	Barnett Noncore	Fayetteville	Haynesville	Marcellus	Wford ford	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дебіт свердловин:								
- 1-й рік	млн куб. м / рік	41,2	20,8	22,8	103,3	31,0	46,4	43,9
- 2-й рік		13,2	7,3	7,9	20,6	10,9	15,8	12,6
- 3-й рік		10,2	5,8	5,3	14,5	7,6	10,2	8,9
- 4-й рік		8,6	4,9	4,4	11,9	6,2	8,2	7,4
- 5-й рік		7,8	4,4	4,0	10,7	5,5	7,4	6,6
Сумарний дебіт свердловини за 5 років	млн куб. м / рік	81,0	43,2	42,4	161,0	61,2	88,0	79,5
Площа на 1 свердловину	га	15	30	24	28	48	24	28

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

Закінчення табл. 3.21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Первісна вартість 1 свердловини	млн дол. США	3,10	3,10	3,20	7,00	3,75	6,70	4,5
Операційні витрати	дол. США/ тис. куб. м	65,3	65,3	40,9	543,0	31,8	44,1	50,9
Глибина буріння	км	2,0-2,7	2,0-2,7	0,5-2,0	3,2-4,1	1,5-2,6	1,8-4	2,4-3

Таким чином, як видно з табл. 3.20, найбільш ефективний строк експлуатації свердловини на Юзівському майданчику складатиме 5 років, який і використовується у подальших розрахунках. При цьому собівартість видобутку ГЦП буде знаходитися у межах 140 – 375 дол. за 1 тис. куб. м.

У табл. 3.22 наведено розрахунки кількості свердловин для виконання запланованого обсягу видобутку ГЦП на Юзівському майданчику в 2020 – 2030 рр. та необхідні при цьому капітальні вкладення.

Таблиця 3.22

Розрахунок кількості необхідних свердловин та капітальних вкладень для виконання запланованого видобутку ГЦП на Юзівському майданчику в 2020 – 2030 рр.

Рік	Планований обсяг видобутку газу, млрд куб. м	Кількість свердловин, од.				Капітальні вкладення, млн дол. США	
		Пробурено за рік	Пробурено наростаючим підсумком	Вибуло за рік	Діючих	На рік	Наростаючим підсумком
1	2	3	4	5	6	7	8
2020	0,8	18	18	-	18	162	162
2021	1,2	22	40	-	40	198	360
2022	1,6	27	67	-	67	244	604
2023	2,0	31	98	-	98	280	884
2024	2,4	34	132	-	132	306	1190
2025	2,9	43	175	18	157	388	1578
2026	3,8	59	234	22	194	532	2110
2027	4,7	72	306	27	239	648	2758

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. 3.22

1	2	3	4	5	6	7	8
2028	5,6	84	390	31	292	756	3514
2029	6,5	94	484	34	352	846	4360
2030	7,6	110	594	43	419	990	5350
Разом	39,1	594		175		2675	

В рамках восьмого етапу методичного підходу розраховується середня собівартість (C_{cp}) видобутку природного газу на Юзівському майданчику у відповідних роках за формулою:

$$C_{cp} = \sum_{i=1}^n C_i \cdot \frac{K_i}{\sum_{i=1}^n K_i}, \quad (3.4)$$

де C_i – собівартість видобутку газу із свердловини i -го року експлуатації;

K – кількість свердловин i -го року експлуатації;

N – ефективний строк експлуатації свердловини (5 років).

На рис. 3.30 наведено дані про середню собівартість видобутку природного газу на Юзівському майданчику у відповідні роки.

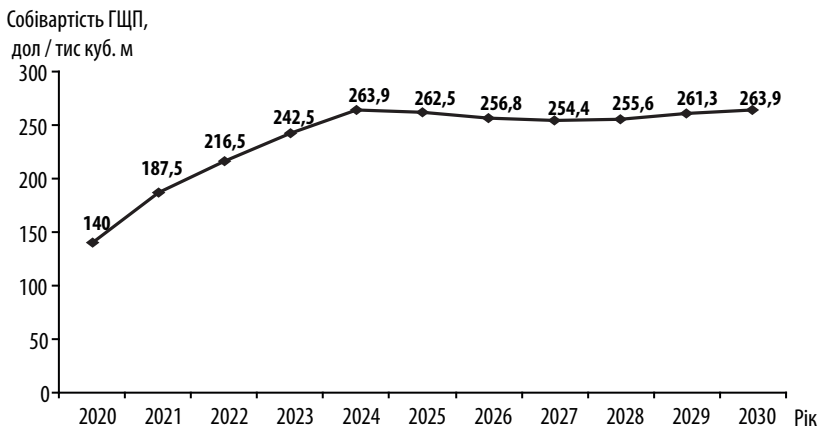


Рис. 3.30. Динаміка середньої собівартості видобутку ГЩП на Юзівському майданчику в 2020 – 2030 рр.

Як видно з рис. 3.30, починаючи з 5-го року освоєння Юзівського майданчику середня собівартість видобутку ГЦП на Юзівському майданчику стабілізується у межах 254,4– 263,9 дол. США за 1 тис. куб. м.

Для забезпечення такого рівня собівартості необхідно щороку збільшувати кількість діючих свердловин (рис. 3.31).

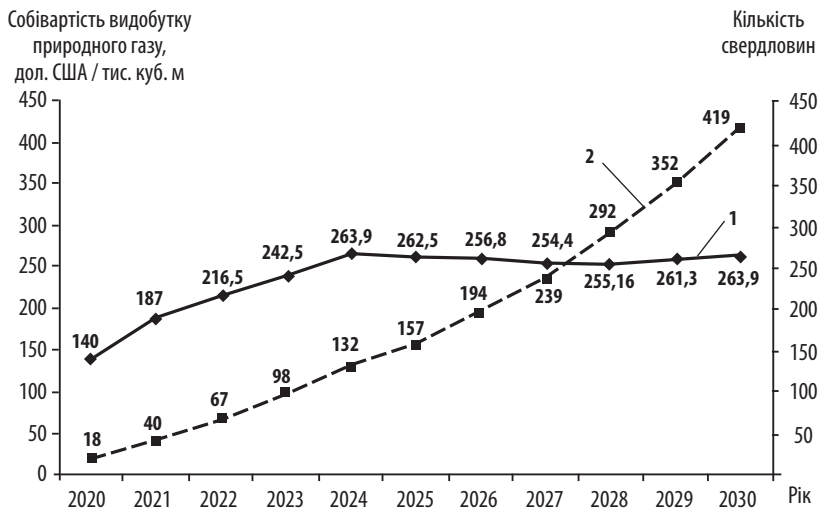


Рис. 3.31. Динаміка середньої собівартості видобутку ГЦП та кількості діючих свердловин на Юзівському майданчику в 2020 – 2030 рр.:

1 – собівартість видобутку природного газу; 2 – кількість діючих свердловин

Для забезпечення запланованого видобутку ГЦП на Юзівському майданчику у підготовку та введення необхідної кількості свердловин потрібні капітальні вкладення. Вартість основного обладнання, що необхідне для освоєння Юзівського майданчику, наведено у табл. 3.23.

Графік фінансування капітальних вкладень за роками освоєння Юзівського майданчику (етап 9) має наступний вигляд (табл. 3.24). На основі представленого графіку можна зробити висновки, що загальна сума інвестицій, необхідна для освоєння Юзівського майданчику в 2020 – 2030 рр., становитиме 6,5 млрд дол. США, у т. ч. з іноземних джерел – 5,62 млрд дол. США.

Перелік і вартість основного обладнання на Юзівському майданчику до 2030 р.

Найменування обладнання	Кількість, один.	Вартість один, млн дол	Загальна вартість, млн дол
Свердловина (глибина – 5 км)	594	9	5346
Бурова установка (продуктивність буріння – 5 свердловин на рік)	18	15	270
Установка комплексної підготовки газу (продуктивність 450 млн куб. м на рік)	17	40	680
Промислові трубопроводи (діаметром 219 – 325 мм)	2670	0,075	200
Разом			6496

Для оцінки перспективи видобутку газу щільних порід на території Юзівського майданчику визначено різні сценарії його освоєння (етап 10), зважаючи на ціни, що мали місце на різних спотових ринках у 2012 р. Для оптимістичного сценарію ціна реалізації природного газу прийнята на рівні 394 дол. США за 1 тис. куб. м (ціна реалізації в Німеччині), для базового – 268,5 дол. США за 1 тис. куб. м (ціна реалізації в Україні за контрактом із ВАТ «Газпром» – грудень 2013 р.), для песимістичного – 100 дол. США за 1 тис. куб. м (ціна реалізації у США). Розрахунки за всіма трьома сценаріями наведені на рис. 3.32 та у табл. 3.25.

Виходячи з табл. 3.25, видно, що тільки оптимістичний сценарій забезпечує прибуткове освоєння Юзівського майданчику. Таким чином, розробка Юзівського майданчику буде доцільною тільки за умов стрімкого зростання ціни природного газу на зовнішніх ринках.

Висновки до розділу 3

На основі проведеного в розділі дослідження були отримані такі наукові та практичні результати:

1. Узагальнено світовий досвід його видобутку:
 - 1.1. Встановлено причини розширення видобутку НППГ у США, серед яких: зростання ціни на традиційний (вільний) природний газ на

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

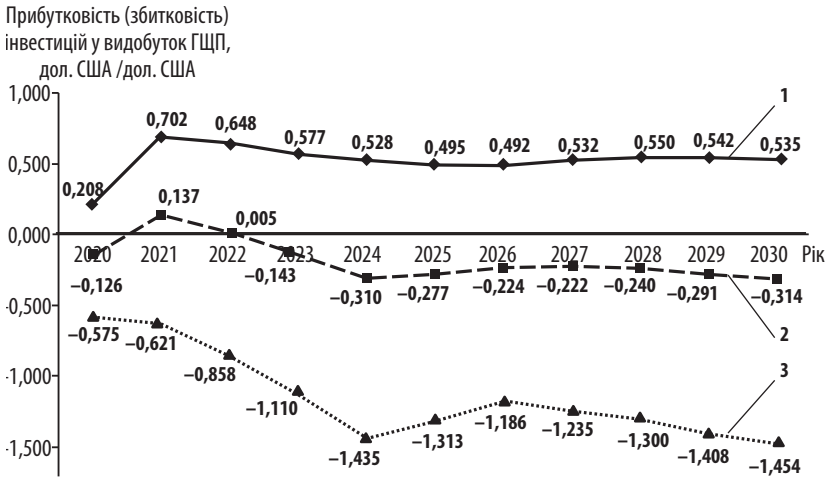


Рис. 3.32. Динаміка прибутковості (збитковості) інвестицій в освоєння Юзівського майданчику на період до 2030 р. згідно з різними сценаріями:

1 – оптимістичним; 2 – базовим; 3 – песимістичним

регіональних енергетичних ринках; скорочення обсягів видобутку традиційного природного газу на території США та загострення її енергетичної безпеки; відсутність монополії на буріння надр; розташування запасів НПП на великих територіях, які мало заселені; наявність розгалуженої газотранспортної інфраструктури; відносно невелика глибина залягання газоносних пластів; спеціальний податковий режим; вільний ринок збуту природного газу; висока геологічна вивченість території; близькість до ринків збуту всередині країни; розвиток технологій видобутку; накопичений досвід видобутку; значні запаси НПП; зацікавленість влади у зниженні залежності від імпорту природного газу та ін.

- 1.2. Узагальнення досвіду видобутку НПП у США дозволило сформувати нормативне забезпечення для його видобутку на території України, а саме встановлено такі показники: плинність ресурсу газу в тугих колекторах складає 0,2–3,2 млрд куб. м / кв. км, площа, яку займає одна свердловина, – 2,8 кв. км, сумарний вихід зі свердловини за 5 років – 79,5 млн куб. м, первісна вартість однієї свердловини –

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця 3.24

Графік фінансування капітальних вкладень у Юзівський майданчик

Найменування обладнання	Од. ви-міру	Рік											Разом
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Свердловина	Од. млн дол.	18 162	22 198	22 244	31 280	34 306	43 388	59 532	72 648	84 736	94 846	110 990	594 5350
Бурова установка	Од. млн дол.	3 45	1 15	1 15	1 15	-	2 30	2 30	2 30	2 30	2 30	2 30	18 270
Установка комплексної підго-товки газу	Од. млн дол.	2 80	1 40	1 40	1 40	1 40	1 40	2 80	2 80	2 80	2 80	2 80	17 680
Промислові трубопроводи	км. млн дол.	120 13,5	180 13,5	180 13,5	120 13,5	180 13,5	180 13,5	318 24	318 24	318 24	318 24	318 23	2670 200
Усього	Млн дол.	300,5	266,5	312,5	348,5	359,5	471,5	666,0	782,0	890,0	980,0	1123	6500
У т. ч. капітал іноземного інвестора	Млн дол	207	213	259	295	306	418	562	678	786	876	1020	5620

Таблиця 3.25

Прогнозні сценарії освоєння Юзівського майданчику в 2020 – 2030 рр.

Показник	Одиниця виміру	Рік											
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Обсяг видобутку газу	Млрд куб. м	0,8	1,2	1,6	2	2,4	2,9	3,8	4,7	5,6	6,5	7,6	
Капітальні вкладення	Млн дол. США	162	198	244	280	306	388	532	648	756	846	990	
Обсяг реалізації продукції:													
оптимістичний сценарій	Млн дол. США	315,2	472,8	630,4	788	945,6	1142,6	1497,2	1851,8	2206,4	2561	2994,4	
базовий сценарій	Млн дол. США	214,8	322,2	429,6	537	644,4	778,65	1020,3	1261,95	1503,6	1745,25	2040,6	
песимістичний сценарій	Млн дол. США	80	120	160	200	240	290	380	470	560	650	760	
Собівартість продукції	Млн дол. США	252,8	285,6	428	587	755,8	909,2	1169,6	1435,4	1717	2030	2393,2	
Прибуток (+), збиток (-):													
оптимістичний сценарій	Млн дол. США	62,4	187,2	202,4	201	189,8	233,4	327,6	416,4	489,4	531	601,2	
базовий сценарій	Млн дол. США	-38	36,6	1,6	-50	-111,4	-130,55	-149,3	-173,45	-213,4	-284,75	-352,6	
песимістичний сценарій	Млн дол. США	-172,8	-165,6	-268	-387	-515,8	-619,2	-789,6	-965,4	-1157	-1380	-1633,2	

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

4 млн дол. США, операційні витрати – 50,9 дол. США / тис. куб. м, глибина буріння – 2,4 – 3 км та ін.

2. При доведенні гіпотези щодо можливості подолання газодefіцитності в Україні у короткостроковому періоді за рахунок освоєння важкодоступних покладів природного газу було зроблене наступне:

- 2.1. Розроблено методичні положення з оцінки перспективи видобутку НІПГ на передпроектній стадії.
- 2.2. Проведено апробацію методичних положень на прикладі Юзівського майданчику Донецької та Харківської областей.
3. Результати апробації отриманого наукового результату дозволили визначити ефективність видобутку ГЩП на Юзівському майданчику.
 - 3.1. Уточнені запаси ГЩП на Юзівському майданчику, за оцінками автора, складають 223,9 млрд куб. м, у тому числі ті, що вилачуються, – 44,8 млрд куб. м.
 - 3.2. Для освоєння Юзівського майданчику протягом 2020 – 2030 рр. необхідно ввести в експлуатацію 2816 свердловин.
 - 3.3. Середня собівартість видобутку ГЩП на гирлі свердловини при 5-ти річному терміні її експлуатації становитиме 254,4 – 263,9 дол. США за 1 тис куб. м.
 - 3.4. Загальна сума капіталовкладень в освоєння майданчику становить 6,5 млрд дол. США.
 - 3.5. Освоєння Юзівського майданчику може забезпечити потреби України до 2030 р. у видобутку ГЩП, які визначені в «Оновленій Енергетичній стратегії».
4. Сценарне прогнозування ефективності освоєння Юзівського майданчику дозволило визначити його прибутковість за трьома сценаріями розвитку: оптимістичним, базовим і песимістичним.
 - 4.1. Визначення сценаріїв розвитку було здійснено із урахуванням умов мінливого зовнішнього середовища. Для оптимістичного сценарію ціна реалізації природного газу була прийнята на рівні 394 дол. США за 1 тис. куб. м (ціна реалізації в Німеччині), для базового – 268,5 дол. США за 1 тис. куб. м (ціна реалізації в Україні за контр-

РОЗДІЛ 3. Обґрунтування напрямів газової незалежності України

актом із ВАТ «Газпром» – грудень 2013 р.), для песимістичного – 100 дол. США за 1 тис куб м (ціна реалізації у США).

4.2. Згідно з розрахунками тільки оптимістичний сценарій забезпечує прибуткове освоєння Юзівського майданчику.

ВИСНОВКИ

Результатом монографічного дослідження є вирішення науково-прикладного завдання розвитку теоретико-методичних положень і практичних рекомендацій щодо формування економічної безпеки України у сфері розподілу природного газу.

Проведене у роботі дослідження дозволило отримати цілу низку взаємопов'язаних наукових та практичних результатів на теоретичному та емпіричному рівнях.

На теоретичному рівні у роботі одержано такі наукові результати.

1. У роботі на основі аналізу зарубіжних і вітчизняних вчених із застосуванням системно-логічного аналізу набула подальшого розвитку сутність поняття «енергетична безпека країни».

1.1 В економічному аспекті під цим поняттям розуміється стан захищеності інтересів суб'єктів економіки (споживачів та виробників ППЕР) від ризиків дисбалансу кон'юнктури енергетичного ринку.

1.2. Багатоаспектність проблеми енергетичної безпеки національного господарства обумовлює необхідність її дослідження: *по-перше*, у короткостроковій та довгостроковій перспективах; *по-друге*, за видами ППЕР; *по-третє*, на основі побудови балансів їх попиту та пропозиції.

2. Аналіз міжнародних та національних підходів дозволив удосконалити методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України в газовій сфері.

2.1. В основі авторського підходу лежить послідовність методів: індикативного, факторного, таксономічного і SWOT-аналізів, а також експертного оцінювання, – що дозволяють комплексно охарактеризувати стійкість національної економіки до внутрішніх та зовнішніх збоїв у забезпеченні потреб України в природному газі.

2.2. Індикаторами оцінки енергетичної безпеки в газовій сфері виступають: коефіцієнт самодостатності природного газу для потреб націо-

нального господарства, співвідношення його запасів до видобутку, співвідношення запасів до споживання, волатильність видобутку, завантаженість ГТС на виході, інтенсивність споживання в економіці, різні види диверсифікованості (внутрішнього видобутку, імпорту, світових запасів та світового видобутку), а також частка природного газу в паливно-енергетичному балансі національного господарства.

- 2.3. Зазначені індикатори на основі методу головних компонент розділяються на три фактори: забезпеченості, різноманітності і домінування.
- 2.4. Оцінка інтегрального показника енергетичної безпеки в газовій сфері має на меті його ідентифікацію за трьома станами: нормальний, передкризовий та кризовий.
- 2.5. Тенденції енергетичної безпеки України в газовій сфері підлягають систематизації на чинники зовнішніх та внутрішніх ризиків та стійкості в сфері розподілу природного газу.

3. Для прийняття обґрунтованих рішень щодо забезпечення газової незалежності України в роботі удосконалено методичні положення з оцінки перспективи видобутку НПП на передпроектній стадії.

- 3.1. В основі методичних положень лежить узагальнення досвіду зарубіжних країн щодо розробки нетрадиційний покладів.
- 3.2. Доцільність видобутку НПП на проектній території визначається за такими параметрами: запасами та обсягами можливого його видобутку за роками, кількістю свердловин та графіку введення їх в експлуатацію, ефективним строком експлуатації однієї свердловини та собівартістю видобутку на гирлі свердловини.
- 3.3. Сценарне прогнозування перспективи видобутку НПП на проектній території здійснюється з урахуванням зовнішніх тенденцій (цін на природний газ на регіональних спотових ринках), виходячи з яких визначається економічна ефективність його видобутку за трьома сценаріями: базовим, оптимістичним та песимістичним.

На емпіричному рівні у роботі одержано наступні наукові результати.

4. Комплексне дослідження світових та національних тенденцій видобутку та споживання природного газу дозволило удосконалити аналітичне забезпечення функціонування сфери його розподілу.

4.1. Аналіз світових тенденцій щодо видобутку та споживання природного газу дозволив виділити низку особливостей:

4.1.1) запаси природного газу розподілені між регіонами та країнами нерівномірно, що визначає газопрофіцитні та газодефіцитні серед них;

4.1.2) споживання природного газу постійно зростає;

4.1.3) у світі не існує глобального ринку природного газу, натомість діють окремі регіональні ринки Європи, Близького Сходу, Євразії, Північної Америки та ін.;

4.1.4) еволюція світового газового ринку подібна до ринку нафти, на її теперішньому етапі відбувається групування країн-експортерів з метою регулювання договірних відносин;

4.1.5) основним напрямом постачань природного газу є трубопровідний транспорт, що обумовлює чітко встановлену формулу розрахунку його ціни та залежність від окремих постачальників. Ринок зрідженого газу знаходиться ще на стадії формування, основними гравцями якого на сьогодні є географічно відірвані від трубопровідного транспорту країни світу.

4.2. Спираючись на міжнародний балансовий підхід та особливості національної статистичної звітності, складено баланс попиту та пропозиції ринку природного газу України, на основі якого встановлено, що джерелами пропозиції природного газу є внутрішній видобуток та імпорт, розподіл часток між якими становить 32 % та 68 % відповідно.

4.3. Основна частка потреб в природному газі України покривається за рахунок його монопольного імпорту із Російської Федерації, що становить загрозу економічній безпеці України через ризики встановлення неринкових цін на природний газ, надання знижок на використання

національної газотранспортної системи, резервування надлишкових обсягів транзиту природного газу в Європу.

- 4.4. Відбувається активний розвиток приватних підприємств газовидобутку, що обумовлено вільним правом ціноутворення, мобільністю у залученні кредитних коштів, що сприяє залученню інвестиційних ресурсів у використання новітніх технологій для розробки нових газових родовищ.

5. Для обґрунтування методичних положень з формування шляхів забезпечення економічної безпеки в сфері розподілу природного газу було визначено наступне.

- 5.1. Сфера розподілу природного газу в Україні побудована за застарілим технологічним укладом. Значна частка видів економічної діяльності з високою інтенсивністю споживання природного газу обумовлює газову залежність національної економіки.
- 5.2. Проведений регресійний аналіз дозволив встановити три періоди у його споживанні: I – з 1992 р. по 1999 р. – характеризувався прямою залежністю обсягів економічної діяльності від обсягів споживання цього виду ПЕР; II – з 2000 р. по 2008 р. – відзначався зворотною залежністю за рахунок структурних змін в економіці; III – з 2009 р. та по цей час – не має чітких визначених тенденцій.
- 5.3. Україна має вибір альтернативних шляхів забезпечення енергетичної безпеки в газовій сфері як за рахунок зниження обсягів споживання природного газу секторами економіки, так і за рахунок введення в експлуатацію важкодоступних родовищ газу.
- 5.4. У роботі розглядаються поклади НПГ як джерело забезпечення газової незалежності України. Визначено, що освоєння Юзівського майданчику може забезпечити потреби країни до 2030 р. у видобутку газу щільних піщаників, які визначені в «Оновленій Енергетичній стратегії».

ЛІТЕРАТУРА

1. Адлер Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий [Текст] / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – М. : Наука, 1976. – 280 с.

2. Азаров Н. Я. Ресурсы угольных газов Украины и перспективы их добычи на современном этапе / Н. Я. Азаров, А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин, А. А. Майборода, Л. Н. Крижановская // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2009. – № 5, ч. 1. – С. 352–372.

3. Альтернативи газозабезпечення України: скраплений природний газ (СПГ) та нетрадиційний газ : аналітична доповідь Центру Разумкова / Журнал «Національна безпека і оборона» – 2011. – № 9(127). – 72 с.

4. Бараннік В. О. Енергетична безпека держави: аналіз становлення сучасної парадигми / В. О. Бараннік // Вісник Східноукраїнського національного університету ім. В. Даля. – 2012. – № 1 (172), ч. 2. – Режим доступу : http://archive.nbu.gov.ua/portal/soc_gum/vsunu/2012_1_2/Baranni.pdf

5. Бараннік В. О. Цінові індикатори енергетичної безпеки держави [Електронний ресурс] / В. О. Бараннік // Національний інститут стратегічних досліджень. – Режим доступу : <http://www.db.niss.gov.ua/docs/energy/PriceIndVa.pdf>

6. Батюк В. Еволюція концепцій міжнародної і національної безпеки [Електронний ресурс] / В. Батюк // Український незалежний центр політичних досліджень. – Режим доступу : <http://www.ucipr.kiev.ua/publications/evoliutciia-kontseptcii-mizhnarodnoii-i-natcionalnoii-bezpeki>

7. Башмаков И. Единый топливно-энергетический баланс как инструмент анализа, прогноза, и индикативного планирования развития энергетики региона [Электронный ресурс] / И. Башмаков // ЦЭНЭФ. – Режим доступа : http://www.cenef.ru/art_11212_119.html

8. Башмаков И. Российский ресурс энергоэффективности: масштабы, затраты и выгоды / И. Башмаков // Вопросы экономики. – 2009. – № 2. – С. 71 – 89.

9. Бойер Ч. Оценка ресурсов метана угольных месторождений / Семинар по оценке запасов метана угольных пластов. – К.: Украина 12 –13.5.1998 г.

10. Булат А. Пути развития метановой отрасли / А. Булат // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы» – № 2. – 2007. – С. 1–6. – Режим доступа : esco-ecosys.narod.ru/2007_2/art162.htm/

11. Васиков А. Р. Упрощенная оценка уровня энергетической безопасности на базе широкодоступной информации [Электронный ресурс] / А. Р. Васиков, Т. П. Салихов, З. Н. Гараев // Энергетические связи между Россией и Восточной Азией: стратегия развития в ІХХ веке. – 2010. – Режим доступа : <http://www.sei.irk.ru/symp2010/papers/RUS/S6-12r.pdf>

12. Вопросы энергетической безопасности [Электронный ресурс] / Группа Всемирного банка. – Москва-Вашингтон, 2005. – 26 с. – Режим доступа : http://esco-ecosys.narod.ru/2008_3/art56.pdf

13. Воропай Н. И. Энергетическая безопасность: сущность, основные проблемы, методы и результаты исследований [Электронный ресурс] / Н. И. Воропай, С. М. Сендеров // Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса. – М. : Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, 2011. – 91 с. – Режим доступа : <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=seminar/energo/z119/>

14. Геологія і корисні копалини України. Атлас [Карті] / НАН України, М-во екології та природ. ресурсів ; голов. ред. Л. С. Галецький, керівник проекту Н. М. Чернієнко, ред. К. Н. Колейчук, ред. Г. Ф. Марічев, ред. О. С. Омелянська, ред. Н. М. Чернієнко. – 1: 5 000 000; . – К. : ДП «Такі справи, 2001. – 168 с.

15. Глазьев С. Ю. Мировой экономический кризис как процесс смены технологических укладов / С. Ю. Глазьев // Вопросы экономики. – 2009. – № 3. – С. 26–38.

16. Гнедой Н. В. Энергоэффективность и определение потенциала энергосбережения в нефтепереработке : монография /Н. В. Гнедой, Е. Е. Маяренко. – К. : Наукова думка, 2008. – 182 с.

17. Гнідий М. В. Методологія визначення теоретичного потенціалу енергозбереження на різних рівнях управління економікою / М. В. Гнідий,

О. Є. Маляренко // Проблеми загальної енергетики. – 2007. – № 15. – С. 1–21.

18. Гожик П. Для Украины разработка сланцевого газа – реальная перспектива на ближайшие 10–20 лет. Просто государству нужно повернуться лицом к нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] / П. Гожик // Сайт Газеты «Бульвар Гордона». – Режим доступа : <http://www.nbu.gov.ua/people/gozhyk.html>

19. Гожик П. Добычей просто нужно заниматься [Электронный ресурс] / П. Гожик // Профессиональный интернет-дайджест «НефтеРынок». – Режим доступа : http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=93

20. Гончар М. Гідророзрив для влади [Электронный ресурс] / М. Гончар // Сайт газеты «Дзеркало тижня. Україна» (№17, 11 травня 2012). – Режим доступа : http://dt.ua/ECONOMICS/gidrorozriv_dlya_vladi-101889.html

21. Гончар М. Нетрадиційний газ: окремі аспекти і технологічні особливості його видобутку та технології дискредитації / М. Гончар, С. Жук // Чорноморська безпека. – 2012. – № 1(23). – С. 28 – 40.

22. Гошовский С. В. Развитие новых геофизических технологий для разведки и разработки сланцевого газа / С. В. Гошовский, П. Т. Сиротенко // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2012. – № 1. – С. 9 – 32.

23. Добош Г. Чому ми кинулися до сланцевого газу? Шельф практично невикористаний! [Электронный ресурс] / Г. Добош , Б. Маєвський // Сайт «Левый берег». – Режим доступа : http://economics.lb.ua/other/2010/04/30/42056_boris_maievskiy_chomu_mi_kinulis.html

24. Доктрина энергетической безопасности России [Электронный ресурс] / Лаборатория «Энергетическая инициатива». – Режим доступа : labenin.z4.ru/Docs/en_bezop_project.doc

25. Дука Г. Г. Аспекты проблемы энергетической безопасности Республики Молдова [Электронный ресурс] / Г. Г. Дука, В. М. Постолатий, Е. В. Быкова // Problemele Energeticii Regionale.– № 1. – 2005. – Режим доступа : <http://www.clima.md/files/EficientaEnergetica/Publicatii/RO/Problemele%20Energeticeie%20Regionale%20nr%201%202005%20Duca%20et%20al.pdf>

26. Екологічні ризики добування сланцевого газу [Электронный ресурс] / «Зелена Хвиля». – Режим доступа : <http://ecoclubua.com/2011/02/environmental-risks-of-shale-gas-examined>

ЛІТЕРАТУРА

27. Експорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу [Електронний ресурс] / Офіційний сайт Державної служби статистики України – Режим доступу: www.ukrstat.gov.ua/

28. Енергетична безпека України [Електронний ресурс] / Міністерство зовнішніх справ України. – Режим доступу: <http://www.mfa.gov.ua/mfa/ua/publication/content/57890.htm>

29. Енергетична стратегія України до 2030 року та подальшу перспективу [Електронний ресурс] / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/145%D0%B0-2006-%D1%80>

30. Енергетичний баланс України [Електронний ресурс] / Державна служба статистики України. – Режим доступу : <http://www.ukrstat.gov.ua/>

31. ЕС обеспокоен развитием сланцевого газа [Електронний ресурс] / Пропант новости СМЕС. – Режим доступу : <http://ru.fracturing-proppant.com/View/?91.html>

32. Єрємєнко А. Лібералізація відносин держави з надрокористувачем означатиме приплив нових інвестицій у галузь» [Електронний ресурс] / А. Єрємєнко, Е. Ставицький // Сайт газети «Дзеркало тижня. Україна». – Режим доступу : http://dt.ua/ECONOMICS/eduard_stavitskiy_liberalizatsiya_vidnosin_derzhavi_z_nadrokoristuvachem_oznachatime_pripliv_novih_i-80075.html

33. Жикаляк Н. В. Обоснование дебита и продуктивности метаноизвлекающих скважин при поэтапной дегазации шахтных полей Донбасса : [Электронный ресурс] / Global Methane Initiative. – Режим доступу: http://globalmethane.org/documents/events_coal_20110921_zhikaliak.pdf

34. Закон України «Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року» від 21.04.2011 р. № 3268 – IV [Електронний ресурс] / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/3268-17>

35. Закон України «Про основні національної безпеки України» від 19.06.2003 р. № 964-IV [Електронний ресурс] / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/964-15>

36. Залишки та використання енергетичний матеріалів та продуктів перероблення нафти [Статистичний бюлетень] / Під. кер. А. О. Фризаренко. – К.: Державна служба статистики України, 2011. – 61 с.

37. Зеленцова Ж. Сланцевый газ, мифы и перспективы мировой добычи [Электронный ресурс] / Ж. Зеленцова // «ПРОНЕДРАги»: интернет-журнал. – Режим доступа : <http://pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz>.

38. Золотое сечение [Электронный ресурс] / Википедия. – Режим доступа : <http://ru.wikipedia.org/wiki>

39. Индекс Херфиндаля [Электронный ресурс] / Википедия. – Режим доступа : <http://ru.wikipedia.org/wiki>

40. Ільєнко Б. Сланцеві перспективи України: революція відмінється / Б. Ільєнко, Г. Рябцев // Національна безпека і оборона. – 2011. – № 9(127). – С. 60 – 62.

41. Кабышев Ю. Современное состояние исследований газа центрально-бассейного типа в Днепроовско-Донецкой впадине / Ю. Кабышев, С. Вакарчук, Т. Довжок, А. Зейкан, В. Гладун, П. Чепиль // Геолог України . – № 2. – 2011. – С. 120 – 124.

42. Кауфман Л. Л. Добыча сланцевого газа (обзор зарубежного опыта) : монография / Л. Л. Кауфман, Н. И. Кульдыркаев, Б. А. Лысыков ; под общ. ред. Л. Л. Кауфман. – Донецк : Государственное издательство Донбасса, 2011. – 263 с.

43. Кизим М. О. Методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України в газовій сфері / М. О. Кизим, О. В. Лелюк, Ю. А. Сапронов // Соціально-економічне розв'язання України та її регіонів: проблеми науки і практики: монографія / Под ред. Пономаренко В. С., Кизима Н. А., Раєвнєвої Е. В. – Х.: ФАП Александрова К. М., ІД «ІНЖЭК», 2012. – С. 44–71.

44. Кизим М. О. Методичні положення з оцінки перспективи видобутку нетрадиційного природного газу в Україні / М. О. Кизим, О. В. Лелюк // Проблеми економіки. – 2013. – № 4. – С. 21–33.

45. Кизим М. О. Нетрадиційний природний газ у світі та Україні: запаси та перспективи видобутку : монографія / М. О. Кизим, О. В. Лелюк. – Х : ВД «ІНЖЕК», 2012. – 156 с.

46. Кизим М. О. Формування державної цільової програми підвищення конкурентоспроможності регіонів України : монографія / М. О. Кизим, С. М. Крячко. – Х. : ВД «ІНЖЕК», 2010. – 292 с.

47. Кизим Н. А. Анализ направлений повышения энергообеспечения Харьковской области / Н. А. Кизим, А. В. Лелюк // Проблемы економіки. – 2010. – № 4. – С. 42–52.

48. Кизим Н. А. Качество жизни населения и конкурентоспособность Украины и стран ЕС : монография / Н. А. Кизим, В. М. Горбатов. – Х. : ИД «ИНЖЕК», 2005. – 164 с.

49. Кизим Н. А. Направления энергосбережения в экономике Харьковской области / Н. А. Кизим, А. В. Лелюк // Бизнес Информ. – 2010. – № 12. – С. 50–52.

50. Клец А. Добыча метана плотных коллекторов на угольных шахтах [Электронный ресурс] / Геолог України. – № 2. – 2011. – Режим доступа: http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Geolu/2011_2/08.pdf

51. Кокшаро А. Перспектива сланца [Электронный ресурс] / А. Кокшаро // «Expert.ru». – Режим доступа : <http://expert.ru/expert/2012/20/perspektiva-slantsa>

52. Кривуля С. В. К вопросу изучения особенностей освоения нетрадиционных ресурсов газа в свете современных технологий / С. В. Кривуля, М. И. Фык, Н. И. Камалов // Питання розвитку газової промисловості України: збірник наукових праць. – 2011. – № 39. – С. 235 – 243.

53. Кузниченко Ю. Мировой рынок газа [Электронный ресурс] / Топнефтегаз. – Режим доступа : <http://www.topneftegaz.ru/analysis/view/7562/>

54. Лелюк А. В. Анализ сильных и слабых сторон топливно-энергетического комплекса Харьковской области : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції [«Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики»]. – (м. Харків, 11–12 листопада 2010 р.). / А. В. Лелюк. – Х.: ФОП Павленко О. Г., ВД «ИНЖЕК», 2010. – С. 64–70.

55. Лелюк А. В. Анализ топливно-энергетического потенциала Харьковской области : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції [«Соціально-економічний розвиток України та її регіонів: проблеми науки та практики.»]. – (м. Харків, 19–20 травня 2011 р.). / А. В. Лелюк. – Х.: ФОП Александрова К. М.; ВД «ИНЖЕК». – С. 133–135.

56. Лелюк О. В. Аналіз закордонного досвіду видобутку нетрадиційного природного газу : Materialy X mezinarodni vedecko-prakticka konference

“Veda a vznik – 2013/2014”, 27.12.2013-05.01.2014.– Dil. 8. Ekonomické vedy.: Praha, Publishing House “Education and Science” s.r.o.– stran. 63–65.

57. Лелюк О. В. Значення природного газу в енергетичному забезпеченні світової економіки та України / О. В. Лелюк // Конкурентоспособность и инновации: проблемы науки и практики: Монография / Под ред. Н. А. Кизима, А. Н. Тищенко – Х.: ИД «ИНЖЭК», 2013. – С.124–139.

58. Лелюк О. В. Особливості сучасного методичного забезпечення оцінки енергоефективності економіки країни : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції [«Соціально-економічний розвиток України та її регіонів: проблеми науки та практики»]. – (м. Харків, 10–11 травня 2011 р.). / О. В. Лелюк. – Х.: ФОП Александрова К. М.; ВД «ИНЖЕК». – С. 152–153.

59. Лелюк О. В. Поняття енергетичної безпеки та сфера його використання : матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції [«Економіка підприємства: проблеми теорії та практики»]. – (м. Харків, 27 листопада 2013 р.). / О. В. Лелюк. – Х.: ВД «ИНЖЕК», 2013. – С. 65–72.

60. Лелюк О. В. Теорія та практика оцінки енергетичної безпеки країни / О. В. Лелюк // Моделювання регіональної економіки: збірник наукових праць. – Івано-Франківськ: Плай, 2013.

61. Лір В. Е. Економічний механізм реалізації політики енергоефективності в Україні : монографія / В. Е. Лір, У. Є. Письменна. – К. : Інститут економіки та прогнозування НАН України, 2010. – 208 с.

62. Лір В. Е. Моделі та інституційні трансформації ринків енергоресурсів // Ринки реального сектора економіки України: структурно-інституціональний аналіз : колективна монографія / За ред. проф. В. О. Точиліна. – К. : Інститут економіки та прогнозувань НАН України, 2009. – Розд. 5.1. – С. 394–404.

63. Лукин А. Мощный углеводородный потенциал недр Украины – основа грядущей энергетической независимости / А. Лукин, В. Шестопалов, П. Гожик // Зеркало недели – № 47. – 2009. – С. 12–18.

64. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине : Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) / А. Е. Лукин // Геологический журнал. – 2010. – № 3. – С. 17–33.

65. Лукін О. Газові ресурси України сучасний стан і перспективи освоєння / О. Лукін // Вісник НАН України. – 2011. – № 5. – С. 40–48.

66. Малярєнко В. А. Енергетика, довкілля, енергозбереження : монографія / В. А. Малярєнко, Л. В. Лисак; під ред. проф. В. А. Малярєнка. – Х. : «Рубікон», 2004. – 368 с.

67. Малярєнко В. А. Енергозбереження – пріоритетний напрямок розвитку і вдосконалення комунальної енергетики / В. А. Малярєнко // Интегрированные технологии и энергосбережение. – № 3. – 2006. – С. 19–29.

68. Малярєць Л. М. Вимірювання ознак об'єктів в економіці: методологія та практика : наук. Видання / Л. М. Малярєць. – Х. : Вид. ХНЕУ, 2006. – 384 с.

69. Мерхо О. Теоретико-аналітичні аспекти оцінки енергетичної складової економічної безпеки національного господарства / О. Мерхо, Т. Салашенко // Энергетика. Энергосбережение. Энергоаудит. – 2013. – № 04 (110). – С. 48–58.

70. Метан угольных пластов [Электронный ресурс] / Википедия. – Режим доступа : <http://ru.wikipedia.org/wiki>

71. Метан угольных пластов. Перспективы разработки нетрадиционных углеводородов на территории СНГ : [Электронный ресурс] / Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – 2012. – № 6. – Режим доступа: http://journal.esco.co.ua/2012_6/art353.pdf

72. Методика розрахунку рівня економічної безпеки України. Наказ Міністерства економіки України від 02.03.2007 р. № 60 [Електронний ресурс] / Міністерство економічного розвитку і торгівлі України. – Режим доступу: http://www.me.gov.ua/control/uk/publish/article?art_id=97980&cat_id=38738

73. Микитенко В. В. Економічна безпека промисловості: цільовий функціонал та технології управління: Монографія. / Микитенко В. В., Демешок О. О. / За науковою редакцією д.е.н., проф. Микитенко В. В. – Київ, ДУ «Інститут економіки природокористування та сталого розвитку НАН України», МНТУ ім. академіка Юрія Бугая МОНмолодьспорту України, 2012. – 650 с.

74. Микитенко В. В. Методичні підходи до моніторингу основних компонент економічної та соціальної безпеки держави: Монографія / Микитен-

ко В. В., Микитенко Д. О. / Під заг. ред. Л. І. Ільчука. – К.: Центр перспективних досліджень НАН України та Міністерства соціальної політики України, Ви-во «Салютіс», 2007. – 189 с.

75. Микитенко В. В. Формування комплексної системи управління енергоефективністю у галузях промисловості: монографія / В. В. Микитенко. – К. : видавничо-поліграфічна компанія Українська вида «ЕксОб», 2004. – 336 с.

76. Мифический газ из сланца [Електронний ресурс] / «Neftegaz.RU»: деловой журнал. – Режим доступу : http://magazine.neftegaz.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=221

77. Михалевич А. А. Анализ концепции энергетической безопасности республики Беларусь и предложения на будущее [Электронный ресурс] / А. А. Михалевич // XVII Белорусский энергетический экологический форум. – Минск, 2012. – Режим доступа : www.tc.by/download_files/energy_2012/mihalevich.ppt

78. Моделирование устойчивого развития региона : монография / Под общей ред. д. э. н., проф. Кизима Н. А. – Х. : ИД «ИНЖЕК», 2010. – 180 с.

79. Низкопроницаемые коллекторы : [Электронный ресурс] / Большая Энциклопедия Нефти Газа. – Режим доступа : <http://www.ngpedia.ru/id94438p2.html>

80. Новые реалии нефтегазовой отрасли [Электронный ресурс] / Deloitte. – Режим доступу : http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Russia/Local%20Assets/Documents/Energy%20and%20Resources/dttl_oil-and-gas-reality-check-2012_RUS.pdf

81. Нойхаус Д. Перспективи нетрадиційного газу в Україні та у світі / Д. Нойхаус // Національна безпека і оборона. – 2011. – № 9(127). – С. 63 – 66.

82. Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти / Дж. Норман ; перевод с англ. З. Свитанько. – М. : Олимп-Бизнес, 2008. – 752 с.

83. Ола Дж. Метанол и энергетика будущего. Когда закончиться нефть и газ / Дж. Ола, А. Гепперт, С. Пракаш ; пер. с англ. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2009. – 416 с.

84. Оновлена Енергетична стратегія України на період до 2030 р. [Електронний ресурс] // Міністерство енергетики та вугільної про-

ЛІТЕРАТУРА

мисловості України. – Режим доступу: mre.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document?id=222032

85. Офіційний сайт U. S. Energy Information Administration [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.eia.gov/>

86. Офіційний сайт Міжнародного енергетичного агентства (International Energy Agency) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: www.iea.org.

87. Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mre.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/index>

88. Офіційний сайт НАК Нафтогаз України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com/www/2/nakweb.nsf?Open>

89. Офіційний сайт ПАТ «Укртрансгаз» [Електронний ресурс] / – Режим доступу : <http://www.utg.ua>

90. Паливно-енергетичні ресурси України [Статистичний збірник] / Під. кер. В. О. Піщейка. – К.: Державний комітет статистики України, 2009. – 443 с.

91. Паливно-енергетичні ресурси України [Статистичний збірник] / Під. кер. В. О. Піщейка. – К.: Державна служба статистики України, 2012. – 316 с.

92. Перлова Е. В. Коммерчески значимые нетрадиционные источники газа – мировой опыт освоения и перспективы для России [Электронный ресурс] / Территория «Нефтегаз». – Режим доступа : <http://neftegas.info/territoriya-neftegaz/3294-kommercheski-znachimye-netradicionnye-istochniki-gaza-mirovyy-opyt-osvoeniya-i-perspektivy-dlya-rossii.html>

93. Перспективы добычи сланцевого газа в Украине [Электронный ресурс] / UA Energy. – 2011. – С. 3. – Режим доступу : <http://www.unenregy.com.ua/c22575820>

94. Пономаренко В. С. Рівень та якість життя населення : монографія / В. С. Пономаренко, М. О. Кизим, Ф. В. Узунов. – Х. : ВД «ІНЖЕК», 2003. – 228 с.

95. Природний газ: краткий обзор мировой отряси и анализ сланцевого бума [Электронный ресурс] / Центр макроэкономических исследований

Сбербанка России 2012. – Режим доступа : <http://www.sbrf.ru/common/img/uploaded/files/pdf/analytics/pg1.pdf>

96. Пяткова Н. И. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н. И. Пяткова, В. И. Рабчук, С. М. Сендеров и др.; Отв. ред. Н. И. Воропай, М. Б. Чельцов; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л. А. Мелентьева. – Новосибирск: Изда-во СО РАН, 2011. – 198 с.

97. Раяцкас Р. А. Проблемы определения социально-экономической эффективности производства / Р. А. Раяцкас, Л. П. Чяканавичюс // Экономика и математические методы. –1983. –Том XIX. –Вып. 6. – С. 1091–1099.

98. Революция сланцевого газа: риски и возможности для России [Материалы семинара] / ИМЭМО РАН, 2 декабря 2010 г. – Режим доступа : http://www.imemo.ru/ru/conf/2010/021210/021210_2.pdf

99. Рубан-Максимець О. О. Особливості розрахунку показників енергетичної ефективності на базі статистичної світності України / О. О. Рубан-Максимець // Проблеми загальної енергетики. – № 2. – 2009. – С. 21–26.

100. Рудько Г. І. Мінерально-сировинна база як чинник енергетичної безпеки України. Стан та перспективи [Електронний ресурс] / Г. І. Рудько // Національний інститут стратегічних досліджень при Президентові України. – Режим доступу : http://www.niss.gov.ua/public/File/2012_table/Pr2_25_12_2012.pdf

101. Сайт СП «Полтавська газонафтова компанія» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.ppc.net.ua/>

102. Салашенко Т. І. Особливості оцінки енергоефективності регіонів з позиції забезпечення їх сталого розвитку / Т. І. Салашенко // Ефективна економіка: електронне наукове фахове видання Академії муніципального управління. – 2012. – № 9. – Режим доступу : <http://www.economy.nauka.com.ua/index.php?operation=1&iid=1397>

103. Салашенко Т. І. Принципи підвищення енергоефективності національного господарства : матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції [«Економічний розвиток України в сучасному просторі і часі» (м. Харків, 30 листопада –1 грудня 2010 р.) / Т. І. Салашенко. – Х. : ФОП Павленко О. Г., 2010. – С. 324–332.

ЛІТЕРАТУРА

104. Сапир Ж. Энергетическая безопасность как всеобщие благо [Электронный ресурс] / Ж. Сапир // Россия в глобальной политике. – Режим доступа: http://www.globalaffairs.ru/number/n_7780

105. Сапрыкин В. Энергетическая безопасность в Европе: состояние, мифы и перспективы / В. Сапрыкин // Украинский центр экономических и политических исследований А. Разумкова. – Режим доступа : http://www.razumkov.org.ua/upload/saprykin_energosecurity_10-2009_rus.pdf

106. Сланцевый газ и проблемы энергетической безопасности Украины / Д. С. Гурский, В. А. Михайлов, П. М. Чепиль и др. // Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3 – 8.

107. Сменьковский А. Ю. Концептуальні підходи до вдосконалення системи забезпечення енергетичної безпеки України / А. Ю. Сменьковский // Національний інститут стратегічних досліджень при Президенті України. – Режим доступу : http://www.niss.gov.ua/public/File/2011_table/1219_dop.pdf

108. Спицын Г. Газ из угольных пластов [Электронный ресурс] / Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – Режим доступа: http://esco-ecosys.narod.ru/2011_9/art128.htm

109. Ставицький Е. А. Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуку сланцевого газу / Е. А. Ставицький, П. С. Голуб // Мінеральні ресурси України. – № 2. – 2011. – С. 4–12.

110. Стратегії економічного та соціального розвитку України на 2010 – 2015 роки «Шляхом європейської інтеграції» [Електронний ресурс] / Верховна Рада України. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/493%D0%B0/2004/>

111. Тимохов В. М. Альтернативная революция: от газа из осадочных пород к нефти [Электронный ресурс] / Независимая. – Режим доступа : http://www.ng.ru/energy/2011-11-08/12_revolution.html

112. Ториката Юширо. От вопросников к методологии формирования энергетически балансов. [Электронный ресурс]. / Ториката Юширо. / [Проект по обучению и содействию. Семинар для новых независимых государств]. – МЭА : Департамент энергетических технологий. – 2006. – Режим доступа : http://esco-ecosys.narod.ru/2010_2/art062.pdf

113. Українські науковці не впевнені, чи на Олескій площі є сланцевий газ [Електронний ресурс] / Сайт Львівської обласної ради. – Режим доступу : http://www.oblrada.lviv.ua/index.php?option=com_content&view=article&id=1814:ukrayinski-naukovtsi-ne-vpevneni-chi-na-oleskij-ploschi-e-slantsevij-gaz&catid=9:news&Itemid=1

114. Цена энергии. Механизмы формирования цены на нефть и газ [Электронный ресурс] / Секретариат Энергетической Хартии // ЭСКО: электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». – Режим доступа : http://esco-ecosys.narod.ru/2009_3/art203.pdf

115. Шевцов А. І. Енергетична безпека України: стратегія та механізми забезпечення / А. І. Шевцов, М. Г. Земляний, А. З. Дорошевич, В. О. Баранік та ін.; За ред. А. І. Шевцова. – Дніпропетровськ: Пороги, 2002. – 264 с.

116. Шпилевский В. В. Современные тенденции изменения внешней нефтяной зависимости Украины : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції [«Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики»]. – (м. Харків, 22–23 листопада 2011 р.) / В. В. Шпилевский, А. В. Лелюк. – Х.: ФОП Павленко О. Г., ВД «ІНЖЕК», 2011.– С. 133–135.

117. Шпілевський В. В. Аналітичні аспекти оцінки повної енергетичної залежності в нафтодефіцитних країнах / В. В. Шпілевський, Ю. А. Сапронов, Т. І. Салашенко // Проблеми економіки. – 2013. – № 1. – С. 14–21.

118. Шпілевський В. В. Сфера енергокористування та енергетичний цикл України: аналітичний аспект / В. В. Шпілевський, О. В. Лелюк // Проблеми економіки. – 2011. – № 4. – С. 44–54.

119. Шпілевський О. В. Енергетична безпека національного господарства в газовій сфері: методичний підхід до оцінки : матеріали Міжнародної науково-практичної конференції [«Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики»]. – (м. Харків, 14–15 листопада 2013 р.) / О. В. Шпілевський, О. В. Лелюк. – Х.: ВД «ІНЖЕК». – С. 503–507.

120. Энергоэффективность и энергетическая безопасность в содружестве независимых государств [Электронный ресурс] / Европейская экономическая комиссия // Энергетический выпуск ЕЭК. – № 17. – 2001. – Режим доступа : http://www.unecce.org/fileadmin/DAM/ie/se/pdfs/ece_energy_44_r.pdf

121. Юдович Я. Э. Геохимия черных сланцев [Текст] / Я. Э. Юдович, М. П. Кетрис. – Л. : Наука, 1988. – 272 с.

122. A Primer for Understanding Canadian Shale Gas / Energy Briefing Note. – Calgary : The Publications Office National Energy Board, 2009. – 26 p.

123. About Tight Gas: The intricacies of tight gas [Електронний ресурс] / Halliburton. – Режим доступу : <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=1419&pageid=2871>

124. Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035 / U.S. Energy Information Administration; John J. Conti, Paul D. Holtberg, Joseph A. Beamon and other. – Washington : U.S. Energy Information Administration, 2012. – 239 p.

125. Appalachian Basin [Електронний ресурс] / Halliburton. – Режим доступу : <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=1621&pageid=3467>.

126. Barnett Boom Ignites Hunt for Unconventional Gas Resources / Jackson School of GeoScience. – 2007. – Режим доступу : <http://www.jsg.utexas.edu/news/?p=2922>

127. Bindermann K. Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis / Oxford Institute for Energy Studies. – Режим доступу : <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM25-Production-Sharing-Agreements-An-Economic-Analysis-KBindemann-1999.pdf>

128. BP Energy Outlook 2030 [Електронний ресурс] Веб-сайт компанії British Petroleum. – Режим доступу : http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/spreadsheets/BP-Energy-Outlook-2030-summary-tables.xls

129. BP Statistical Review of World Energy 2012 [Електронний ресурс] Веб-сайт компанії British Petroleum. – Режим доступу : <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>

130. Bryner C. Coalbed Methane Development in the Intermountain West: Primer [Електронний ресурс] / University of Colorado Boulder. – Режим доступу : http://www.colorado.edu/law/centers/nrlc/publications/CBM_Primer.pdf

131. Bullin A. Compositional variety complicates processing plans for US shale gas [Електронний ресурс] / A. Bullin, P. Krouskop // Oil&Gas Journal. –

Режим доступу : <http://www.ogj.com/articles/print/volume-107/issue-10/special-report/compositional-variety-complicates-processing-plans-for-us-shale-gas.html>

132. Clarifying and measuring energy security [Електронний ресурс] / European Commission. – Режим доступу : <http://ec.europa.eu/environment/integration/research/newsalert/pdf/189na5.pdf>

133. Clingendael International Energy Programme: Study on Energy Supply Security and Geopolitics. Final Report. [Електронний ресурс] / CIEP. – Режим доступу: http://www.clingendael.nl/publications/2004/200401000_ciep_study.pdf

134. Coal Bed Methane in India: Difficulties and Prospects [Електронний ресурс] / International Journal of Chemical Engineering and Applications. – Режим доступу : <http://www.ijcea.org/papers/113-A618.pdf>

135. Coal Bed Methane Primer: New Source of Natural Gas – Environmental Implications [Електронний ресурс] / ALL–Consulting. – Режим доступу : <http://www.all-llc.com/publicdownloads/CBMPRIMERFINAL.pdf>

136. Coalbed Methane [Електронний ресурс] / Forward Energy Roup Inc. – Режим доступу : <http://www.forwardenergy.ca/coal%20bed%20methane.htm>

137. Coalbed Methane Production : [Електронний ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступу : http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dcu_NUS_a.htm

138. Coalbed Methane Reserves : [Електронний ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступу : http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_coalbed_a_EPG0_R51_Vcf_a.htm

139. Coalbed Methane: [Електронний ресурс] / Oil & Gas Financial Journal. – Режим доступу : <http://www.ogfj.com/unconventional/coalbed-methane.html>

140. Dennison D. Drilling 101: Drilling of a Natural Gas Well and Natural Gas Production in the Piceance Basin / D. Dennison // Olsson Associates. – 44 p.

141. Deutch John. Oil and Gas Energy Security Issues [Електронний ресурс] / John Deutch // National Energy Policy Institute. – Режим доступу :

<http://nepinstitute.org/wp-content/uploads/2010/06/RFF-NEPI-Deutch-OilGas.pdf>

142. Developing an Energy Security Index Development of an Energy Security Index and an Assessment of Energy Security for East Asian Countries [Електронний ресурс] / Quantitative Assessment of Energy Security Working Group. – ERIA Research Project Report. – Jakarta: ERIA. 2011, – Pp.7–47. – Режим доступу : <http://www.eria.org/Chapter%202.%20Developing%20and%20Energy%20Security%20Index.pdf>

143. Eberhard M. Multiple Pay Tight Gas Sands Can the Lessons Learned in the Rockies Help You? / M. Eberhard. – Society of Petroleum Engineers International. – 32 p.

144. Economics of Powder River Coalbed Methane Development [Електронний ресурс] / Sentry Petroleum. – Режим доступу : http://www.sentrypetroleum.com/wp-content/uploads/the_economics_of_powder_river_basin_coalbed_methane_development.pdf

145. Energy Security [Електронний ресурс] // International Energy Agency. – Режим доступу : <http://www.iea.org/topics/energysecurity/>

146. Energy Security Strategy [Електронний ресурс] / Department of Energy and Climate Change / – Режим доступу : https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65643/7101-energy-security-strategy.pdf

147. Energy Statistics 2012 [Електронний ресурс] / Ministry of Statistics and Programme Implementation. – Режим доступу : http://mospi.nic.in/mospi_new/upload/Energy_Statistics_2012_28mar.pdf

148. Energy Trilemma 2012: Time to get real – the case for sustainable energy policy [Електронний ресурс] / World Energy Council. – Режим доступу : <http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/01/Time-to-get-real-the-case-for-sustainable-energy-policy-VOL-II.pdf>

149. Environmental Issues Related to Coalbed Methane Production [Електронний ресурс] / American Geoscience Institute. – Режим доступу : <http://www.agiweb.org/environment/earthnotes/note.html?PublicID=7>

150. Exxon Mobil Corp відмовилася від видобування сланцевого газу в Польщі : [Електронний ресурс] / Уніан Економіка. – Режим доступу : <http://economics.unian.net/ukr/detail/131166>

151. Freedom in the World [Електронний ресурс] / Freedomhouse. – Режим доступу : <http://www.freedomhouse.org/report-types/freedom-world>

152. From Shale to Shining Shale. / Deutsche Bank. – July 2008. – 47 p.

153. Gbeddy Francis. Promoting energy security through energy efficiency [Електронний ресурс] / World Energy Council. – Режим доступу : http://www.worldenergy.org/documents/ethiopia_june_30_v_gbeddy_security.pdf

154. Global surge of activity follows successful production of 'unconventional' gas in US [Електронний ресурс] / International Energy Agency. – Режим доступу : <http://www.iaea.org/newsroomandevents/news/2011/january/name,19767,en.html>

155. Herfindahl–Hirschman Index Calculator [Електронний ресурс] / A. Chin // University of North Carolina School Law. – Режим доступу : <http://www.unclaw.com/chin/teaching/antitrust/herfindahl.htm>

156. Holditch A. Tight gas sands [Электронный ресурс] / Airul, Get A Life – Режим доступу : http://airulpleasegetalife.files.wordpress.com/2008/01/2006_holdith_tight-gas-sands_spe103356.pdf

157. Hsieh L. New seismic-while-drilling systems may help operators navigate complex well paths / L. Hsieh // DRILLING CONTRACTOR. – 2010. – July/August. – P. 38 – 43.

158. [Електронний ресурс] – Режим доступу : http://mapyourinfo.com/wiki/uk.wikipedia.org/Сланцевий%20газ/http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/pze/2009_20/03_ruban-maksimets%20.pdf

159. International Index of Energy Security Risks: Assessment Risks in A Global Energy Market [Електронний ресурс] / Institute for 21st Century Energy // U.S. Chamber of Commerce. – Режим доступу : <http://www.energyxxi.org/sites/default/files/InternationalIndex2012.pdf>

160. International Monetary Fund [Електронний ресурс] – Режим доступу : <http://www.imf.org/external/data.htm#data>

161. ION Geophysical (US). Unlocking Unconventional Reservoirs. ION Sees Dramatic Shift in Role Seismic in Shale Plau//SPE Show Dayly, Oil Gas Eurasia. – 2010. –№ 1. – P. 4.

162. Jaffe A. M. Shale Gas Will Rock the World / A. M. Jaffe // The Wall Street Journal (10 may 2010).

163. Key Word Energy Statistics – 2013 [Електронний ресурс] // OECD: IEA. – 2010. – 80 p. – Режим доступу : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2013.pdf>

164. Lilliestam Johan. Conceptualising Energy Security in the European Context [Електронний ресурс] / Johan Lilliestam, Anthony Patt // Smart Energy for European Platform. – Режим доступу : <http://www.sefer.eu/activities/publications-1/conceptualising%20energy%20security%20in%20Europe.pdf>

165. Market Trends – Natural Gas Shale Gas [Електронний ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступу : http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm#shale_gas

166. Measuring Short-Term Energy Security [Електронний ресурс] / International Energy Agency. – Режим доступу : <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Moses.pdf>

167. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Ground / Water Protection Council; ALL Consulting. – Oklahoma; Tulsa: Water Protection Council; ALL Consulting, 2009. – 114 p.

168. Musings: Seismic Replaced by Fracturing, But E&P Cycle Building [Електронний ресурс] / RIGZONEY, US. – 2011. – P. 6. – Режим доступу : http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=103286

169. Natural gas : [Електронний ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступу : http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_dcu_NUS_a.htm

170. North American Natural Gas Market Dynamics: Shale Gas Plays in North America – A Review: [Електронний ресурс] / Alaska Natural Gas Transportation Projects. – Режим доступу : <http://www.arcticgas.gov/sites/default/files/documents/11-06-ceri-global-lng.pdf>

171. Oil and Gas Resources in the United States [Електронний ресурс] / Tribal Energy and Environmental Information. – Режим доступу : <http://teic.anl.gov/er/oilgas/restech/dist/index.cfm>

172. Oilfield Anisotropy: Its Origins and Electrical Characteristics / B. Anderson, I. Bryant, M. Lüling et al. // Oilfield Review, October. – 1994. – Vol. 6. № 4. – P. 48 – 58.

173. Principal Shale Gas Plays: natural gas production and proved reserves, 2010 – 2011: [Електронний ресурс] / U. S. Energy Information

Administration. – Режим доступу : http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/table_4.pdf.

174. Prodanovic M., Bryant St. L. Numerical Simulation of Diagenetic Alteration and its Effect on Residual Gas in Tight Gas Sandstones : [Електронний ресурс] / Center for Petroleum & Geosystems Engineering. – Режим доступу : http://www.cpg.utexas.edu/ur/diagenetic_alteration.html

175. Review of Emerging Resources: U. S. Shale Gas and Shale Oil Plays [Електронний ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступу : <ftp://ftp.eia.doe.gov/natgas/usshaleplays.pdf>

176. Rogner Н.-Н. An Assessment of World Hydrocarbon Resources, [Електронний ресурс] / Home of John Hassler. – Режим доступу : <http://hassler-j.iies.su.se/courses/climate/Rogner.pdf>

177. Rotruck S. America's Natural Gas: Today's Abundant, Affordable, Clean Energy Answer to Our Economic and Environmental and Security Concerns / S. Rotruck. – Monroeville: University of Pittsburgh – Institute of Politics Economic Opportunity and Community Impacts in Southwestern Pennsylvania, 2010. – 26 p.

178. Ryan B. A Summary of Coalbed Methane Potential in British Columbia [Електронний ресурс] / Ministry of Energy and Mines and Responsible for Housing. British Columbia. – Режим доступу : http://www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/petroleumgeology/CoalbedGas/TechandRegInfo/TechnicalInformation/Documents/coalbed_methane_potential_summary.pdf

179. San Juan Basin [Електронний ресурс] / Halliburton. – Режим доступу : <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=1619&pageid=3465>

180. Saur M. Shale gas plays provide valuable seismic in low price environment [Електронний ресурс] / M. Saur, M. Wallace. – 2011. – P. 5 – Режим доступу : http://www.epmag.com/Exploration-Geology-Geophysics/Shale-gas-plays-provide-valuable-seismic-a-low-price-environment_74869

181. Schneier B. Beyond Fear: Thinking Sensibly About Security in an Uncertain World / B. Schneier. – New York, 2003. – 295 p.

182. Seismic Research Focusing on Unconventional Gas Resources. The Exploration Geophysics Laboratory at the Bureau of Economic Geology (USA) [Електронний ресурс] / Exploration Geophysics Laboratory (US). – 2011. –

Р. 3. – Режим доступа : http://www.beg.utexas.edu/resprod/docs/EGL_unconventional_feb2011.pdf

183. Shale Gas [Электронный ресурс] / Schlumberger (US). – 2011. – Р. 4. – Режим доступа : http://www.slb.com/services/industry-challenges/unconventional-resources/shal_gas.aspx

184. Shale Gas: An Unconventional Reservoir [Электронный ресурс] / Recovery-energy, environment, economy (Canada). – 2011. – Режим доступа : http://www.geoconvention.com/uploads/2011abstracts/091-Shale_Gas_An_Unconventional_Reservoirs.pdf

185. Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts : A report by researchers at the Tyndall Centre University of Manchester / J. Broderick, K. Anderson, R. Wood and , Dr Paul and other. – Manchester : Tyndall Centre University of Manchester, 2011 – 132 p.

186. Shale News – Сланцевые новости [Электронный ресурс] – Режим доступа : <http://www.pro-gas.org/>

187. Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry [Электронный ресурс] / Canadian Association of Petroleum Producers. – Режим доступа : <http://www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocId=184463&DT=NTV>

188. Summary: U.S. Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquids Proved Reserves / U. S. Energy Information Administration (EIA). – Washington : U.S. Department of Energy, 2010. – 28 p.

189. Technical Innovation and Stage Exploration. Critical Aspects for Shale Gas Development in Canada [Электронный ресурс] / Recovery: energy, environment, economy. CSPG, CSEG, CWLS Convention. – 2011. – Р. 2. – Режим доступа : http://www.geoconvention.com/uploads/2011abstracts/067-Technical_Innovation_and_Stage_Exploration.pdf

190. Tight Gas in the Spotlight [Электронный ресурс] / GTI Gas TIPS Journal. – Режим доступа : http://media.godashboard.com/gti/4ReportsPubs/4_7GasTips/2001_Summer/TightGasInSpotlight.pdf

191. Tight Gas Sands [Электронный ресурс] / Energy Minerals Division. – Режим доступа : http://emd.aapg.org/technical_areas/tightGas.cfm

192. U. S. Shale gas production [Электронный ресурс] / U. S. Energy Information Administration. – Режим доступа : http://www.eia.gov/naturalgas/review/excel/figure4_data.xls

193. U. S. –Russia Energy Working Group/ Third Meeting–08/04/2003.– Washington D. C.

194. Unconventional Natural Gas Resources [Електронний ресурс] / Natural Gas. Org. – Режим доступу : http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp

195. Unconventional Resources [Електронний ресурс] / Halliburton. – Режим доступу : <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?navid=1412&pageid=3915>

196. Understanding Shale Gas in Canada [Електронний ресурс] / Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG). – 2010. – Р. 20. –http://www.apgq-qoga.com/en/wp-content/uploads/shale_gas_English_FINAL.pdf

197. Winzer C. Conceptualizing Energy Security [Електронний ресурс] / C. Winzer // Cambridge Working Paper in Economics. – Режим доступу : www.eprg.group.cam.ac.uk

198. World Energy Outlook 2009[Електронний ресурс] /International Energy agency. – Режим доступу : <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2009/weo2009.pdf>

199. World Shale Gas Resources [Електронний ресурс] / Geology: News and Information about Geology and Earth Science. – Режим доступу : <http://geology.com/energy/world-shale-gas/>

200. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States / U.S. Energy Information Administration (EIA). – Washington : U.S. Department of Energy, 2011. – 364 p.

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1.1

Розвідані запаси природного газу за країнами світу

Країна	1990 рік		2000 рік		2012 рік		Темп зростання у 2012 р., %	
	трлн куб. м	%	трлн куб. м	%	трлн куб. м	%	до 1990 р.	до 2000 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
США	4,8	4,4	5,0	3,6	8,5	4,5	177,2	169,1
Канада	2,7	2,5	1,7	1,2	2,0	1,1	72,8	117,8
Мексика	2,0	1,8	0,8	0,6	0,4	0,2	17,8	43,2
Аргентина	0,7	0,6	0,8	0,6	0,3	0,2	48,5	41,1
Болівія	0,1	0,1	0,7	0,5	0,3	0,2	280,7	47,0
Бразилія	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	0,2	399,3	207,8
Колумбія	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	153,2	119,9
Перу	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	0,2	106,1	145,6
Тринідад і Табаго	0,3	0,2	0,6	0,4	0,4	0,2	149,0	67,4
Венесуела	3,4	3,1	4,2	3,0	5,6	3,0	162,2	133,9
Азербайджан	Н/Д	Н/Д	0,9	0,6	0,9	0,5		103,3
Данія	0,1	0,1	0,1	0,1	^	0,0	38,4	26,4
Німеччина	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	30,4	25,0
Італія	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	18,5	29,9
Казахстан	Н/Д	Н/Д	1,2	0,9	1,3	0,7		104,0
Нідерланди	1,8	1,6	1,5	1,1	1,0	0,6	58,2	69,2

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Продовження табл. А.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Норвегія	1,7	1,5	1,3	0,9	2,1	1,1	124,4	166,0
Польща	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	75,5	100,8
Румунія	0,1	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1	97,1	30,4
Російська Федерація	Н/Д	Н/Д	29,6	21,2	32,9	17,6		111,1
Туркменістан	Н/Д	Н/Д	2,3	1,7	17,5	9,3		750,3
Україна	Н/Д	Н/Д	0,7	0,5	0,6	0,3		91,2
Велика Британія	0,5	0,5	1,2	0,9	0,2	0,1	45,1	20,6
Узбекистан	Н/Д	Н/Д	1,2	0,8	1,1	0,6		95,7
Бахрейн	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	112,6	181,2
Іран	17,0	15,5	26,0	18,6	33,6	18,0	197,7	129,3
Ірак	3,1	2,8	3,1	2,2	3,6	1,9	115,5	115,4
Кувейт	1,5	1,4	1,6	1,1	1,8	1,0	117,5	114,6
Оман	0,3	0,3	0,9	0,6	0,9	0,5	339,3	110,6
Катар	4,6	4,2	14,4	10,3	25,1	13,4	543,1	173,5
Саудівська Аравія	5,2	4,8	6,3	4,5	8,2	4,4	157,7	130,7
Сирія	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	156,6	118,3
ОАЕ	5,6	5,1	6,0	4,3	6,1	3,3	108,3	101,6
Ємен	0,2	0,2	0,5	0,3	0,5	0,3	195,3	99,9
Алгерія	3,3	3,0	4,5	3,2	4,5	2,4	136,5	99,6
Єгипет	0,4	0,3	1,4	1,0	2,0	1,1	538,3	142,4
Лівія	1,2	1,1	1,3	0,9	1,5	0,8	128,1	117,7
Нігерія	2,8	2,6	4,1	2,9	5,2	2,8	181,5	125,5
Австралія	0,9	0,8	2,2	1,6	3,8	2,0	405,5	170,6
Бангладеш	0,7	0,7	0,3	0,2	0,2	0,1	25,3	60,0
Бруней	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,2	87,0	78,7
Китай	1,0	0,9	1,4	1,0	3,1	1,7	309,9	226,5

ДОДАТКИ

Закінчення табл. А.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Індія	0,7	0,6	0,8	0,5	1,3	0,7	190,0	175,1
Індонезія	2,9	2,6	2,7	1,9	2,9	1,6	102,2	109,1
Малайзія	1,6	1,5	2,3	1,7	1,3	0,7	80,7	56,7
М'янма	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	83,4	77,0
Пакистан	0,6	0,6	0,7	0,5	0,6	0,3	100,2	95,1
Папуа і Нова Гвінея	0,2	0,2	0,4	0,3	0,4	0,2	183,4	103,3
Таїланд	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	127,2	79,1
В'єтнам	^	0,0	0,2	0,1	0,6	0,3	4114,1	363,0
Усього світ	109,6	100,0	139,7	100,0	187,3	100,0	170,8	134,1

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця А.1.2

Видобуток природного газу за країнами світу

Країна	1990 рік		2000 рік		2012 рік		Темп зростання у 2012р., %	
	млрд куб. м	%	млрд куб. м	%	млрд куб. м	%	до 1990 р.	до 2000 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
США	504,3	25,5	543,2	22,5	681,4	20,3	135,1	125,4
Канада	108,6	5,5	182,2	7,6	156,5	4,7	144,1	85,9
Мексика	27,1	1,4	38,4	1,6	58,5	1,7	215,6	152,3
Аргентина	17,8	0,9	37,4	1,6	37,7	1,1	211,5	100,9
Болівія	3,0	0,2	3,2	0,1	18,7	0,6	624,2	579,1
Бразилія	3,1	0,2	7,5	0,3	17,4	0,5	569,4	232,3
Колумбія	4,1	0,2	5,9	0,2	12,0	0,4	290,1	201,4
Перу	0,4	0,0	0,3	0,0	12,9	0,4	2890,3	3726,7
Тринідад і Табаго	5,3	0,3	15,5	0,6	42,2	1,3	800,9	271,9
Венесуела	22,0	1,1	27,9	1,2	32,8	1,0	149,3	117,5
Азербайджан	9,0	0,5	5,1	0,2	15,6	0,5	174,1	304,8
Данія	3,1	0,2	8,2	0,3	6,4	0,2	204,6	78,7
Німеччина	15,9	0,8	16,9	0,7	9,0	0,3	56,8	53,6
Італія	15,6	0,8	15,2	0,6	7,8	0,2	50,2	51,3
Казахстан	6,4	0,3	8,2	0,3	19,7	0,6	306,7	239,4
Нідерланди	61,0	3,1	58,1	2,4	63,9	1,9	104,6	109,9
Норвегія	25,5	1,3	49,7	2,1	114,9	3,4	451,0	231,0
Польща	2,6	0,1	3,7	0,2	4,2	0,1	160,6	115,4
Румунія	28,3	1,4	13,8	0,6	10,9	0,3	38,6	79,5
Російська Федерація	590,0	29,8	528,5	21,9	592,3	17,6	100,4	112,1
Туркменістан	79,5	4,0	42,5	1,8	64,4	1,9	81,0	151,3
Україна	25,4	1,3	16,2	0,7	18,6	0,6	73,0	114,6
Велика Британія	45,5	2,3	108,4	4,5	41,0	1,2	90,1	37,8

ДОДАТКИ

Закінчення табл. А.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Узбекистан	36,9	1,9	51,1	2,1	56,9	1,7	154,2	111,5
Бахрейн	5,8	0,3	8,8	0,4	14,2	0,4	245,3	162,5
Іран	23,2	1,2	60,2	2,5	160,5	4,8	693,3	266,4
Ірак	4,0	0,2	3,2	0,1	0,8	0,0	20,1	25,4
Кувейт	4,2	0,2	9,6	0,4	14,5	0,4	347,0	151,5
Оман	2,6	0,1	8,7	0,4	29,0	0,9	1115,3	334,0
Катар	6,3	0,3	23,7	1,0	157,0	4,7	2492,9	662,7
Саудівська Аравія	33,5	1,7	49,8	2,1	102,8	3,1	306,7	206,4
Сирія	1,5	0,1	5,5	0,2	7,6	0,2	499,2	138,3
ОАЕ	20,1	1,0	38,4	1,6	51,7	1,5	256,9	134,6
Ємен	-	-	-	-	7,6	0,2	-	-
Алгерія	49,3	2,5	84,4	3,5	81,5	2,4	165,4	96,5
Єгипет	8,1	0,4	21,0	0,9	60,9	1,8	754,4	289,9
Лівія	6,2	0,3	5,9	0,2	12,2	0,4	196,8	207,5
Нігерія	4,0	0,2	11,8	0,5	43,2	1,3	1069,5	366,4
Австралія	20,7	1,0	31,2	1,3	49,0	1,5	236,6	157,4
Бангладеш	4,8	0,2	10,0	0,4	21,8	0,6	457,6	218,2
Бруней	8,9	0,5	11,3	0,5	12,6	0,4	140,8	111,2
Китай	15,3	0,8	27,2	1,1	107,2	3,2	700,9	394,2
Індія	12,0	0,6	26,4	1,1	40,2	1,2	333,8	152,6
Індонезія	43,9	2,2	65,2	2,7	71,1	2,1	162,0	109,0
Малайзія	17,8	0,9	45,3	1,9	65,2	1,9	366,0	144,1
М'янма	0,9	0,0	3,4	0,1	12,7	0,4	1498,1	374,5
Пакистан	12,2	0,6	21,5	0,9	41,5	1,2	339,0	192,8
Таїланд	6,5	0,3	20,2	0,8	41,4	1,2	634,7	204,5
В'єтнам	^	-	1,6	0,1	9,4	0,3	-	587,7
Усього світ	1980	100	2412	100	3364	100	169,9	139,5

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Таблиця А.1.3

Споживання природного газу за країнами світу

Країна	1990 рік		2000 рік		2012 рік		Темп зростання у 2012 р., %	
	млрд куб. м	%	млрд куб. м	%	млрд куб. м	%	до 1990 р.	до 2000 р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
США	542,9	27,7	660,7	27,4	722,1	21,8	133,0	109,3
Канада	66,9	3,4	92,7	3,8	100,7	3,0	150,4	108,6
Мексика	27,5	1,4	40,9	1,7	83,7	2,5	303,9	204,3
Аргентина	20,3	1,0	33,2	1,4	47,3	1,4	233,2	142,5
Бразилія	3,1	0,2	9,4	0,4	29,2	0,9	954,3	309,3
Чілі	1,7	0,1	6,5	0,3	6,0	0,2	356,2	93,2
Колумбія	4,1	0,2	5,9	0,2	9,8	0,3	238,3	166,0
Еквадор	0,3	0,0	0,3	0,0	0,7	0,0	263,2	210,7
Перу	0,4	0,0	0,3	0,0	7,5	0,2	1682,2	2169,0
Тринідад та Табаго	5,3	0,3	9,7	0,4	21,7	0,7	412,0	222,8
Венесуела	22,0	1,1	27,9	1,2	34,9	1,1	159,1	125,1
Австрія	6,4	0,3	8,1	0,3	9,0	0,3	140,8	111,5
Азербайджан	15,3	0,8	5,2	0,2	8,5	0,3	55,3	161,3
Білорусь	13,4	0,7	15,7	0,7	18,6	0,6	138,4	117,8
Бельгія	9,1	0,5	14,9	0,6	16,9	0,5	186,5	114,0
Болгарія	5,9	0,3	3,3	0,1	2,7	0,1	46,0	83,6
Чехія	5,4	0,3	8,3	0,3	8,2	0,2	151,4	98,1
Данія	2,0	0,1	4,9	0,2	3,9	0,1	193,1	79,7
Фінляндія	2,5	0,1	3,7	0,2	3,1	0,1	122,8	82,1
Франція	29,3	1,5	39,2	1,6	42,5	1,3	144,9	108,4
Німеччина	59,9	3,1	79,5	3,3	75,2	2,3	125,6	94,7
Греція	0,2	0,0	2,0	0,1	4,2	0,1	2712,9	208,4
Угорщина	9,6	0,5	10,7	0,4	9,7	0,3	101,2	90,9

ДОДАТКИ

Продовження табл. А.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ірландія	2,1	0,1	3,8	0,2	4,5	0,1	214,1	116,7
Італія	43,4	2,2	64,8	2,7	68,7	2,1	158,1	105,9
Казахстан	12,2	0,6	6,8	0,3	9,5	0,3	78,1	139,0
Литва	5,6	0,3	2,7	0,1	3,3	0,1	59,4	121,9
Нідерланди	34,6	1,8	38,9	1,6	36,4	1,1	105,3	93,6
Норвегія	2,1	0,1	4,0	0,2	4,3	0,1	202,0	106,4
Польща	9,9	0,5	11,1	0,5	16,6	0,5	166,9	149,8
Португалія	-	0,0	2,4	0,1	4,7	0,1		197,5
Румунія	30,8	1,6	17,1	0,7	13,5	0,4	43,8	78,7
Росія	407,6	20,8	360,4	14,9	416,2	12,6	102,1	115,5
Словаччина	5,9	0,3	6,5	0,3	6,0	0,2	101,2	92,3
Іспанія	5,6	0,3	16,9	0,7	31,4	0,9	563,4	185,5
Швеція	0,7	0,0	0,7	0,0	1,1	0,0	161,3	148,5
Швейцарія	1,8	0,1	2,7	0,1	3,2	0,1	176,7	118,4
Туреччина	3,4	0,2	14,6	0,6	46,3	1,4	1372,7	317,9
Туркменістан	9,5	0,5	12,2	0,5	23,3	0,7	244,5	190,3
Україна	124,0	6,3	71,0	2,9	49,6	1,5	40,0	69,9
Велика Британія	52,4	2,7	96,9	4,0	78,3	2,4	149,3	80,8
Узбекистан	35,7	1,8	45,7	1,9	47,9	1,4	134,0	104,8
Іран	22,7	1,2	62,9	2,6	156,1	4,7	687,6	248,2
Ізраїль	^	0,0	^	0,0	2,6	0,1	7886,1	27111,3
Кувейт	4,2	0,2	9,6	0,4	17,2	0,5	410,3	179,1
Катар	6,3	0,3	9,7	0,4	26,2	0,8	415,1	270,7
Саудівська Аравія	33,5	1,7	49,8	2,1	102,8	3,1	306,7	206,4
ОАЕ	16,9	0,9	31,4	1,3	62,9	1,9	372,1	200,2
Алгерія	20,3	1,0	19,8	0,8	30,9	0,9	152,5	155,8
Єгипет	8,1	0,4	20,0	0,8	52,6	1,6	651,9	263,1

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. А.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Південна Африка	0,3	0,0	1,2	0,0	3,8	0,1	1440,9	320,7
Австралія	16,9	0,9	20,5	0,9	25,4	0,8	150,6	123,9
Бангладеш	4,8	0,2	10,0	0,4	21,8	0,7	457,6	218,2
Китай	15,3	0,8	24,5	1,0	143,8	4,3	943,2	587,0
Гонконг	-	0,0	3,0	0,1	2,8	0,1		93,7
Індія	12,0	0,6	26,4	1,1	54,6	1,6	453,0	207,0
Індонезія	16,9	0,9	29,7	1,2	35,8	1,1	211,7	120,4
Японія	48,1	2,5	72,3	3,0	116,7	3,5	242,8	161,5
Малайзія	9,9	0,5	24,1	1,0	33,3	1,0	336,3	138,1
Нова Зеландія	4,3	0,2	5,6	0,2	4,2	0,1	98,1	75,1
Пакистан	12,2	0,6	21,5	0,9	41,5	1,3	339,0	192,8
Філіппіни	-	0,0	^	0,0	3,4	0,1		30146,6
Сінгапур	-	0,0	^	0,0	8,3	0,3		
Південна Корея	3,0	0,2	18,9	0,8	50,0	1,5	1655,0	264,4
Тайвань	1,9	0,1	6,2	0,3	16,3	0,5	841,9	264,3
Таїланд	6,5	0,3	22,0	0,9	51,2	1,5	785,7	233,4
В'єтнам	^	0,0	1,6	0,1	9,4	0,3	23507,5	587,7
Усього світ	1958,7	100,0	2413,0	100,0	3314,4	100,0	169,2	137,4

Таблиця А.1.4

Основні напрямки торгівлі трубопровідним природним газом в 2012 р., млрд куб. м

Млрд куб. м	Експорт																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Імпорт	США	Канада	Мексика	Болівія	Решта Пд. і Ц. Америка	Нідерланди	Норвегія	Великобританія	Решта Європа	Казакстан	Росія	Туркменістан	Решта СРР	Алжир	Лівія	Решта Африка	Іран	Катар	Індонезія	М'янама	Решта Азіатсько-Тихокеанський	Імпорт загально	
	-	88,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88,1
	26,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,6
	14,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,1
Північна Америка	40,7	88,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	128,8
Аргентина	-	-	-	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,6
Бразилія	-	-	-	-	9,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,7
Решта Пд. і Ц. Америка	-	-	-	-	-	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Пд. і Ц. Америка	-	-	-	-	13,3	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,6

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Продовження табл. А.1.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Австрія	-	-	-	-	-	-	2,5	2,2	-	4,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,6
Бельгія	-	-	-	-	-	4,3	5,9	5,3	-	7,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22,7
Чехія	-	-	-	-	-	-	3,9	1,3	-	6,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,0
Фінляндія	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,8
Франція	-	-	-	-	-	7,9	14,7	1,0	0,2	8,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32,3
Німеччина	-	-	-	-	-	23,7	28,4	-	-	30,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	84,0
Греція	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3
Угорщина	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0	5,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,7
Ірландія	-	-	-	-	-	-	-	5,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,4
Італія	-	-	-	-	-	7,7	5,9	3,0	5,2	15,4	-	-	21,3	2,3	-	-	-	-	-	-	-	60,8
Нідерланди	-	-	-	-	-	-	7,4	1,6	0,7	4,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13,6
Польща	-	-	-	-	-	-	-	-	1,6	9,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,8
Словацьчина	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3
Іспанія	-	-	-	-	-	-	2,5	-	0,7	-	-	-	9,4	-	-	-	-	-	-	-	-	12,5
Туреччина	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,5	-	3,8	-	-	-	-	8,4	-	-	-	-	35,6
Великобританія	-	-	-	-	-	6,4	21,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,1
Решта Європа	-	-	-	-	-	0,6	0,1	-	6,8	12,5	-	-	2,2	-	-	-	-	-	-	-	-	22,0
Європа	-	-	-	-	-	50,4	92,8	16,3	21,4	140,6	-	3,8	32,8	2,3	-	-	-	-	-	-	-	368,7

ДОДАТКИ

Продовження табл. А.1.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Білорусія	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,1
Росія	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,4	-	10,1	8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	30,1
Україна	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40,5
Решта колишнього СРСР	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	7,8	-	3,7	-	-	-	-	0,7	-	-	-	-	12,3
Колішній СРСР	-	-	-	-	-	-	-	-	11,5	66,4	10,1	12,2	-	-	-	-	0,7	-	-	-	-	101,0
Іран	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,2	0,4	-	-	-	-	-	-	-	-	10,6
ОАЕ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,3	-	-	-	17,3
Решта Близький Схід	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,8	-	2,0	-	-	-	3,8
Близький Схід	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,2	0,4	-	-	1,8	-	19,3	-	-	-	31,6
Південна Африка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3
Решта Африка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	-	0,8	-	-	-	-	-	2,4
Африка	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5	-	4,1	-	-	-	-	-	5,7

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Закінчення табл. А.1.1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Австралія	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,3	6,3
Китай	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,3
Гонконг	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1	3,1
Малайзія	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0	-	-	2,0
Сінгапур	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,7	-	2,3	9,1
Таїланд	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,6	-	8,6
Азіатсько-Тихоокеанський регіон	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,3	-	-	-	-	-	-	8,7	8,6	11,7	43,2
Експорт загалом	40,7	88,0	0,1	13,3	2,3	50,4	92,8	16,3	21,4	11,5	207	34,6	16,4	34,4	2,3	5,9	9,1	19,2	8,7	8,6	11,7	694,6

ДОДАТКИ

Таблиця А.1.5

Основні напрямки торгівлі зрідженням природним газом в 2012 р., млрд куб. м.

Млрд куб. м	Експорт																				Імпорт
	США	Тринідад і Тобаго	Перу	Бельгія	Норвегія	Іспанія	Росія	Оман	Катар	ОАЕ	Ємен	Алжир	Єгипет	Екваторіальна Гвінея	Лівія	Нігерія	Австралія	Бруней	Індонезія	Малайзія	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
США	-	3,77	0,47	-	0,42	-	-	-	2,58	-	1,71	-	1,00	-	-	0,07	-	-	-	-	10,01
Канада	-	1,17	-	-	-	-	-	-	2,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,30
Мексика	-	-	0,67	-	-	-	-	-	1,78	-	0,17	-	-	-	-	1,17	-	-	0,25	-	4,05
Північна Америка	-	4,93	1,14	-	0,42	-	-	-	6,48	-	1,89	-	1,00	-	-	1,24	-	-	0,25	-	17,35
Аргентина	-	3,01	-	-	-	0,20	-	-	0,67	-	-	-	0,08	-	-	0,41	-	-	-	-	4,38
Бразилія	0,31	0,25	-	-	-	-	-	-	0,40	-	-	-	-	-	-	0,09	-	-	-	-	1,05
Чилі	0,08	1,28	-	-	-	-	-	-	0,61	-	0,48	-	0,09	1,24	-	-	-	-	0,08	-	3,86
Домініканська республіка	-	0,83	-	-	-	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,91
Пуерто-Ріко	-	0,74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,74
Пд. і Ц. Америка	0,40	6,11	-	-	0,08	0,20	-	-	1,68	-	0,48	-	0,17	1,24	-	0,50	-	-	0,08	-	10,94

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Продовження табл. А.1.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Бельгія	-	0,08	-	-	-	-	-	-	6,05	-	0,28	0,08	-	-	-	0,08	-	-	-	-	6,57
Франція	-	0,41	-	-	0,53	-	-	-	3,24	-	0,18	5,75	0,86	-	-	3,61	-	-	-	-	14,57
Греція	-	-	-	-	-	-	-	-	0,16	-	-	0,98	0,08	-	-	0,08	-	-	-	-	1,29
Італія	-	0,17	-	-	0,17	0,23	-	-	6,10	-	-	1,57	0,51	-	-	-	-	-	-	-	8,75
Нідерланди	-	0,08	-	0,09	0,09	-	-	-	0,37	-	-	0,08	-	-	-	0,08	-	-	-	-	0,78
Португалія	-	-	-	-	0,08	-	-	-	0,17	-	-	0,08	0,08	-	-	2,60	-	-	-	-	3,01
Іспанія	0,17	2,55	1,94	0,18	1,31	-	-	0,17	4,79	-	-	3,99	2,35	-	0,08	6,64	-	-	-	-	24,16
Туреччина	-	-	-	-	-	-	-	-	0,59	-	-	4,03	0,35	-	-	1,26	-	-	-	-	6,23
Великобританія	0,11	0,57	-	-	0,40	-	-	-	21,90	-	0,69	0,24	0,08	-	-	1,31	-	-	-	-	25,31
Європа та Євразія	0,28	3,86	1,94	0,26	2,57	0,23	-	0,17	43,36	-	1,15	16,79	4,32	-	0,08	15,65	-	-	-	-	90,67
Кувейт	-	-	-	-	-	0,08	-	-	1,52	0,05	-	0,07	-	-	-	0,80	0,26	-	-	0,39	3,18
ОАЕ	-	0,25	-	-	-	-	-	-	0,92	-	-	-	-	-	-	0,09	0,08	-	-	0,08	1,43
Близький Схід	-	0,25	-	-	-	0,08	-	-	2,45	0,05	-	-	0,07	-	-	0,89	0,34	-	-	0,48	4,60
Китай	0,18	0,48	0,15	-	-	-	0,33	-	3,17	-	1,10	-	0,24	0,18	-	0,98	4,95	-	2,72	2,14	16,62
Індія	0,42	0,57	-	-	0,09	-	-	0,14	12,99	0,16	0,18	0,25	0,60	-	-	1,36	0,18	-	-	0,17	17,10
Японія	0,50	0,44	0,51	0,27	0,24	0,15	9,76	5,41	15,78	7,66	0,25	0,08	0,92	2,01	-	2,65	19,01	8,36	12,60	20,35	106,95
Пд. Корея	0,25	2,18	1,00	0,08	0,40	-	3,88	5,03	11,09	-	3,70	-	0,61	1,05	-	1,53	1,07	1,03	10,76	5,64	49,31

Закінчення табл. А.1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Тайвань	-	0,07	0,08	-	0,17	0,07	0,25	0,17	5,34	0,08	0,19	-	0,67	0,78	-	0,92	0,38	-	2,65	4,49	16,31
Тайланд	-	-	0,30	-	-	-	0,16	-	0,26	-	-	-	-	-	-	0,17	-	-	0,09	-	0,98
Азіатсько-																					
Тихооке-	1,35	3,73	2,04	0,35	0,90	0,23	14,39	10,75	48,63	7,91	5,42	0,33	3,04	4,03	-	7,60	25,60	9,39	28,82	32,78	207,26
анський																					
регіон																					
Експорт за-	2,02	18,88	5,12	0,61	3,97	0,74	14,39	10,92	102,60	7,96	8,94	17,12	8,58	5,27	0,08	25,89	25,93	9,39	29,15	33,26	330,83
галом																					

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Додаток Б

Таблиця Б.1.1

Огляд авторефератів Національної бібліотеки імені В. І. Вернадського

Рік захисту	Автор	Ключові питання дослідження							
		Економічна безпека	Енергетична безпека	Енергоефективність	Енергозбереження	Енергоспоживання	Сталий розвиток	Паливно-енергетичний комплекс	Розподіл природного газу
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1999	Чукаєва І. К.			+					
	Дарнопих Г. Ю.	+							
2000	Лапко О. О.				+				+
2001	Ксьозенко В. П.		+					+	
2002	Сотник І. М.				+				
	Єфімова Г. В.				+				
2003	Черніченко Г. О.						+		
2004	Солтисік О. О.						+		
	Логвиненко В. І.				+	+			
2005	Голюк В. Я.							+	+
	Сухін Є. І.	+						+	
2006	Кукарцева С. В.						+		
	Андрійчук І. В.					+			
	Суходоля О. М.			+			+		
2007	Калашнікова Т. М.						+		
	Дармограй В. І.						+		
	Микитенко В. В.			+	+	+			
	Мішина І. Г.	+							
	Кузьменко В. В.	+					+		

ДОДАТКИ

Закінчення табл. Б.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2008	Дубницький В. І.						+		
	Петрова Н. Б.			+					
	Артемов В. І.							+	+
2009	Будяков В. Є.						+		
	Макаркіна Г. В.				+				
2010	Шемаєва Л. Г.	+							
2011	Котляренко Д. В.			+			+		
	Мацола С. М.								+
2012	Салашенко Т. І.			+			+		
2013	Шийков В. І.					+			+
	Пономарьов С. В.			+					

ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У ГАЗОВІЙ СФЕРІ

Додаток В

Таблиця В.1.1

Структура внутрішнього ринку природного газу в Україні в 2007 – 2012 рр. (розраховано за [101])

Підприємства	Рік											
	2007		2008		2009		2010		2011		2012	
	млн м ³	%	млн м ³	%	млн м ³	%	млн м ³	%	млн м ³	%	млн м ³	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Загальний обсяг видобутку в Україні	20769,3	100	21016,2	100	21182,2	100	20049,3	100	20139,2	100	20185	100
НАК «Нафтогаз України», у т. ч.	19224,6	92,6	19709,9	91,4	19346,4	91,3	18328,6	91,4	18112	89,9	18206,9	90,2
ДК «Укргазвидобування»	14726,7	70,9	14832,7	70,6	15234,1	71,9	14832,9	74	14909,5	74	16021,9	79,4
ДАК «Чорномор-нафтогаз»	1260	6,1	1211,4	5,8	1165,1	5,5	1050,5	5,2	1056,1	5,2	1174,46	5,8
ПАТ «Укрнафта»	3237,9	15,6	3165,8	15,1	2947,2	13,9	2445,2	12,2	2146,6	10,7	2010,53	10,0
Інші газовидобувні підприємства, у т. ч.	1544,7	7,4	1803,9	8,6	1835,8	8,7	1720,7	8,6	2027	10,1	1978,09	9,8
СП «Полтавська газо-нафтова компанія»	436,6	2,1	439,3	2,1	456,8	2,2	414,1	2,1	395,5	2	303,36	1,5
ПрАТ «Нафтогаз-видобування»	362,5	1,7	536,4	2,6	823,5	3,9	637,5	3,2	773,2	3,8	645,227	3,2
ПрАТ «Природні ресурси»	101,1	0,5	138,3	0,7	128,5	0,6	165,1	0,8	252,3	1,3	207,588	1,0
НАК «Надра України»	326,5	1,6	381,6	1,8	136,3	0,6	47,8	0,2	45,8	0,2	30,385	0,2
ТОВ «Куб – Газ»	122,2	0,6	86,9	0,4	67,4	0,3	57,6	0,3	88,2	0,4	222,464	1,1

Закінчення табл. В.1.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПрАТ «ДК Укрнаф-габуріння»	0	0	0	0	0	0	79,1	0,4	126,2	0,6	116,077	0,6
ТОВ «Еско-Північ»	5,8	0	11,4	0,1	19,2	0,1	95,1	0,5	160,4	0,8	185,301	0,9
Представництво «Ретал Петролеум»	47,3	0,2	33	0,2	62,9	0,3	84,9	0,4	35,9	0,2	74,536	0,4
ПрАТ «Плас»	33,2	0,2	45,2	0,2	41	0,2	39	0,2	39,6	0,2	38,816	0,2
ТОВ «Східний геологічний союз»	45,3	0,2	36,6	0,2	28	0,1	18,5	0,1	17,6	0,1	13,73	0,1
інші підприємства	64,2	0,3	95,2	0,5	72,2	0,3	82	0,4	92,2	0,5	140,606	0,7

Додаток Д

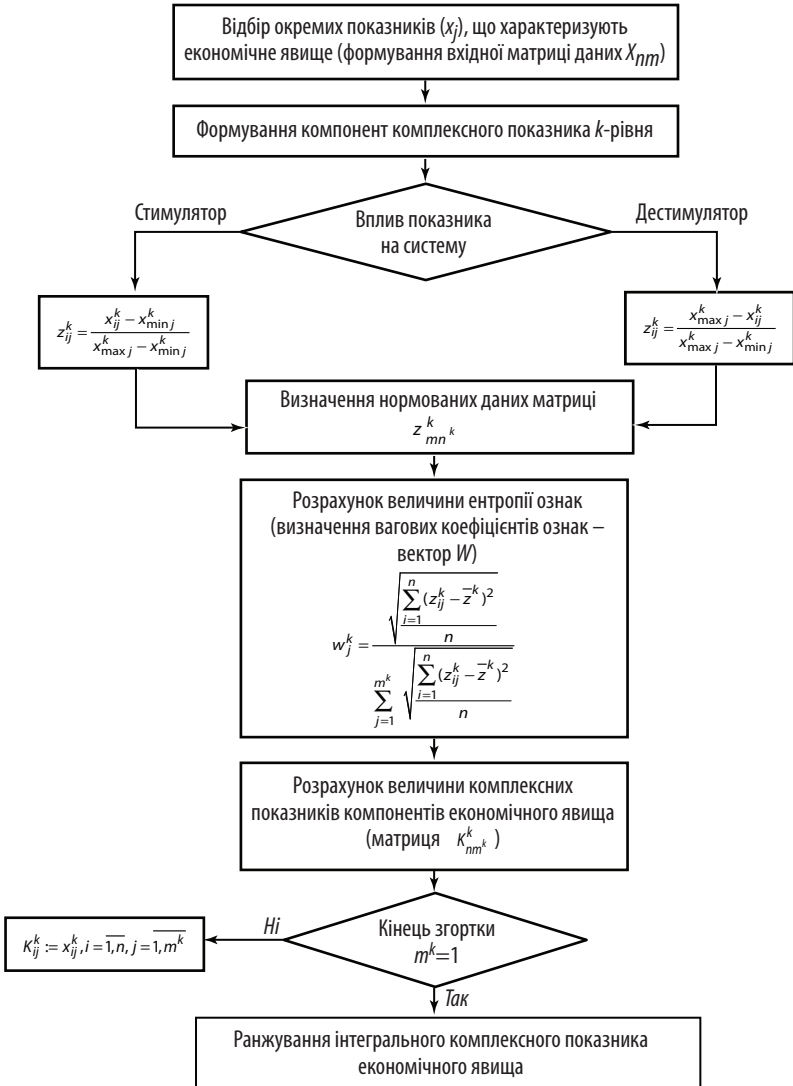


Рис. Д.1.1. Алгоритм розрахунку інтегрального кількісного показника економічного явища [92, с. 78]

Наукове видання

КИЗИМ Микола Олександрович

ЛЕЛЮК Олексій Володимирович

**ЕКОНОМІЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ
У ГАЗОВІЙ СФЕРІ**

Монографія

Підписано до друку 18.08.2014 р. Формат 60 × 84/16. Папір офсетний.
Гарнітура ArnoPro. Друк різнографічний. Ум. друк. арк. 13,5.
Обл.-вид. арк. 16,2. Наклад 300 прим. Зам. № 735.

Видавничий Дім «ІНЖЕК»
61001, Харків, пр. Гагаріна, 20. Тел. (057) 7034021, 7034001.
e-mail: vdinzhek@gmail.com; www.inzhek.kharkov.ua
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру України суб'єктів
видавничої діяльності ДК № 2265 від 18.08.2005 р.
Надруковано у ВД «ІНЖЕК», Харків, пр. Гагаріна, 20.

М. О. Кизим, О. В. Лелюк

Економічна безпека України у газовій сфері

Монографія присвячена теоретичним, методичним та прикладним питанням формування економічної безпеки України в сфері розподілу природного газу.

Досліджено тенденції видобутку та споживання природного газу у світовій економіці та Україні. Розроблено баланс попиту та пропозиції природного газу в Україні та проаналізовано сферу його розподілу за секторами економіки та регіонами.

Уточнено сутність поняття «енергетична безпека країни», узагальнено сучасні міжнародні та національні підходи до оцінки енергетичної безпеки національного господарства, запропоновано методичний підхід до оцінки енергетичної безпеки України у газовій сфері.

Узагальнено закордонний досвід та удосконалено методичні положення з оцінки перспективи видобутку нетрадиційного природного газу на передпроектній стадії. Проведено їх апробацію на прикладі газу щільних піщаників Юзівського майданчику Донецької та Харківської областей

