

**ОБҐРУНТУВАННЯ СТВОРЕННЯ
ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО
МОТОРНОГО ПАЛИВА З ВУГІЛЛЯ
В УКРАЇНІ**

Монографія

***SUBSTANTIATION FOR THE CREATION
OF PRODUCTION OF SYNTHETIC MOTOR FUEL FROM COAL
IN UKRAINE
Monograph***

**Харків
2024**

УДК 338.45 : 662.75(477)(02.064)

О13

*Рекомендовано рішенням вченої ради Науково-дослідного центру
індустріальних проблем розвитку НАН України (№ 9 від 26.09.2024 р.)*

Рецензенти: **Старовойт Анатолій Григорович** – доктор технічних наук, професор, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки, заслужений металург України, генеральний директор УНПА «Укрококс», завідувач кафедри металургійного палива та вогнетривів Українського державного університету науки і технологій (Харків);

Бубенко Павло Трохимович – доктор економічних наук, професор, завідувач відділу проблем науково-технічного та економічного розвитку Північно-Східного наукового центру НАН і МОН України (Харків);

Мірошниченко Денис Вікторович – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Технології переробки нафти, газу і твердого палива» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» (Харків)

Авторський колектив:

В. Є. Хаустова, М. О. Кизим, Є. І. Котляров, І. В. Шульга, І. О. Губарева,
В. В. Шпілевський, Т. І. Салашенко, Д. М. Костенко, М. М. Хаустов

**Обґрунтування створення виробництва синтетичного моторного
О13 палива з вугілля в Україні** : кол. моногр. / за ред. В. Є. Хаустової ; авт. кол. :
В. Є. Хаустова, М. О. Кизим, Є. І. Котляров, І. В. Шульга, І. О. Губарева,
В. В. Шпілевський, Т. І. Салашенко, Д. М. Костенко, М. М. Хаустов. Харків :
ФОП Лібуркіна Л. М., 2024. 514 с. Укр. мова

ISBN 978-617-7801-49-7

УДК 338.45 : 662.75(477)(02.064)

Монографію підготовлено за рахунок грантової підтримки Національного фонду досліджень України в рамках реалізації проєкту «Створення виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в Україні у воєнний та повоєнний періоди» (реєстраційний номер 2022.01/0061), що виконувався за конкурсом «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди».

ISBN 978-617-7801-49-7

© Колектив авторів, 2024

© ФОП Лібуркіна Л. М., 2024

Анотація

Монографію присвячено питанням підвищення енергетичної безпеки України шляхом організації виробництва моторних палив з нафтової сировини, а саме – кам'яного і бурого вугілля. Побудовано концептуально-логічну модель виробництва синтетичного моторного палива в Україні з вугілля, виконано оцінку сировинного потенціалу і технологічних передумов створення в Україні підгалузі з виробництва синтетичного моторного палива. В окремих розділах монографії обґрунтовано технологічні схеми переробки кам'яного і бурого вугілля, розраховано матеріальні баланси відповідних процесів і на цій підставі здійснено техніко-економічне обґрунтування проєктів з виробництва синтетичного моторного палива в Східному, Центральному і Західному регіонах України. Виконаними розрахунками доведено економічну доцільність реалізації запропонованих проєктів. Надано рекомендації щодо створення механізму державного регулювання та підтримки виробництва синтетичних моторних палив у воєнний та повоєнний періоди.

Монографія буде корисною для наукових працівників і практиків, викладачів та аспірантів економічних і технічних спеціальностей закладів вищої освіти, а також фахівців з питань відновлення і розвитку економіки України у повоєнний період.

Abstract

The monograph is devoted to the issues of improving the energy security of Ukraine by organising the production of motor fuels from non-oil raw materials, namely, hard coal and lignite. A conceptual and logical model of synthetic motor fuel production in Ukraine from coal is built, the raw material potential and technological prerequisites for the creation of a synthetic motor fuel sub-sector in Ukraine are assessed. In separate sections of the monograph, technological schemes for processing hard coal and lignite are substantiated, material balances of the relevant processes are calculated, and on this basis, a feasibility study of projects for the production of synthetic motor fuel in the Eastern, Central and Western regions of Ukraine is carried out. The calculations have proved the economic feasibility of the proposed projects. Recommendations on the creation of a mechanism of State regulation and support for the production of synthetic motor fuels in the war and post-war periods are given.

The monograph will be useful for researchers and practical workers, lecturers and postgraduate students of economic and technical specialities of higher education institutions, as well as specialists in the recovery and development of the Ukrainian economy in the post-war period.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. Оцінка паливної безпеки України та визначення напрямів її зміцнення	10
1.1. Бібліометричний аналіз напрацювань вчених з проблеми забезпечення паливної безпеки	10
1.2. Аналіз тенденцій змін у паливній залежності ЄС	41
1.3. Оцінка паливної безпеки України у європейському просторі та визначення напрямів її зміцнення	75
Висновки до розділу 1	111
Перелік джерел до розділу 1	113
РОЗДІЛ 2. Аналітичне забезпечення створення в Україні виробництва синтетичного моторного палива з вугілля	128
2.1. Концептуально-логічна модель виробництва синтетичного моторного палива в Україні з вугілля	128
2.2. Аналіз стану і тенденцій розвитку світового ринку нафти та нафтопродуктів	133
2.3. Аналіз тенденцій забезпечення потреб України в моторному паливі	172
Висновки до розділу 2	194
Перелік джерел до розділу 2	197
Розділ 3. Сировинно-технологічні передумови створення в Україні виробництва синтетичного моторного палива з вугілля	201
3.1. Оцінка сировинного потенціалу виробництва синтетичного моторного палива з вугілля в Україні	201
3.2. Технологічні передумови доцільності створення в Україні виробництва синтетичного моторного палива	257
Висновки до розділу 3	273
Перелік джерел до розділу 3	275
РОЗДІЛ 4. Обґрунтування технологічних засад створення виробництва синтетичного моторного палива з вугілля в Україні	280

4.1. Порівняльний аналіз технологій виробництва з вугілля синтетичного палива	280
4.2. Розрахунок матеріального балансу переробки вугілля в синтетичне моторне паливо	299
4.3. Розробка укрупненої блок-схеми виробництва з вугілля синтетичного моторного палива	315
Висновки до розділу 4	326
Перелік джерел до розділу 4	327
Розділ 5. Техніко-економічне обґрунтування проєктів з організації виробництва синтетичних моторних палив	330
5.1. Методичний підхід до техніко-економічної оцінки комплексної переробки вугілля на синтетичні моторні палива	330
5.2. Прогнозування основних техніко-економічних показників за регіональними проєктами організації виробництва синтетичного моторного палива	343
5.3. Розрахунки економічної ефективності та інвестиційної привабливості окремих проєктів	356
5.4. Оцінка впливу чинників на ефективність виробництва синтетичного моторного палива	371
Висновки до розділу 5	382
Перелік джерел до розділу 5	385
Розділ 6. Визначення механізмів державного регулювання та підтримки виробництва синтетичних моторних палив в Україні у воєнний та повоєнний періоди	389
6.1. Аналіз нормативно-правового забезпечення створення виробництва синтетичного моторного палива в Україні	389
6.2. Світовий досвід і рекомендації щодо стимулювання виробництва синтетичного моторного палива в Україні	403
Висновки до розділу 6	418
Перелік джерел до розділу 6	419
ВИСНОВКИ	425
ДОДАТКИ	433

CONTENTS

INTRODUCTION	8
CHAPTER 1. Assessment of fuel security of Ukraine and determination of directions of its strengthening	10
1.1. Bibliometric analysis of scientists' developments on the problem of ensuring fuel security	10
1.2. Analysis of trends in the fuel dependence of the EU	41
1.3. Assessment of fuel security of Ukraine in the European space and determining the directions of its strengthening	75
Conclusions to Chapter 1	111
List of sources for Chapter 1	113
CHAPTER 2. Analytical support for the creation of production of synthetic motor fuel from coal in Ukraine	128
2.1. Conceptual and logical model of the production of synthetic motor fuel from coal in Ukraine	128
2.2. Analysis of the state and trends in the development of the world market of oil and petroleum products	133
2.3. Analysis of trends in meeting the needs of Ukraine in motor fuel	172
Conclusions to Chapter 2	194
List of sources for Chapter 2	197
CHAPTER 3. Raw materials and technologies as prerequisites for the creation of production of synthetic motor fuel from coal in Ukraine	201
3.1. Assessment of the raw material potential of production of synthetic motor fuel from coal in Ukraine	201
3.2. Technological prerequisites for the feasibility of creation of production of synthetic motor fuel in Ukraine	257
Conclusions to Chapter 3	273
List of sources for Chapter 3	275
CHAPTER 4. Substantiation of the technological foundations for the creation of production of synthetic motor fuel from coal in Ukraine	280

4.1. Comparative analysis of the technologies of production of synthetic fuel from coal	280
4.2. Calculation of the material balance when processing coal into synthetic motor fuel	299
4.3. Development of an enlarged flowchart of the production of synthetic motor fuel from coal	315
Conclusions to Chapter 4	326
List of sources for Chapter 4	327
CHAPTER 5. Feasibility study of the projects on the organization of production of synthetic motor fuels	330
5.1. Methodical approach to technical and economic assessment of the complex processing of coal into synthetic motor fuels	330
5.2. Forecasting of the main technical and economic indicators for regional projects on the organization of production of synthetic motor fuels	343
5.3. Calculations of economic efficiency and investment attractiveness of individual projects	356
5.4. Assessment of the impact of factors on the efficiency of production of synthetic motor fuels.....	371
Conclusions to Chapter 5	382
List of sources for Chapter 5	385
CHAPTER 6. Definition of mechanisms of the State regulation of and support for the production of synthetic motor fuels in Ukraine during the wartime and post-wartime periods	389
6.1. Analysis of the regulatory and legal support for the creation of production of synthetic motor fuel in Ukraine	389
6.2. World experience and recommendations for stimulation of the production of synthetic motor fuel in Ukraine	403
Conclusions to Chapter 6	418
List of sources for Chapter 6	419
OVERALL CONCLUSION	425
APPENDICES	433

ВСТУП

Монографію присвячено висвітленню результатів дослідження з розробки техніко-економічного обґрунтування створення в Україні виробництва синтетичного моторного палива з вугілля, що було проведено науковцями Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку Національної академії наук України (НДЦ ІПР НАНУ) за грантової підтримки Національного фонду досліджень України в рамках реалізації проекту «Створення виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в Україні у воєнний та повоєнний періоди» (реєстраційний номер 2022.01/0061), що виконувався за конкурсом «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди».

Виробництво синтетичного моторного палива (СМП) є невід'ємною складовою світового ринку палива. У 2021 р. розмір світового ринку СМП оцінювався у 3,4 млрд дол. США, і очікується, що його обсяги сягнуть 21,7 млрд дол. США до 2030 р. На жаль, в Україні відсутнє навіть невелике за обсягом виробництво СМП з вугілля.

Проблемою створення технологій переробки вугілля у СМП займається цілий ряд наукових і проєктних установ ПАР, Китаю, Індії та США, а також науковці різних країн світу. Проте в Україні цій проблематиці приділяється недостатньо уваги як у наукових дослідженнях, так і в площині її практичної реалізації.

Питання забезпечення паливної безпеки є важливим для будь-якої країни світу, що обумовлює їх увагу до розвитку власного виробництва моторного палива з різної сировини. Згідно з проведеною оцінкою по Україні та 29 європейським країнам у 2021 р. рівень паливної безпеки України становив 31 % (24-те місце). Руйнація виробничих потужностей внаслідок російської агресії у 2022–2023 рр. звела цей рівень майже до нуля. Вирішення цієї проблеми пропонується шляхом створення підгалузі з виробництва СМП з вугільної сировини.

Монографія складається з шести розділів.

Перший розділ присвячено оцінці паливної безпеки України та визначенню напрямів її зміцнення. В цьому розділі представлено результати бібліометричного аналізу напрацювань учених з проблеми забезпечення паливної безпеки; проаналізовано тенденції паливної залежності ЄС у довоєнний та воєнний періоди; здійснено оцінку паливної безпеки України в європейському просторі та визначено напрями її зміцнення.

У другому розділі запропоновано аналітичне забезпечення створення в Україні виробництва СМП з вугілля. В розділі представлено концептуально-логічну модель виробництва СМП в Україні з вугілля; досліджено стан і тенденції розвитку світового ринку нафти та нафтопродуктів; проаналізовано тенденції забезпечення потреб України в моторному паливі.

У третьому розділі обґрунтовано сировинно-технологічні передумови створення в Україні виробництва СМП з вугілля. В ньому представлено результати оцінки сировинного потенціалу виробництва СМП з вугілля в країні, а також визначено технологічні передумови доцільності створення в Україні виробництва СМП.

Четвертий розділ присвячено обґрунтуванню технологічних засад створення виробництва СМП з вугілля в Україні. В межах цього розділу здійснено порівняльний аналіз технологій виробництва СМП з вугілля та наведено розрахунок матеріального балансу переробки вугілля в СМП.

У п'ятому розділі здійснено техніко-економічне обґрунтування проєктів з організації виробництва синтетичних моторних палив. В розділі представлено методичний підхід до техніко-економічної оцінки комплексної переробки вугілля на СМП; наведено результати прогнозування основних техніко-економічних показників за регіональними проєктами організації виробництва СМП, а також розрахунки економічної ефективності та інвестиційної привабливості окремих проєктів.

Шостий розділ присвячено визначенню механізмів державного регулювання та підтримки виробництва СМП в Україні у воєнний та повоєнний періоди. У ньому проаналізовано нормативно-правове забезпечення створення виробництва СМП в Україні, досліджено світовий досвід і запропоновано рекомендації щодо стимулювання виробництва СМП в Україні.

Розділ 1

ОЦІНКА ПАЛИВНОЇ БЕЗПЕКИ УКРАЇНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ НАПРЯМІВ ЇЇ ЗМІЩЕННЯ

1.1. Бібліометричний аналіз напрацювань учених з проблем ризиків енергетичній безпеці та детермінант забезпечення паливної безпеки

Постановка проблеми енергетичної безпеки як окремого поля наукових досліджень і розробок безпосередньо пов'язана із нафтовою кризою 1973 р., коли вперше Арабські країни застосували ембарго на поставки нафти до Європи та США [1-3]. З того часу та до сьогодні ця проблематика знаходиться в центрі уваги як науковців [4-7], так і міжнародних організацій [8-10]. Так, наразі в наукометричній базі Web of Science проіндексовано понад 46 тис. публікацій, зокрема понад 7 тис. публікацій пов'язані саме з енергетичною та паливною безпекою [11].

Енергетична безпека – це захищеність держави, її громадян та економіки від дефіциту енергії [12]. Енергетична безпека є однією з найважливіших складових економічної безпеки країни [13; 14]. Міжнародним енергетичним агентством дано таке визначення поняття «енергетична безпека» – «безперебійна наявність джерел енергії за доступною ціною» [15]. Вчені [14; 16] під енергетичною безпекою розуміють стан захищеності національних інтересів в енергетичній сфері від реальних і потенційних зовнішніх і внутрішніх загроз.

Найбільшого поширення щодо опису енергетичної безпеки набув підхід «4 A's» – availability, accessibility, affordability, acceptability (наявність, доступність, економічна доступність, прийнятність) – використаний у дослідженні Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) [17].

Забезпечення енергетичної безпеки є базовою потребою, важливим завданням кожної держави, а розглядати її необхідно як взаємозв'язок таких складових: розвиток паливно-енергетичного комплексу; забезпечен-

ня потреб економіки та населення в енергоресурсах з урахуванням екологічних аспектів; захист національних інтересів [18].

Філософський аналіз сутності поняття енергетичної безпеки дозволив авторам надати таке його емпіричне визначення: «стан енергетичної системи, що забезпечує її існування та розвиток, який гарантує задоволення енергетичних інтересів її елементів, а також дії, спрямовані на його досягнення». Це визначення покладено в основу подальшого дослідження [19].

З початком повномасштабного вторгнення росії в Україну зросли ризики енергетичній безпеці не тільки в Україні, але й в усьому світі. Російська агресія вплинула на процес змін у розумінні країнами світу, а особливо країнами ЄС, ризиків і загроз у сфері енергетики.

Відповідно до Стратегії енергетичної безпеки України до 2025 року енергетична безпека – це захищеність національних інтересів у сфері забезпечення доступу до надійних, стійких, доступних і сучасних джерел енергії технічно надійним, безпечним, економічно ефективним та екологічно прийнятним способом в нормальних умовах і в умовах особливого або надзвичайного стану, а ризики у сфері енергетичної безпеки – це можливість переростання викликів енергетичній безпеці у загрози, реалізації загроз енергетичній безпеці або настання інших обставин, що здатні спричинити негативний вплив на стан енергетичної безпеки [12].

Ризики енергетичній безпеці. Питання розвитку енергетики, забезпечення енергетичної безпеки, ризиків у сфері енергетичної безпеки є дуже актуальними напрямами досліджень серед науковців світу. Так, у наукометричній базі Scopus проіндексовано таку кількість публікацій, назви, анотації та ключові слова яких містять наступні терміни: «energy» – 6077599, «risk» – 5707540, «energy security» – 15773 документів (за даними на травень 2024 р.). Ця проблематика також актуальна для осіб різного профілю, що підтверджує трендовий аналіз даних мережі Інтернет, що було проведено з використанням інструментарію Google Trends [20].

На *рис. 1* наведено динаміку зміни частоти пошуку користувачів мережі Інтернет в розрізі дефініцій «energy», «risk», «energy security» в країнах світу та Україні за період 2019–2024 рр.

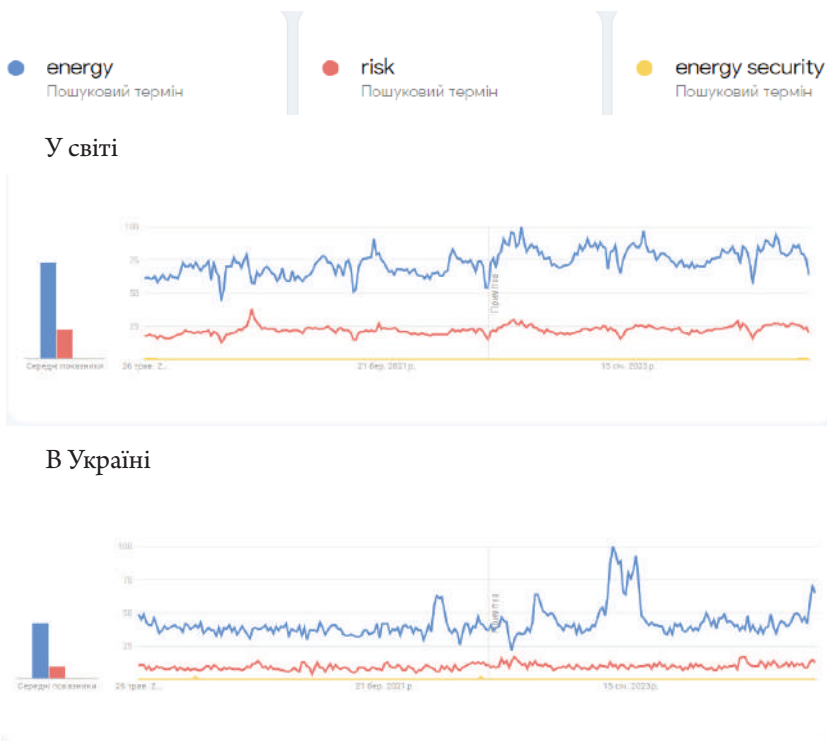


Рис. 1.1. Динаміка зміни частоти пошуку в розрізі дефініцій «energy», «risk», «energy security» в країнах світу та Україні згідно з Google Trends за період 2019–2024 рр.

Джерело: сформовано авторами

Як видно з рис. 1.1, інтерес до визначеної проблематики знаходиться на високому рівні й актуалізується у зв'язку з коливаннями на енергетичному ринку, а особливо під час енергетичних криз. Так, пікове значення пошукової активності в Україні за запитом «energy» припадає на січень 2023 р., що було пов'язано з систематичними обстрілами енергетичної інфраструктури України з боку росії, що призвело до відсутності електропостачання впродовж певних періодів, подачі енергії згідно з графіками, пошуку альтернативних джерел енергії.

Серед аналізованих термінів найвища пошукова активність користувачів мережі Інтернет в країнах світу та Україні спостерігається за запитом «energy». В регіональному розрізі лідером запитів серед країн світу за термінами «energy» є Німеччина, «risk» – Туреччина, а «energy security» – Австралія. Найпопулярнішими темами запитів за напрямом «energy» є енергетика, сонячна енергія, ціна; за напрямом «risk» – ризик, ризик менеджмент, високий ризик; за напрямом «energy security» – енергетична безпека, продовольча безпека, нульові викиди. Інтерес користувачів мережі Інтернет за напрямом «energy security» залишається порівняно не високим, у порівнянні з досліджуваними дефініціями, як в країнах світу, так і в Україні, вірогідно завдяки тому, що є більш складним і специфічним, потребує вищої кваліфікації для аналізування, що притаманна фахівцям у цій сфері, дослідникам та практикам, які віддають перевагу використанню спеціалізованої літератури та джерел.

За результатами аналізу динаміки публікацій, проіндексованих наукометричними базами Scopus та Web of Science, спостерігається зростання наукового інтересу до проблеми забезпечення енергетичної безпеки починаючи з 2004 року і по сьогодні. Так, якщо у 2004 р. було проіндексовано 116 публікацій у базі Scopus та 29 публікацій у Web of Science, то у 2023 р. їх кількість зросла до 1659 та 325 публікацій відповідно. Таким чином, можна зазначити певну дивергентність трендів наукового та користувачького інтересу до питань енергетичної безпеки країни.

Для виявлення генези поглядів науковців на ризики енергетичній безпеці доцільним є проведення структурно-трендового та бібліометричного аналізу наукових публікацій, що індексуються наукометричними базами Scopus та Web of Science, як найбільш солідних джерел, що акумулюють наукові дослідження у світі.

Для аналізу динаміки публікаційної активності та структури публікацій за напрямом «ризиків енергетичній безпеці» у наукометричних базах Scopus та Web of Science було сформовано пошуковий запит («energy security» AND «risk») із використанням інструменту «>» та оператору AND, у TITLE-ABS-KEY, тип публікації – article, що дозволило сформувати первісну вибірку по базі Scopus з 14670 публікацій, а по базі Web of Science – 4875 публікацій.

З метою виявлення тенденцій у дослідженні ризиків енергетичній безпеці із використанням інструментів аналізу, що надаються базами даних Scopus та Web of Science, було проаналізовано динаміку кількості проіндексованих публікацій за досліджуваною тематикою, приналежність до країни, галузеву структуру публікацій, виокремлено внесок окремих дослідників у сфері ризиків енергетичній безпеці за кількістю цитувань.

Як показав проведений аналіз, кількість публікацій, проіндексованих у наукометричних базах Scopus та Web of Science, назви, анотації та ключові слова яких містять терміни «energy security» та «risk», має тенденцію до зростання. У 1994–2010 рр. кількість публікацій залишалась на одному рівні (3–4 публікації на рік), проте починаючи з 2011 р. кількість публікацій почала зростати помірними темпами і досягла у 2023 р. 4028 публікацій у базі Scopus та 949 публікацій у Web of Science на рік.

Найдавнішою публікацією у базі Scopus за напрямом ризиків енергетичній безпеці є стаття Kahan E. (1982 р.) [21], вона присвячена питанням стимулювання впровадження домашніх сонячних енергетичних систем. Однією ж з найсвіжіших публікацій з визначеної проблематики є робота Filipovic Sanja та ін. (2022 р.) [22], в якій представлено ключові прогнози та перспективи «зеленого» переходу в регіоні Центральної Азії (Таджикистан, Туркменістан, Узбекистан, Казахстан і Киргизька Республіка), які є одними з найбільших споживачів енергії у регіоні і найбільш вразливими до змін клімату. Авторами визначено фактори, що стримують «зелений» перехід у країнах Центральної Азії: нелібералізований енергетичний ринок; значні субсидії та низькі тарифи на енергоносії, що перешкоджають інвестиціям у відновлювані джерела енергії та ініціативам з енергоефективності; високий рівень корупції; негнучка законодавча та інституційна інфраструктура, а також недостатність капіталу.

Необхідно зазначити, що найстарішою статтею, яка була проіндексована у базі Web of Science, є стаття Maechling E. [23], вона була опублікована у 1982 р. і присвячена ризикам видобутку та торгівлі енергоносіями країн близького сходу. Найсвіжішою є стаття Kesavan V. T. та ін. (2024 р.) [24], в якій наведено модель безпеки енергосистеми на основі блокчейну (BC-PSSM), яку запропоновано використовувати для посилення заходів безпеки в енергосистемах.

Галузева структура публікації за напрямом «ризиків енергетичній безпеці» в базах Scopus та Web of Science достатньо диверсифікована. У базі Scopus терміни «energy security» та «risk» найчастіше зустрічається в публікаціях, що стосуються таких галузей знань, як: екологічні науки; енергетика; соціальні науки; інженерія; економіка, економетрія та фінанси, а у базі Web of Science: енергетичне паливо, інженерія, екологія, зелений розвиток та технології, комп'ютерні науки.

Аналіз географічної структури афіліації науковців, що мають високу публікаційну активність з питань ризиків енергетичній безпеці, засвідчив, що найбільша кількість робіт з визначеної тематики реалізована вченими з Китаю (4689 публікацій в Scopus; 217 публікацій у Web of Science), США (3498 та 122 публікації відповідно), Великої Британії (2539 та 96 публікацій), Індії (1395 та 36 публікацій), Австралії (1202 та 34 публікацій). Українські науковці зробили значний вклад у дослідження ризиків енергетичній безпеці, у наукометричній базі Scopus проіндексовано 396 публікацій, а у Web of Science 107 публікацій вчених з афіліацією в Україні.

Найбільш цитовані статті з питань ризиків енергетичній безпеці, що проіндексовані у базах Scopus та Web of Science, присвячені: вирішенню проблем зміни клімату; забрудненню довкілля та енергетичної нестабільності; енергетичній інфраструктурі; зв'язку досліджень у сфері енергетики із соціальними науками; географії енергетичного переходу; виробництву етанолу з біомаси; розвитку водневої енергетики; виявленню причинно-наслідкового зв'язку між викидами CO₂, споживанням ядерної енергії, споживанням відновлюваної енергії та економічним зростанням.

До ТОП-3 статей з найбільшим цитуванням, що проіндексовані у базі Scopus, увійшли такі:

► Jacobson M., Delucchi M. (2011) [25], в якій автори аналізують можливість забезпечення енергією для всіх потреб у світі (електроенергія, транспорт, опалення / охолодження тощо) за рахунок енергії вітру, води та сонячного світла. Ця стаття процитована у 1095 документах.

► Sovacool B. (2014) [26] (процитована у 1001 документі), що присвячена виявленню взаємозв'язку між дослідженнями в галузі енергетики та сферою соціальних наук.

► Bridge G. (2013) [27] (процитована у 948 документах), у роботі наводяться аргументи на користь розгляду енергетичного переходу як географічного процесу, що передбачає реконфігурацію поточних моделей і масштабів економічної та соціальної діяльності.

До ТОП-3 статей з найбільшим цитуванням, що проіндексовані у базі Web of Science, віднесено такі статті:

► Jacobson M. Z. (2009) [28] (процитована у 1108 документах), в ній представлено огляд рішень щодо глобального потепління, забруднення повітря та енергетичної безпеки. У роботі розглядаються і ранжуються дев'ять джерел електроенергії та два варіанти рідкого палива. Розглянуто дванадцять комбінацій «джерело енергії – тип транспортного засобу» та визначено, що використання вітру, сонячної, геотермальної, приливної, фотоелектричної, хвильової та гідроенергії для забезпечення електроенергією житлового, промислового та комерційного секторів, принесе найбільшу вигоду, а поєднання цих технологій слід розвивати як вирішення проблем глобального потепління, забруднення повітря та енергетичної безпеки.

► Barreto L (2003) [29] (процитована у 692 документах), присвячена проблемам водневої енергетики. У статті представлено довгостроковий сценарій розвитку світової енергетичної системи на основі водню в якісному та кількісному вираженні, що ілюструє ключову роль водню в довгостроковому переході до чистої та сталої енергетики в майбутньому. Зазначено, що такий шлях розвитку енергетичної системи все ще може бути недостатнім для захисту від ризику високої чутливості до зміни клімату, але технології на основі водню стають гнучкими варіантами для енергетичної системи і, таким чином, можуть стати головними кандидатами для стратегії управління ризиками в умовах невизначеного кліматичного майбутнього.

► Bachu S. (2008) [30] (процитована у 658 документах), в ній досліджуються ризики при використанні технології уловлювання та геологічного зберігання вуглекислого газу.

Рейтинг авторів, які мають найбільшу кількість публікацій з проблеми ризиків енергетичній безпеці в базах Scopus та Web of Science, наведено в *табл. 1.1.*

Таблиця 1.1

Рейтинг авторів, які мають щонайменше 5 публікацій з проблеми ризиків енергетичній безпеці у базах Scopus і Web of Science

Автор	Кількість публікацій всього	Кількість публікацій за напрямом	Афіліація	h-індекс в базі
<i>Scopus</i>				
Sovacool B.	593	124	Aarhus Universitet (Данія)	99
Lee CC	458	73	Adnan Kassar School of Business (Ліван)	78
Taghizabeh-Hesary F.	305	56	Tokai University (Японія)	54
Pimonenko T.	107	48	Sumy State University (Україна)	40
Kwilinski A.	96	46	WSB University (Польща)	50
<i>Web of Science</i>				
Huang Guole	1084	18	University of Regina (Канада) Beijing Normal University (Китай)	82
Sovacool B.	567	17	University of Sussex (Великобританія)	91
Jianping Li	434	10	Institute of policy and management (В'єтнам), Chinese Academy of Sciences (Китай)	37
Fernando Dellano-Paz	19	10	Universidade da Coruña (Іспанія)	5
Al-Ansari Tareq	217	10	Hamad Bin Khalifa University-Qatar (Катар)	41

Джерело: сформовано авторами

Аналіз публікаційної активності підтвердив, що починаючи з початку 2000-х років спостерігається зростання наукового інтересу до дослідження ризиків енергетичній безпеці. При цьому спостерігається міждисциплінарний характер досліджень, а географія науковців і дослідників, які вивчають цю тематику, є різноманітною.

Для виявлення тенденцій і ключових напрямів досліджень у сфері ризиків енергетичній безпеці використано інструментарій бібліометрично-

го аналізу, який є досить популярним інструментом проведення подібних досліджень у світі, що надає вченим можливість глибокого вивчення конкретної наукової галузі, аналізуючи цитування, географічний розподіл, співавторство та ключові слова.

Бібліометричні методи часто використовуються для оцінки розвитку певної наукової галузі [31], аналізуючи конкретну наукову сферу за допомогою бібліографічних даних, використовуючи два основні підходи: аналіз продуктивності та наукове мапування [32]. Методи, що використовувалися при проведенні бібліометричного аналізу, наведено у *табл. 1.2*.

Таблиця 1.2

Методи бібліометричного аналізу

Завдання / інструменти	Мета	Питання	Метод бібліометрії	Аналіз
Еволюційний аналіз публікаційної активності: інструменти бази даних Scopus, Web of Science	1. Визначити тенденції в дослідженні ризиків енергетичної безпеки	1.1. Історична еволюція публікацій 1.2. Найбільш продуктивні автори 1.3. Найбільш значущі журнали 1.4. Найбільш цитовані публікації	<i>Measures of productivity Impact metrics</i>	Історична еволюція публікацій; структура публікації за авторами, журналами, галузями знань; аналіз цитування
Кластеризація публікацій, мапування: VOS Viewer	2. Кластеризація публікацій; визначення детермінант розвитку	2.1. Основні документи, що справили найбільший вплив; 2.2. Кластери публікацій та напрями розвитку досліджень	<i>Co-citation Co-occurrence</i>	Аналіз цитування за публікаціями та авторами; аналіз ключових слів

Джерело: сформовано авторами за даними [33–36]

Інформаційною базою дослідження були обрані дані про наукові публікації, які індексуються в наукометричних базах даних Scopus та Web of Science. Вибір для цілей дослідження публікацій, що індексуються в обох базах, обумовлений тим, що, незважаючи на те, що база даних Scopus містить більше журналів і цитувань, ніж Web of Science, а також існує 95 %

збіг між публікаціями, які індексуються у наукометричних базах. Отже, аналіз обох баз дає можливість розширити пошуковий простір, забезпечити більш повне охоплення найбільш впливових досліджень, тим паче, що кожна з них має певну специфіку у спрямованості робіт, що індексуються.

Подальша обробка та аналіз бібліографічних даних здійснювалися за допомогою програмного забезпечення VOSviewer. Цей програмний продукт дозволяє будувати мережеві карти зв'язків між ключовими словами, візуалізувати зв'язки між дослідниками з різних країн, а також будувати мережеві карти зв'язків між ключовими словами в хронологічному порядку.

За допомогою програми VOSviewer було побудовано мережеву карту зв'язків між ключовими словами на основі бібліографічних записів з баз даних Scopus та Web of Science. Для проведення більш детального аналізу було встановлено обмеження, згідно з яким термін повинен зустрічатися не менше п'яти разів.

Візуальні результати отриманої бібліометричної карти мережі наведено на *рис. 1.2*.

Як видно на *рис. 1.2*, за допомогою програми VOSviewer ключові слова були згруповані у 8 кластерів. Узагальнена характеристика кластерів ключових словосполучень у наукових дослідженнях за напрямом «ризиків енергетичній безпеці» наведено у *табл. 1.3*.

Як видно з *табл. 1.3*, кожен з кластерів поєднує публікації, за якими є можливість визначити напрямки наукових досліджень.

Найбільший кластер (червоний) містить 95 ключових слів. Найуживаніший термін – «безпека». Згруповані ключові слова в цьому кластері вказують на те, що науковці акцентують увагу на забезпеченні безпеки енергетичної системи у зв'язку з кібербезпекою, розумними мережами, блокчейном, кібератаками тощо.

Другий за величиною кластер (зелений) складається з 66 ключових слів. Найуживаніший термін – «ризик». У кластер увійшли публікації, в яких досліджуються ключові питання ризиків енергетичної системи, пов'язані з її оцінкою, визначенням індикаторів ризику, оцінкою рівня ри-

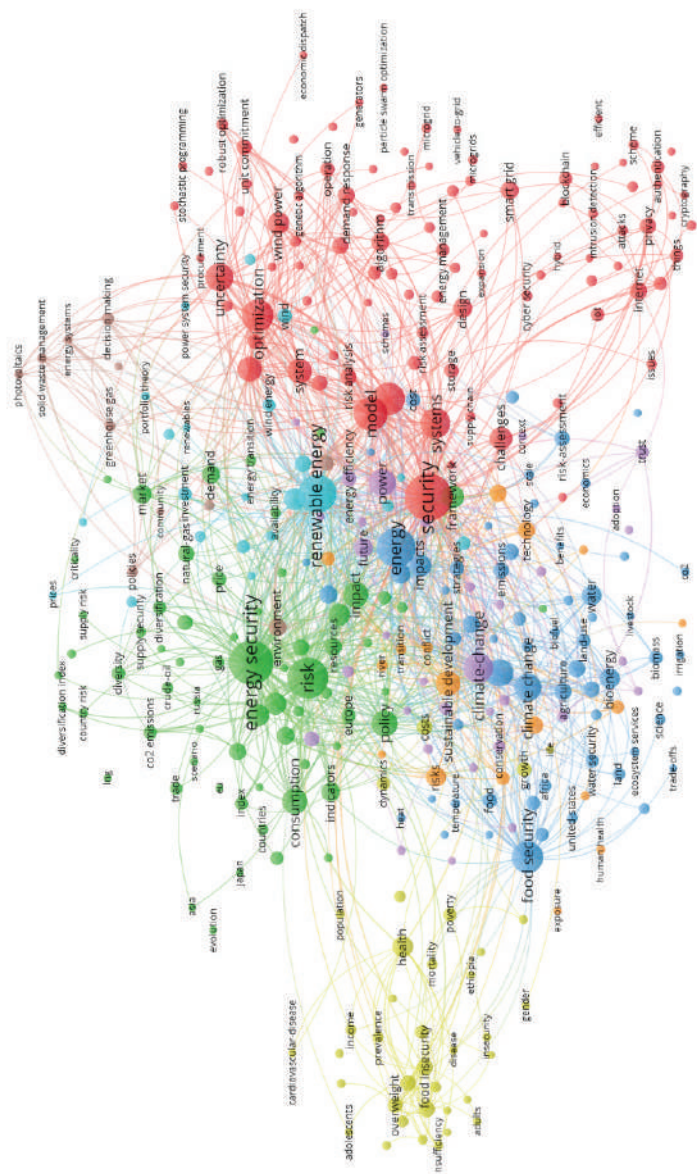


Рис. 1.2. Мережева карта зв'язків між ключовими словами

Джерело: побудовано авторами на основі баз даних Scopus та Web of Science за допомогою програми VOSviewer

Таблиця 1.3

Характеристика кластерів ключових словосполучень у наукових дослідженнях із ризиків енергетичній безпеці

Кластер	Найуживаніший термін	Найуживаніші ключові слова
1 (червоний)	Безпека	Менеджмент, модель, система, оптимізація, генерація, блокчейн, інтернет, виклики, невизначеність, інтеграція, ризик менеджмент
2 (зелений)	Ризик	Енергетична безпека, регулювання, індикатор, споживання, ринок, газ, нафта, паливо, ціна, ризик країни, структура, безпека постачання, диверсифікація, етанол, енергія сонця, вітру
3 (синій)	Енергія	Продовольча безпека, стійкість, кліматичні зміни, вразливість, біоенергетика, біопаливо, вода, циркулярна економіка, екосистема, життєвий цикл
4 (жовтий)	Здоров'я	Людина, голод, маса індексу тіла, дитина, незахищеність
5 (фіолетовий)	Кліматичні зміни	Потужність, енергетична ефективність, бар'єри, майбутнє, ядерна енергетика, вуглець, аварії
6 (блакитний)	Відновлювана енергетика	Електроенергія, технологія, електрична генерація
7 (помаранчевий)	Сталий розвиток	Зв'язок, резильєнтність, ризик, інфраструктура
8 (коричневий)	Навколишнє середовище	«Зелений» дім, відходи, управління відходами, прийняття рішень, симуляція

Джерело: сформовано авторами

зику окремих видів енергії або країни, паливної безпеки, диверсифікацією енергетичного ринку, регулюванням ризиків.

Третій кластер (синій), який об'єднує 60 ключових слів, вказує на дослідження взаємозв'язку енергетики, продовольчої безпеки та кліматичних змін. Найуживаніший термін – «енергія». До цього кластера увійшли публікації, що пов'язані з розвитком біоенергетики.

Четвертий кластер (жовтий) – 37 ключових слів, об'єднав публікації у сфері здоров'я людини, забезпечення енергією з продуктів харчування,

ризик у виникнення голоду. Цей кластер віддалений від центру і пов'язаний з такими ключовими словами, як: енергія, ризик, продовольча безпека.

П'ятий кластер (фіолетовий) включає 33 ключових слова. Кластер вказує на те, що науковці приділяють значну увагу визначенню шляхів протистояння кліматичним змінам, впровадженню інновацій, забезпеченню енергетичної ефективності, а також запобіганню впливу на екологію. Так, у фокусі авторів, публікації яких потрапили до цього кластера, є проблеми з екологією у зв'язку з аваріями на атомних електростанціях в Чорнобилі та Фукусімі.

Ключові слова *шостого кластера* (блакитний) свідчать про те, що науковці приділяли увагу дослідженню відновлюваної енергетики, а також сталій енергетики, «зеленій» енергетики, електричної енергії, енергії вітру, безпеці енергетичної системи.

Сьомий кластер (помаранчевий) – 17 ключових слів. Основними напрямками публікацій цього кластера є сталий розвиток та резильєнтність в енергетиці.

Восьмий кластер поєднав публікації, в яких досліджуються питання впровадження «зелених» технологій у сфері енергетики та управління відходами.

Серед аналізованих ключових слів, пов'язаних з ризиками енергетичної безпеки, найбільш вживаними є поняття: безпека (загальна кількість посилань – 840), енергетична безпека (641 посилання), відновлювана енергетика (564 посилання), ризик (546 посилань), енергія (509 посилань).

Для візуалізації взаємодії між країнами за критерієм співавторства між науковцями за допомогою програмного забезпечення VOSviewer було побудовано мережеву карту (рис. 1.3). Обмежувальним критерієм для однієї країни було обрано мінімальну кількість у 5 публікацій.

Як видно з рис. 1.3, найвищу публікаційну активність у досліджуваній сфері мають науковці з Китаю, США, Великої Британії, Канади, Австралії, Німеччини.

Найбільшу кількість публікацій за напрямом «ризик енергетичної безпеки» мають науковці в базі Scopus з афіліацією: Chinese Academy of

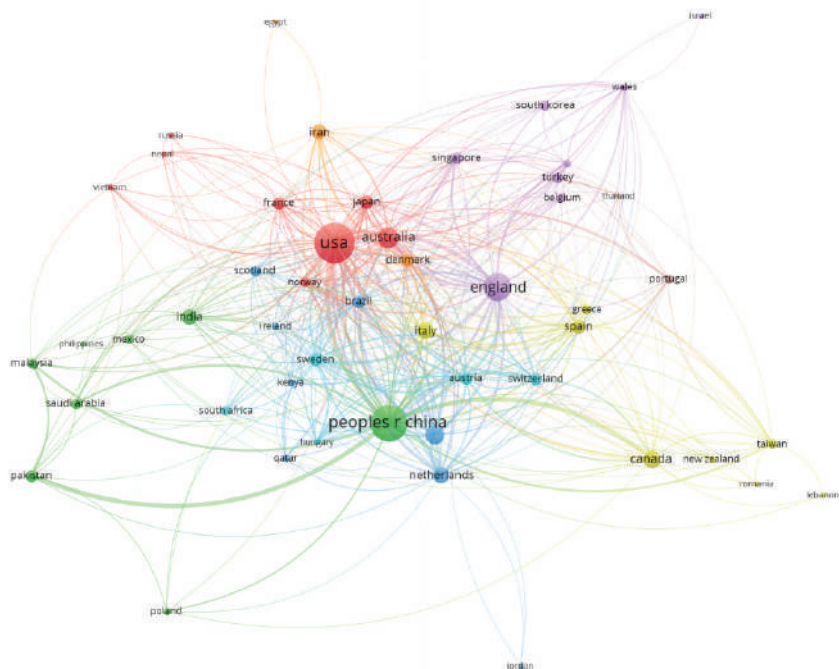


Рис. 1.3. Мережева карта зв'язків між науковцями з різних країн

Джерело: побудовано авторами на основі бази даних Scopus і Web of Science за допомогою програми VOSviewer

Science – 455 публікації, Ministry of Education of the Peoples Republic of China – 277, University of Chinese Academy of Science – 218, а в базі Web of Science: United States Department of Energy DOE – 199 публікацій, Chinese Academy of Science – 169, Indian Institute of Technology System – 126.

Найбільша кількість статей за досліджуваною тематикою опублікована у високореєтингових журналах: Energy Policy, Energies, Renewable And Sustainable, Energy, Sustainability.

На основі баз даних Scopus і Web of Science за допомогою програмного забезпечення VOSviewer було побудовано мережеву карту для візуалізації хронологічного розподілу ключових слів у публікаціях за темою

ризиків енергетичній безпеці (рис. 1.4). Мережева карта показує зв'язки між ключовими словами та класифікує їх за допомогою часової шкали. Залежно від періоду публікації ключові слова мають різний колір – від темно-синього до жовтого (середнє значення для кластера). Це дає змогу вивчати тенденції в публікаційній активності науковців у певний період.

Результати бібліометричного аналізу за хронологічним виміром свідчать, що інтенсивний розвиток наукових досліджень з питань ризиків енергетичній безпеці відбувався у 2014–2020 роках. На початкових етапах дослідження фокусувалися на аналізі ринку, формуванні системи індикаторів енергетичної безпеки, оцінці ризиків. У 2016–2018 рр. набули популярності теми: сталий розвиток, кліматичні зміни, біоенергетика, безпека енергетичної системи, управління ризиками. В останні роки (жовті ключові слова) з'явилися дослідження, які переважно пов'язані з нульовими викидами, блокчейном, кібербезпекою, COVID-19, циркулярною економікою.

Таким чином, проведений аналіз дозволяє визначити, що, згідно з дослідженнями науковців, зниження ризиків енергетичній безпеці вчені бачать у площині забезпечення стабільності енергетичної системи, диверсифікації енергетичного ринку та енергетичної незалежності, розвитку альтернативних джерел енергії тощо. Українські науковці до пріоритетних напрямів у сфері зниження ризиків енергетичній безпеці в країні відносять: розвиток власних енергетичних ресурсів (газ, вугілля) та технологій для їх видобутку та використання (наприклад, створення національного високотехнологічного виробництва моторного біопалива [37]); розвиток відновлюваних джерел енергії, біоенергетики; забезпечення стійкості енергетичної системи (відновлення, розвиток і модернізація енергетичної інфраструктури); підвищення енергоефективності у різних секторах економіки; створення конкурентоспроможного, стабільного та прозорого енергетичного ринку; протидія кіберзагрозам.

На фоні енергетичної кризи, яку спричинило вторгнення росії в Україну, ризики енергетичної безпеки помітно розширилися та трансформувалися. Проблема забезпечення енергетичної та, зокрема, паливної безпеки, як важливої її складової, вийшло на перший план економічної і політичної повістки дня у Європі.

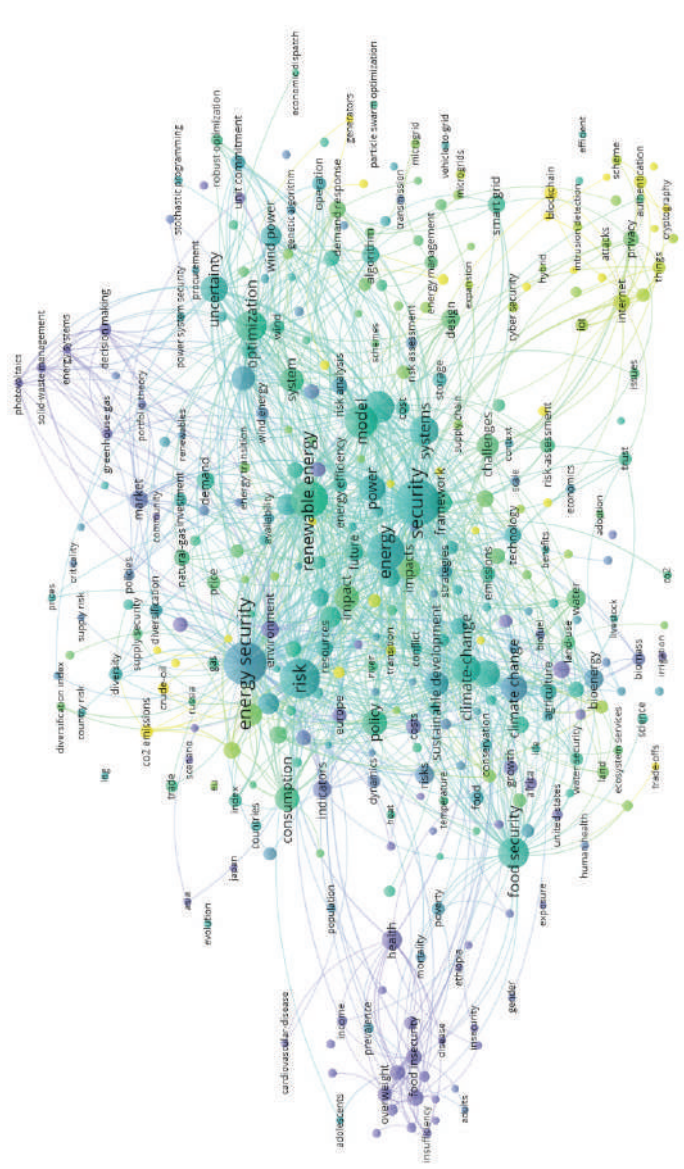


Рис. 1.4. Мережева карта зв'язків між ключовими словами в хронологічному порядку

Джерело: побудовано авторами на основі баз даних Scopus і Web of Science за допомогою програми VOSviewer

Забезпечення енергетичної безпеки є базовою потребою, важливим завданням кожної держави, а розглядати її необхідно як взаємозв'язок таких складових: розвиток паливно-енергетичного комплексу; забезпечення потреб економіки та населення в енергоресурсах з урахуванням екологічних аспектів; захист національних інтересів [38].

Паливно-енергетична безпека – стан захищеності від зовнішніх і внутрішніх загроз національних інтересів у сфері енергетики країни, що забезпечує незалежність національної економіки, її стабільність, стійкість, спроможність до постійного оновлення та саморозвитку. Паливно-енергетична безпека включає такі безпекові компоненти: достатність паливно-енергетичних ресурсів; наявність паливно-енергетичних ресурсів для переробки та кінцевого споживання; прийнятність наявних паливно-енергетичних ресурсів для подальшої переробки; доступність імпорту паливно-енергетичних ресурсів.

Виокремлення як окремого об'єкта дослідження паливної безпеки обумовлено як обмеженням вичерпаних запасів традиційних паливно-енергетичних ресурсів, таких як нафта і газ, так і змінами цін на паливні ресурси, зокрема внаслідок політичних і військових конфліктів та воєн, що спричиняють виникнення паливно-енергетичних криз, необхідністю збільшення інвестування в енерговиробництво та інфраструктуру. Необхідність задоволення попиту на енергетичні ресурси країнами світу актуалізує питання визначення детермінант забезпечення їх паливної безпеки [39].

Детермінанти забезпечення паливної безпеки. Зазначена проблематика внаслідок своєї актуальності вже багато років посідає вагоме місце і в наукових дослідженнях. Загалом в базі даних Web of Science [11] проіндексовано 6854 статті за напрямом «паливна безпека» у 1993–2023 рр., при цьому помітне зростання кількості публікацій за цією тематикою відбулося з 2006 р. У 2023 р. особливу увагу в дослідженнях з паливної безпеки було приділено саме залежності від росії. Зокрема, в праці [40] зазначено, що Організація країн-експортерів нафти (ОПЕК) використовувала нафту як зброю проти західних країн, які підтримували Ізраїль у війні Судного дня 1973 р., тоді як у 2021 р. росія застосувала подібну стратегію, доводячи, що енергія є зброєю для тиску на суверенні держави. Автори

праці [41] дійшли висновку, що європейські країни мають позбутися залежності від російських нафти і газу в довгостроковій перспективі.

Як було обґрунтовано вище, сучасним інструментом аналізу тенденцій та ключових напрямів наукових досліджень, зокрема паливної безпеки, є бібліометричний аналіз.

Визначення ключових напрямів досліджень у сфері паливної безпеки базувалося на вирішенні ряду завдань:

- Визначити світові тенденції публікаційної активності науковців за даним напрямом досліджень.
- Встановити географічний розподіл досліджень у сфері паливної безпеки, найбільш продуктивні установи та дослідників.
- Здійснити кластеризацію наукових досліджень і визначити ключові детермінанти забезпечення паливної безпеки за результатами наявного наукового доробку.

Бібліометричний аналіз проводився на базі інформації наукометричних баз даних Scopus та Web of Science [42; 43]. Для створення пошукового запиту використовувалися терміни та логічні оператори у такому вигляді: «TS = «fuel AND security» у TITLE-ABS-KEY, тип документа Article. Часовий період створення запиту – жовтень 2023 р. У межах проведеного аналізу було розглянуто 6854 статті у журналах, що проіндексовані в Scopus, та 5013 публікацій, проіндексовані у Web of Science. Для оцінки стану досліджень було використано програмне забезпечення VOSviewer (версія 1.6.18), що дозволяє проводити кількісний та якісний аналіз, реалізувати графічне представлення кластеризації публікацій за ключовими словами, авторами, дослідницькими установами тощо [35; 36]. Зазначений інструментарій є найбільш поширеним у подібного роду дослідженнях завдяки своїй відносній простоті, обґрунтованості результатів, їх представлення у вигляді, добре доступному для інтерпретації та аналізу.

Згідно з проведеним дослідженням було виявлено, що кількість публікацій з паливної безпеки, проіндексованих у Scopus і Web of Science у 1993–2023 рр., мала тенденцію до зростання (на *рис. 1.5*). Можна помітити, що кількість публікацій за цим напрямом почала помітно зростати

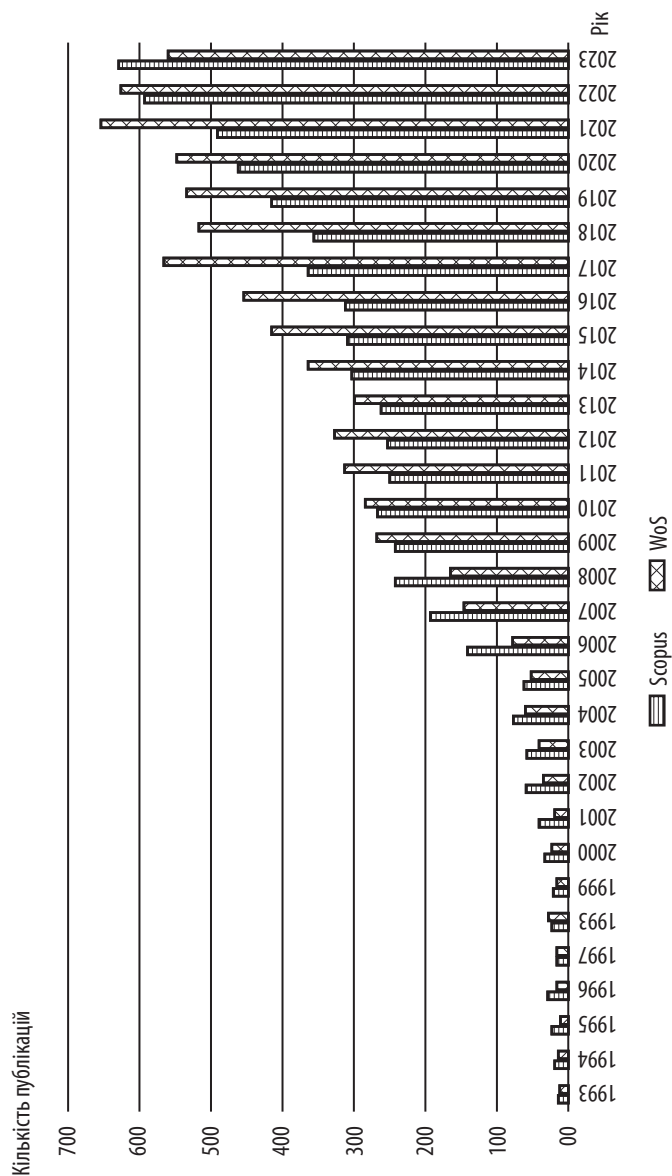


Рис. 1.5. Динаміка проіндексованих у Scopus і Web of Science публікацій з «fuel security» у назвах, анотаціях і ключових словах у 1993–2023 рр.

Джерело: побудовано авторами на основі баз даних Scopus і Web of Science

починаючи з 2006 року, та з високою впевненістю спрогнозувати актуальність цієї сфери досліджень у найближчі десятиріччя.

Згідно з даними наукометричних баз, науковці з понад 150 країн світу зробили свій внесок у розвиток досліджень із паливної безпеки. До ТОП-10 країн світу в цій сфері увійшли США (1372 публікації у Scopus та 1695 публікацій у Web of Science), Китай (969 та 915 публікацій відповідно), Велика Британія (590 та 660 публікацій), Індія (566 та 696 публікацій), Німеччина (314 та 360 публікацій), Австралія (257 та 386 публікацій), Японія (220 та 254 публікації), Італія (203 та 261 публікації), росія (189 та 163 публікації), Канада (183 та 264 публікації). За напрямом паливної безпеки у наукометричних базах проіндексовано також 64 публікації українських науковців у Scopus та 54 у Web of Science.

Програмне забезпечення VOSviewer було використано для візуалізації коопераційних зв'язків між найпродуктивнішими країнами та регіонами. Як показав проведений аналіз, найпродуктивнішими країнами у сфері досліджень паливної безпеки є США та Китай, а тісні коопераційні зв'язки мають такі європейські країни: Велика Британія, Німеччина, Португалія, Ірландія, Бельгія (рис. 1.6).

До ТОП-5 найпродуктивніших установ за загальною кількістю статей, проіндексованих у Scopus у сфері паливної безпеки, увійшли: Tsinghua University, Китай (95 публікацій), Chinese Academy of Science, Китай (81 публікація), Ministry of Education of the People's Republic of China, Китай (52 публікації), Oak Ridge National Laboratory, США (52 публікації), Xi'an Jiaotong University, Китай (46 публікацій).

До ТОП-5 найпродуктивніших установ за загальною кількістю статей, проіндексованих у Web of Science у сфері паливної безпеки, увійшли: United States Department of Energy, США (217 публікацій), University of California System США (127 публікацій), Indian Institute of technology System, Індія (116 публікацій), Chinese Academy of Sciences, Китай (99 публікацій), National Institute of Technology, Індія (83 публікації).

Таким чином, за кількістю публікацій з досліджуваної проблематики у базі Scopus лідирують наукові установи з Китаю, а у базі Web of Science – з США та Індії.



Рис. 1.6. Мережева карта зв'язків між науковцями різних країн у сфері досліджень паливної безпеки

Джерело: побудовано на основі баз даних Scopus і Web of Science за допомогою програмного забезпечення VOSviewer

Галузева структура публікаційної активності з паливної безпеки є досить диверсифікованою (рис. 1.7).

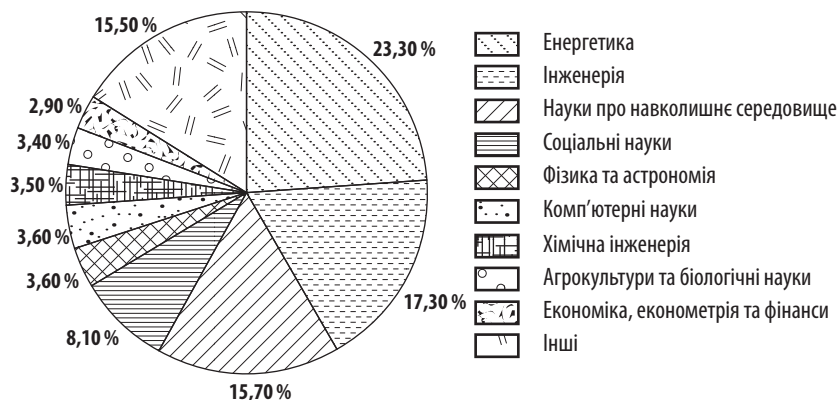


Рис. 1.7. Структура публікацій з паливної безпеки, проіндексованих у Scopus, за категоріями

Джерело: побудовано на основі бази даних Scopus

Як видно з рис. 1.7, термін «паливна безпека» найчастіше згадується в базі даних Scopus у категоріях: «енергетика» (23,3 %), «інженерія» (17,3 %), «науки про навколишнє середовище» (15,7 %), «соціальні науки» (8,1 %), «фізика та астрономія» (3,6 %).

Структура публікацій з паливної безпеки, проіндексованих у Web of Science, більш деталізована, але суттєво не відрізняється від Scopus: паливна енергетика (33,7 %), науки про навколишнє середовище (16,2 %), «зелені» стійкі наукові технології (10,5 %), економіка (7,7 %), хімічна інженерія (5,8 %), екологічна інженерія (4,5 %), інженерна механіка (3,3 %), біотехнологія (3,3 %), комп'ютерні науки та інформаційні системи (3,0 %), інші (12,0 %).

У табл. 1.4 наведено 5 найактивніших журналів, що публікують статті у сфері паливної безпеки.

ТОП-10 найбільш цитованих публікацій з паливної безпеки було проаналізовано за загальною кількістю цитувань та установами походження (табл. 1.5).

Таблиця 1.4

ТОП-5 журналів за публікацією досліджень із паливної безпеки

Журнал	Кількість публікацій		Impact Factor	CiteScore 2022	Країна реєстрації
	Scopus	WoS			
Energy Policy	297	287	9	15.2	Elsevier Ltd. United Kingdom
Energy	166	146	9	14.9	Elsevier Ltd. United Kingdom
Energies	154	179	3.2	5.5	Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI), Switzerland
Applied Energy	113	124	11.2	21.1	Elsevier Ltd. United Kingdom
International Journal of Hydrogen Energy	98	105	7.2	12.1	Elsevier Ltd. United Kingdom

Джерело: складено авторами за даними наукометричних баз Scopus в Web of Science

Таблиця 1.5

ТОП-10 найбільш цитованих публікацій з паливної безпеки

Автор	Країна	Рік публікації	Журнал	Кількість цитувань	
				Scopus	WoS
1	2	3	4	5	6
Turner J. A. [44]	United States	2004	Science	4617	4551
Dai L., Xue Y., Qu L., Choi H.-J., Baek J.-B. [45]	United States	2015	Chemical Reviews	1957	1891
Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. [46]	Egypt	2014	Renewable and Sustainable Energy Reviews	1833	1525
Abe J. O., Popoola A. P. I., Ajenifuja E., Popoola O. M. [47]	South Africa	2019	International Journal of Hydrogen Energy	1474	1331
Demirbas A. [48]	Saudi Arabia	2007	Progress in Energy and Combustion Science	1382	1174

Закінчення табл. 1.5

1	2	3	4	5	6
Jacobson M. Z. [49]	United States	2009	Energy and Environmental Science	1305	4
Dunn S. [50]	United States	2002	International Journal of Hydrogen Energy	1184	1070
Haile S. M. [51]	United States	2003	Acta Materialia	1063	-
Semelsberger T. A., Borup R. L., Greene H. L. [52]	United States	2006	Journal of Power Sources	1002	-
Demirbas A. [53]	Saudi Arabia	2008	Energy Conversion and Management	909	765

Джерело: побудовано на основі баз даних Scopus та Web of Science

Як видно з табл. 1.5, найбільш цитовані публікації за напрямом паливної безпеки присвячені: визначенню шляхів створення стійкої енергетичної системи, використанню відновлюваних джерел енергії, технологіям виробництва біопалива, розбудові водневої економіки, використанню альтернативних видів палива, не заснованих на нафтопродуктах (метану, метанолу, етанолу, палива, синтезованого за процесом Фішера-Тропша та ін.) для підвищення ефективності використання енергії.

У табл. 1.6 наведено найбільш релевантних авторів статей, присвячених паливній безпеці, із зазначенням їхньої інституційної приналежності, країн і загального H-індексу.

Як видно з табл. 1.6, відповідно до інституційної приналежності та країни, проблемі паливної безпеки присвячено найбільше робіт індійських науковців, а найбільш продуктивними та впливовими в цій сфері є науковці з Данії, Малайзії та Індії.

На рис. 1.8 подано карту взаємного цитування у публікаціях за напрямом «паливна безпека», на якій кольором виділено групи авторів.

Як видно з рис. 1.8, карта містить 6 кластерів публікацій, які об'єднані за напрямом взаємного цитування.

Таблиця 1.6

ТОП-10 авторів статей з паливної безпеки

№	Автор	Кількість статей		Початок / дослідницька активність	Афіліація	Країна	H-Index
		Scopus	WoS				
1	Sovacool B. K.	21	222	2006 / активний	University of Sussex	Denmark	89
2	Banapurmath N. R.	18	58	2008 / активний	KLE Technological University	India	33
3	Yaliwal V. S.	16	47	2009 / активний	SDM College of Engineering and Technology	India	19
4	Tewari P. G.	12	9	2001 / активний	KLE Technological University	India	17
5	Limmeechokchai B.	11	76	1994 / активний	Thammasat University	Thailand	22
6	Masjuki H. H.	11	213	1993 / активний	International Islamic University Malaysia	Malaysia	107
7	Agarwal A. K.	10	108	2001 / активний	Indian Institute of Technology Kanpur	India	56
8	Gheewala S. H.	10	61	1996 / активний	Ministry of Higher Education, Science, Research and Innovation	Thailand	53
9	Boretti A.	9	147	1987 / активний	Prince Mohammad Bin Fahd University	Saudi Arabia	36
10	Fujii Y.	9	48	1991 / активний	The University of Tokyo	Japan	16

Джерело: побудовано на основі баз даних Scopus і Web of Science

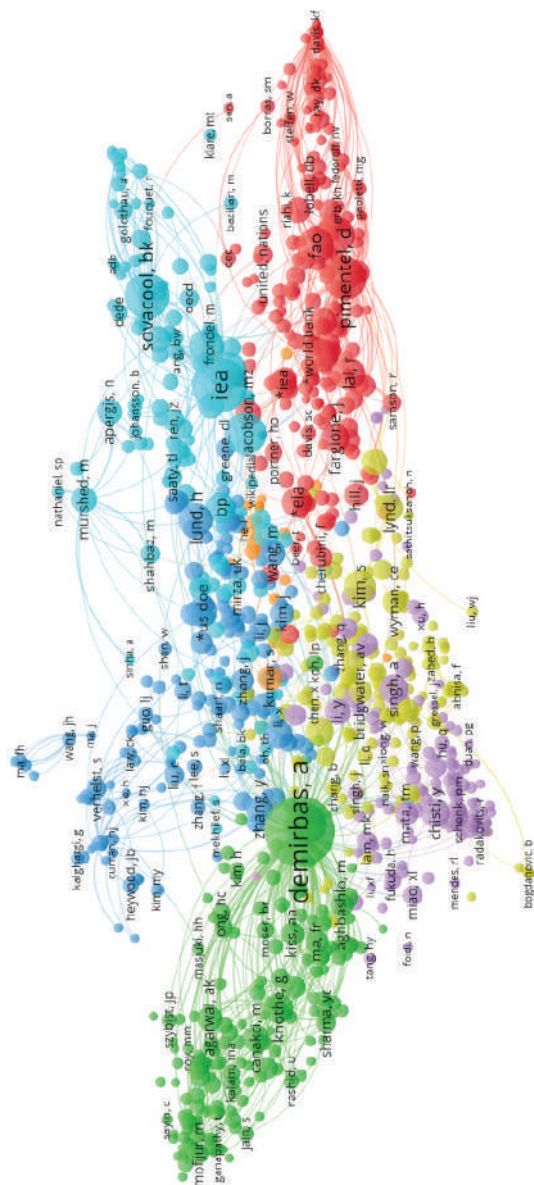


Рис. 1.8. Карта взаємного цитування

Джерело: побудовано на основі баз даних Scopus і Web of Science із використанням VOSviewer

В *перший кластер* (зелений) увійшли публікації, в центрі уваги яких є біопаливо (найбільшу кількість цитувань мають публікації Demirbas A. [53; 56]); *другий кластер* (червоний) – ефективність використання викопного палива, земельних і водних ресурсів (Pimantel D. [57]); *третій кластер* (блакитний) – енергетична безпека (Sovocool B. K. [58]); *четвертий кластер* (синій) – сталий розвиток, моделювання енергетичної системи (Lund H. [59]); *п'ятий кластер* (жовтий) – споживання енергії, викиди CO₂, глобальні зміни клімату, екологія (Kim S. [60]) та *шостий кластер* (фіолетовий) – альтернативні види палива (Chisti Y. [61]). Дещо віддалено від виділених кластерів знаходяться публікації, що присвячені водню, як майбутньому екологічно чистому паливу (Ali M. [62], Raza A. та ін. [63]).

За допомогою програмного забезпечення VOSviewer було побудовано мережеву карту зв'язків між ключовими словами на основі бібліографічних записів з баз даних Scopus та Web of Science. Для проведення більш детального аналізу було встановлено обмеження, згідно з яким термін повинен зустрічатися не менше п'яти разів. Візуальні результати отриманої бібліометричної карти мережі наведено на *рис. 1.9*.

Як видно з *рис. 1.9*, на мапі бібліометричної мережі залежно від частоти вживання термінів їх кола відрізняються за розміром та інтенсивністю зв'язку. Колір кола вказує на приналежність ключового слова до певного кластера. Найбільший діаметр кола показує, що цей термін частіше зустрічається у наукових публікаціях. Так, серед аналізованих ключових слів найбільш вживаними є поняття: поновлювана енергетика (648 разів), енергія (604 рази), біопаливо (530 разів), біодизель (505 разів), біомаса (497 разів). Важлива також відстань між ключовими словами: чим вона менша, тим сильніший зв'язок між ними [54; 55].

За допомогою програмного забезпечення VOSviewer ключові слова були згруповані в 5 кластерів. Узагальнену характеристику кластерів ключових словосполучень у наукових дослідженнях з паливної безпеки наведено у *табл. 1.7*.

Як видно з *табл. 1.7*, кожен із кластерів символізує напрямок наукових досліджень у сфері паливної безпеки.

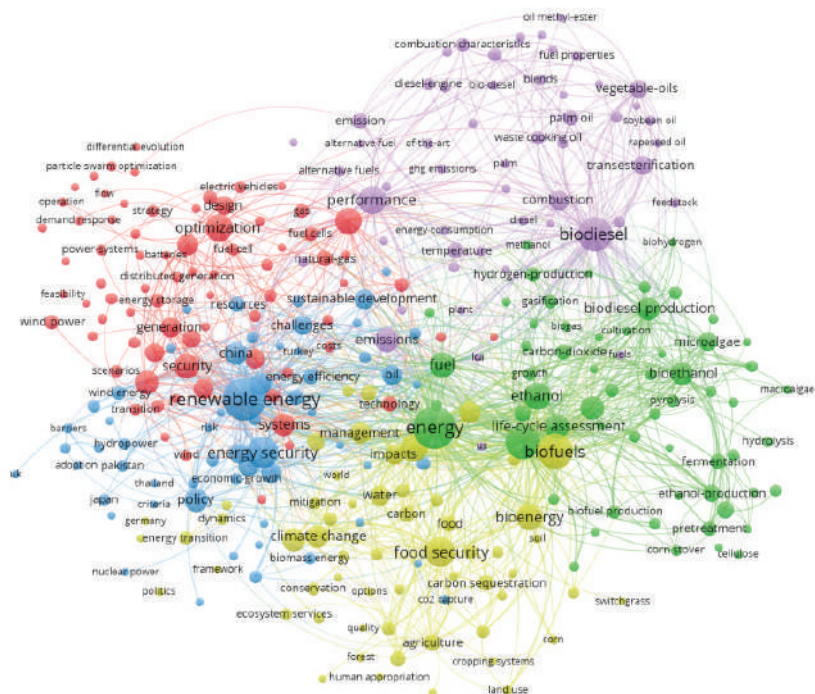


Рис. 1.9. Мережева карта зв'язків між ключовими словами

Джерело: побудовано авторами на основі бази даних Scopus і Web of Science за допомогою програми VOSviewer

Найбільший кластер (червоний) містить 76 ключових слів, з найуживанішими термінами – енергетична безпека, оптимізація. Згруповані ключові слова в цьому кластері вказують на те, що науковці розглядають ключовими в забезпеченні паливної безпеки: формування оптимальної енергетичної системи, зниження ризиків, аналіз ринків нафти та газу, моделювання енергетичної системи, розвиток інфраструктури.

Другий за величиною кластер (зелений) складається з 60 ключових слів і вказує на тісний зв'язок між паливною безпекою і розвитком біоенергетики (біомаса, біопаливо, біогаз, біоетанол).

Таблиця 1.7

Характеристика кластерів ключових словосполучень
у наукових дослідженнях із паливної безпеки

Кластер	Найуживаніший термін	Кількість ключових слів	Найуживаніші ключові слова
1 (червоний)	Оптимізація	76	Безпека, стратегія, еволюція, генерація, паливні елементи, водень, енергетичні сховища, газ, енергетична система, енергетика, транзит
2 (зелений)	Енергія	60	Паливо, біоекономіка, біомаса, біопаливо, біоетанол, метанол, життєвий цикл продукту, метан
3 (синій)	Поновлювана енергетика	59	Енергетична безпека, регулювання, сталий розвиток, індустрія, технологія, ресурс, «зелена» енергетика, викиди CO ₂
4 (жовтий)	Стійкість	58	Продовольча безпека, менеджмент, майбутнє, зміна клімату, «зелений» будинок, глобальне потепління, вода, вуглець, нафта
5 (фіолетовий)	Продуктивність	30	Видобуток, транспорт, горіння, біодизель, рослинна олія (рапсова, пальмова, соєва), газолін, властивості палива, вартість

Джерело: сформовано авторами

Третій кластер (синій), який об'єднує 59 ключових слів, спрямований на дослідження взаємозв'язку паливної безпеки з відновлюваними джерелами енергії, ефективністю використання ресурсів, енергетичною ефективністю та викидами CO₂.

Четвертий кластер (жовтий) об'єднує 58 ключових слів, що пов'язані із забезпеченням сталого розвитку, глобальними змінами клімату, а також менеджментом і формуванням енергетичної стратегії та політики.

П'ятий кластер (фіолетовий) містить 30 ключових слів. Кластер вказує на те, що науковці приділяють значну увагу розвитку технологій та технологічних процесів. Акцентовано увагу на властивостях видів палива та їх собівартості.

Джерело: побудовано авторами на основі баз даних Scopus та Web of Science за допомогою програми VOSviewer

Результати бібліометричного аналізу за хронологічним виміром свідчать, що найбільш інтенсивний розвиток наукових досліджень з питань паливної безпеки відбувався у 2012–2018 роках. На початкових етапах більшість публікацій була спрямована на ефективність використання різних видів палива (газ, нафта, паливні елементи). В останні роки (жовті ключові слова) з'явилися дослідження, які переважно пов'язані зі споживанням енергії, енергетичним переходом, альтернативними видами палива.

Таким чином, проведене дослідження дозволило виявити такі основні тенденції та детермінанти забезпечення паливної безпеки:

- Кількість публікацій, що індексуються в наукометричних базах Scopus і Web of Science, назви, анотації та ключові слова яких містять термін «паливна безпека», стрімко зростає починаючи з початку 2000-х років. Основними причинами зростання інтересу до цього напрямку є: енергетичні й інші кризи, кліматичні зміни, зростання попиту на енергоносії та інші.

- Лідерами за кількістю публікацій у сфері паливної безпеки є США, Китай, Велика Британія. Найпродуктивнішими установами за загальною кількістю статей, проіндексованих у наукометричних базах у сфері паливної безпеки, визнано установи Китаю, США та Індії.

- Найбільш цитовані публікації за напрямом паливної безпеки присвячені: визначенню шляхів створення стійкої енергетичної системи, використанню відновлюваних джерел енергії, технологіям виробництва біопалива, розбудові водневої економіки, використанню альтернативних видів палива, не заснованих на нафтопродуктах (метану, метанолу, етанолу, палива, синтезованого за процесом Фішера-Тропша, паливних елементів та ін.) для підвищення ефективності використання енергії.

- Наявні у світі дослідження за напрямом «паливна безпека» було згруповано у 5 кластерів з найуживанішими термінами: оптимізація, енергія, поновлювані джерела енергії, стійкість, продуктивність. *Перший кластер* сфокусований на забезпеченні енергетичної безпеки, формуванні оптимальної енергетичної системи, зниженні ризиків, аналізі ринків нафти та газу, моделюванні енергетичної системи, розвитку інфраструктури; *другий* – на розвитку біоенергетики (біомаса, біопаливо, біогаз, біоетанол); *третій* – на ефективності використання ресурсів, підвищенні

енергетичної ефективності; *четвертий* – на забезпеченні сталого розвитку, формуванні енергетичної стратегії та політики; *п'ятий* – на розвитку технологій та технологічних процесів, визначенні собівартості окремих видів палива.

➤ Результати бібліометричного аналізу за хронологічним виміром свідчать, що найбільш інтенсивний розвиток наукових досліджень з питань паливної безпеки відбувався у 2012–2018 роках. На початкових етапах більшість публікацій була спрямована на ефективність використання різних видів палива (газ, нафта, паливні елементи). В останні роки з'явилися дослідження, які переважно пов'язані зі споживанням енергії, енергетичним переходом, альтернативними видами палива. На фоні енергетичної кризи, яку спричинило вторгнення росії в Україну, забезпечення енергетичної та, зокрема, паливної безпеки як важливої її складової вишло на перший план економічної і політичної повістки у Європі. Різні енергетичні потреби обумовили різні сфери оцінки паливної безпеки, яка розглядається, зокрема, за сферою виробництва та використання моторного палива: від видобутку сирих вуглеводнів до споживання готового моторного палива.

1.2. Аналіз тенденцій змін у паливній залежності ЄС

Сфера виробництва та використання моторного палива є ключовою для економічного зростання країн та їхнього соціального добробуту, але в ЄС ця сфера побудована на імпортованих викопних вуглеводнях. Історично проблема паливної залежності ЄС бере свій початок із 1970-х рр., коли світова нафтова криза змусила її шукати незалежності від монополії ОПЕК [40; 64]. Протягом кількох десятиліть вважалося, що перехід до ринкової економіки та демократичних цінностей можуть послабити паливну залежність ЄС від експортоорієнтованих країн [65]. Однак нестабільність світового ринку нафти (схильність до геополітичних ризиків концентрації, політичних ризиків у країнах-постачальниках нафти, періодична поява «чорних лебедів» [66]) призводила до коливань ліквідності нафтового ринку та різкої волатильності цін, що змушувало нафтопереробку та ринок палива ЄС перманентно пристосовуватися до

зовнішніх обставин. Питання паливної взаємозалежності між країнами – членами ЄС та країнами-експортерами нафти загострювалося асиметрично для ЄС [67; 68], викликаючи постійне занепокоєння та призводячи до розмивання енергетичних відносин у конкурентному та геополітичному плані [69]. Паливна залежність ЄС стала загрозою для її економічного розвитку та дипломатичної свободи [70]. Диверсифікація джерел постачання нафти для підвищення стійкості були основним напрямком подолання паливної залежності [71]. І лише після кризи Covid-19 було усвідомлено здатність мобілізувати різні енергоресурси та налагодити ефективну координацію для подолання залежності від імпортованого палива [72]. Сьогодні стверджується, що країни-імпортери нафти мають зосередитися на інноваціях у просуванні нових форм мобільності [73], зокрема, через створення моторного палива ненафтового походження [74].

Дослідження тенденцій паливної залежності ЄС має виявити ті фактори, які є загрозами та які можуть стати запорукою незалежності від країн-експортерів сирих вуглеводнів.

Оцінка паливної залежності базується на паливному циклі: від імпорту сирих вуглеводнів до імпорту моторних палив з урахуванням ефективності нафтопереробки, – та може бути розрахована за формулами (1.1–1.3), що дозволяє визначити її тенденції у відносному, фізичному та грошовому вираженні. У натуральному вираженні (1.1) паливна залежність показує, скільки сирих вуглеводнів необхідно видобувати за межами країни, щоб задовольнити внутрішні потреби в моторному паливі, а в грошовому (1.2) вказує на відтік грошових коштів на фінансування видобутку сирих вуглеводнів за межами країни, у відносному вираженні (1.3) вона співвідноситься із внутрішніми потребами в моторному паливі.

$$FD(t) = NI_{CHs} + NI_{MFs} / REff, \quad (1.1)$$

$$FD(\$) = FD(t) \times P_{CO}^{API}, \quad (1.2)$$

$$FD(\%) = \frac{REff \times NI_{CHs} + NI_{MFs}}{GIC_{MFs}} \times 100\%, \quad (1.3)$$

де $FD(t)$, $FD(\$)$, $FD(\%)$ – паливна залежність у фізичному (тоннах), грошовому (дол. США) та відносному (%) вираженні;

NI_{CH^s} NI_{MF^s} – чистий імпорт сирих вуглеводнів та моторних палив, тонн;

$REff$ – ефективність нафтопереробки, яка визначається через співвідношення між виробництвом моторних палив (RO_{MF^s} , тонн) та споживанням сирих вуглеводнів (RI_{CH^s} , тонн);

GIC_{MF^s} – валове внутрішнє споживання моторних палив, тонн;

p_{CO}^{API} – ціна сирової нафти, перерахована на 1 тону нафти, виходячи з її густини у API, дол. США.

Для визначення тенденцій паливної залежності ЄС необхідно виявити кількісні, якісні та структурні фактори впливу, які обумовлюють зміну імпорту сирих вуглеводнів. Це можливо на основі декомпозиційного аналізу за методом LMDI-I (Logarithmic-mean divisia index), запропонованим В. W. Ang та ін. [75; 76; 77], згідно з формулою (1.4):

$$Impact(t) = \frac{EF_{i,t} - EF_{i,t-1}}{(\ln EF_{i,t} - \ln EF_{i,t-1})} \times \ln \frac{IF_{i,t}}{IF_{i,t-1}}, \quad (1.4)$$

де $Impact(t)$ – вплив екстенсивних, структурних та інтенсивних факторів у фізичному вираженні;

$EF_{i,t}$ та $EF_{i,t-1}$ – енергетичні потоки з окремих джерел у поточному та попередньому роках, тонн;

$IF_{i,t}$ та $IF_{i,t-1}$ – фактори впливу у поточному та попередньому роках.

Визначення факторів впливу на імпорт сирих вуглеводнів потребує розробки ієрархії рівнянь декомпозиції (1.5–1.9):

$$NI_{CH} = \sum_{j=1}^N RI_{CH} \times \frac{RI_{CHj}}{RI_{CH}} \times \frac{NI_{CHj}}{RI_{CHi}}, \quad (1.5)$$

$$NI_{CH} = \sum_{j=1}^N RO_{MF} \times \frac{RI_{CH}}{RO_{MF}} \times \frac{RI_{CHj}}{RI_{CH}} \times \frac{NI_{CHj}}{RI_{CHi}}, \quad (1.6)$$

$$NI_{CH} = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N GIC_{MF} \times \frac{GIC_{MFi}}{GIC_{MF}} \times \frac{RO_{MFi}}{GIC_{MFi}} \div \frac{RO_{MFi}}{RO_{MF}} \times \frac{RI_{CH}}{RO_{MF}} \times \frac{RI_{CHj}}{RI_{CH}} \times \frac{NI_{CHj}}{RI_{CHi}}, \quad (1.7)$$

$$NI_{CH} = \sum_{k=1}^L \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N TR_k \times \frac{GIC_{MFk}}{TR_k} \times \frac{GIC_{MFi}}{GIC_{MFk}} \times \frac{RO_{MFi}}{GIC_{MFi}} \div \frac{RO_{MFi}}{RO_{MF}} \times \frac{RI_{CH}}{RO_{MF}} \times \frac{RI_{CHj}}{RI_{CH}} \times \frac{NI_{CHj}}{RI_{CHi}}, \quad (1.8)$$

$$NI_{CHs} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{p=1}^Q GIC_{MFs} \times \frac{GIC_{MFsi}}{GIC_{MFs}} \times \frac{RO_{MFsi}}{GIC_{MFsi}} \div \frac{RO_{MFsi}}{RO_{MFs}} \div \frac{RO_{MFs}}{RI_{CHs}} \times \frac{RI_{CHsj}}{RI_{CHs}} \times \frac{NI_{CHsj}}{RI_{CHsi}} \times \frac{NI_{CHsj,p}}{NI_{CHsi}}, \quad (1.9)$$

де TR_k – трафік за видами транспорту;

$i \in [1; N]$ – сукупність сирих вуглеводнів;

$j \in [1; M]$ – сукупність моторних палив;

$k \in [1; L]$ – сукупність видів транспорту;

$p \in [1; Q]$ – сукупність країн-партнерів в імпорті сирих вуглеводнів.

Інші аббревіатури наведені вище.

Надалі представимо результати дослідження паливної залежності ЄС у 2013–2022 рр. Базою цього дослідження були дані Євростату, зокрема, 2013–2019 рр. визначено як допандемійний період, 2020 р. – як пандемійний, та 2021–2022 – як постпандемійний. Оцінку паливної залежності було здійснено за набором даних про постачання та трансформацію нафти та нафтопродуктів [78]. Тоді як декомпозиційний аналіз факторів впливів потребував також даних щодо транспортного сектора: для дорожнього транспорту використано дані щодо транспортних засобів за джерелом енергії, зокрема, для дорожнього транспорту використано дані щодо кількості пасажирських автомобілів [79], вантажівок за вагою [80], автобусів і тролейбусів [81], мопедів та мотоциклів [82]; для авіації використано дані щодо кількості перельотів [83], для навігації – перевезення вантажів у тонно-кілометрах [84], та для залізниці – трафік поїздів за джерелами моторної енергії в поїздо-кілометрах [85].

На рис. 1.11 наведено оцінку паливної залежності ЄС у 2013–2022 рр., яка засвідчує, що виробництво палива в ЄС базується на імпортованих сирих вуглеводнях.

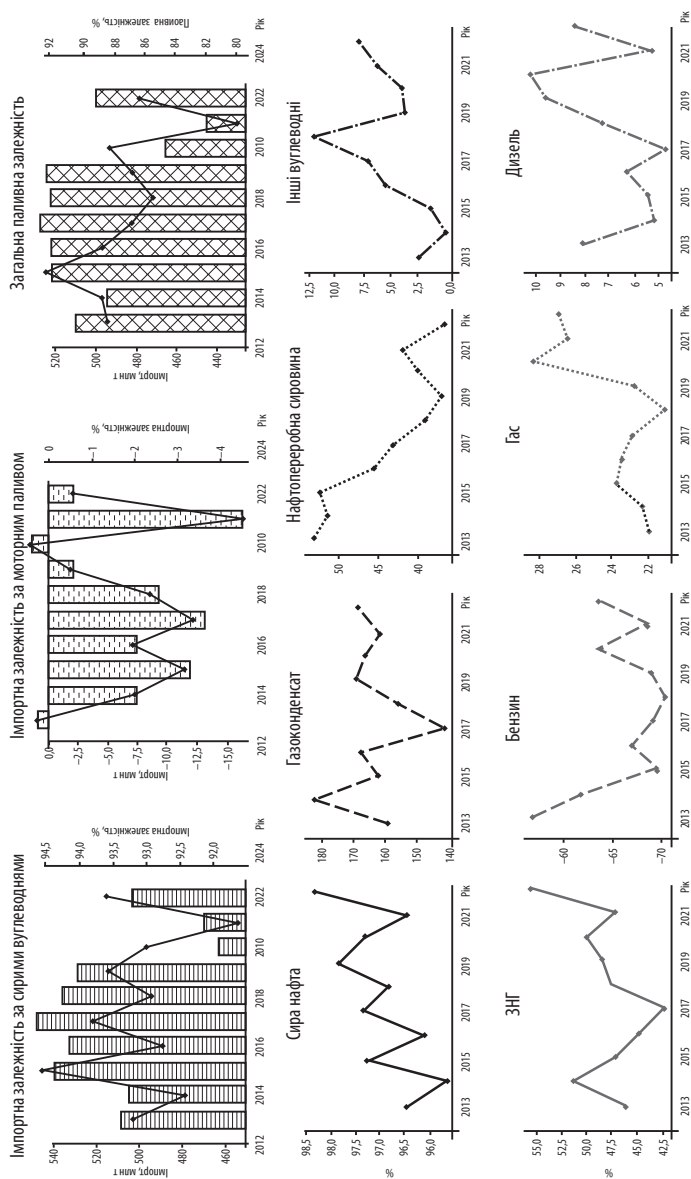


Рис. 1.11. Оцінка паливної залежності ЄС у 2013–2022 рр.

Джерело: розроблено авторами за даними [78–85]

У 2013–2022 рр. імпорт сирих вуглеводнів до ЄС коливався від 464 до 549 млн т, що коштувало від \$127 до \$375 млрд на рік залежно від цін на сиру нафту на світовому ринку. Загалом за цей період ЄС витратив \$2,38 трлн на імпорт сирих вуглеводнів. Імпортна залежність від сирих вуглеводнів коливалася в межах від 91,7 % до 94,6 %. Найвище її значення було зафіксовано у 2015 р. через різке падіння цін на сиру нафту (із \$99 за барель у 2014 р. до \$52 за барель у 2015 р.), а найнижче – у постпандемному 2021 р., коли ЄС мав значні запаси сирої нафти після скорочення обсягів нафтопереробки у ковідному 2020 р. За видами сирих вуглеводнів динаміка імпоротної залежності була такою: (i) за сировою нафтою мала мінливу тенденцію до зростання, від 95,7 % у 2014 р. до 98,4 % у 2022 р.; (ii) за газоконденсатом завжди перевищувала 100 %, оскільки мала застосунок не тільки в нафтопереробці, але і в нафтохімії; (iii) за нафтопереробною сировиною мала постійну тенденцію до скорочення, із 53,2 % у 2013 р. до 36,7 %, оскільки ЄС поглиблював власну нафтопереробку; (iv) за іншими вуглеводнями мала стохастичну тенденцію до зростання, із 2,4 % у 2013 р. до 12,0 % у 2018 р. і до 7,8 %, у 2022 р., оскільки ЄС намагався їх адаптувати до виробництва моторного палива.

Імпортна залежність ЄС від моторних палив була переважно від'ємною величиною, знизившись із -21,5 % у 2013 р. до -51,4 % у 2022 р., що свідчить про надлишок нафтопереробних потужностей та посилення експортної орієнтації. Лише у 2020 р вона мала позитивне значення через скорочення обсягів нафтопереробки. Такі значення були забезпечені через експортну орієнтацію тільки за одним видом палива, бензином, імпортна залежність за яким була у діапазоні від -70,3 % (2017 р.) до -56,4 % (2022 р.). За рештою видів палива спостерігалися позитивні значення імпоротної залежності, а отже, їх внутрішнє виробництво не покривало їх потреби в ЄС, зокрема: (i) за ЗНГ (зріджені нафтові гази) мала найвищі значення у діапазоні від 42,1 % (2017 р.) до 55,6 % (2022 р.); (ii) за керосином зросла із 21,9 % (2013 р.) до 26,9 % (2022 р.), за виключенням пандемії, коли її значення перевищило 28,4 %; (iii) за дизельним паливом мала мінливу тенденцію до скорочення із 8,1 % до 4,8 % у 2013–2017 рр., однак далі мав місце зворотний тренд до зростання, до 8,4 % у 2022 р. Слід зазначити, що у 2021–2022 рр. в умовах відновлення після пандемії Covid-19 та

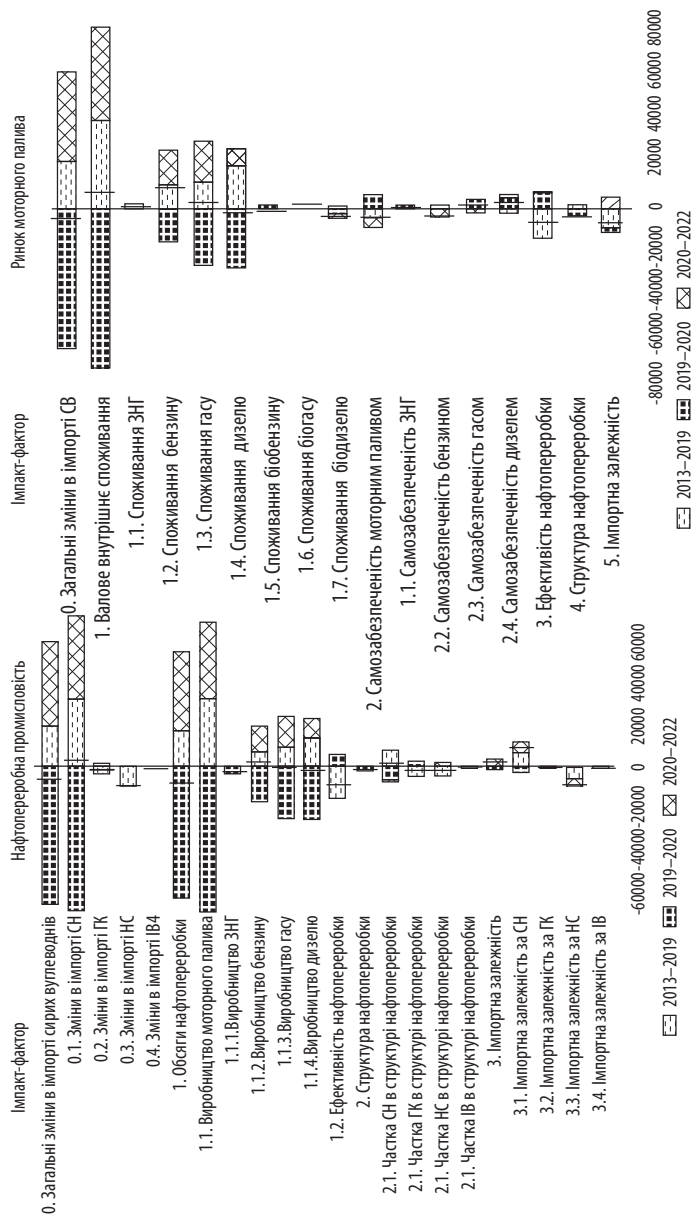
під пресом геополітичної турбулентності імпортна залежність зросла за всіма видами палива.

Загальний рівень паливної залежності мав тенденцію до зниження, із 92,6 % у 2015 р. до 86,4% у 2022 р., виняткові рівні у 2020 та 2021 рр. були пов'язані з впливом пандемії Covid-19. Як наслідок, ЄС, імпортуючи сирі вуглеводні, не покривав власні потреби за середніми дистилятами (гасом і дизельним паливом), але намагався отримати економічні вигоди від експорту легких дистилятів. Сумарно паливна залежність коштувала ЄС \$2,58 трлн протягом 2013–2022 рр. Протягом 2015–2018 рр. паливна залежність мала тенденцію до зниження, із 88,6 % до 86,5 %, тоді як у 2018–2022 рр. збільшилася до рівня 2013 р. Постпандемійне відновлення обумовлює новий виклик зростання паливної залежності ЄС.

Розробленні рівняння декомпозиційного аналізу дозволяють дослідити вплив кількісних, якісних і структурних факторів на зміни в імпорті сирих вуглеводнів, виокремивши вплив різних форм мобільності. Оцінені види впливів наведено в ієрархічній послідовності, де 0 відповідає загальним змінам, а, наприклад, 3.1.3 відображає найнижчий рівень декомпозиції 1 підгрупи у 3 групі імпаکت-факторів.

Імпорт сирих вуглеводнів до ЄС склав 504 млн т у 2022 р., скоротившись на 5 млн т порівняно із 2013 р., у тому числі в допандемійний період зріс на 20 млн т, у період пандемії скоротився на 65 млн т, а у постпандемійний відновився на 40 млн т. Основною причиною скорочення імпорту сирих вуглеводнів було не скорочення імпорту сирої нафти, імпорт якої зріс на 4 млн т, а скорочення імпорту нафтопереробної сировини на 8,2 млн т, ще 0,4 млн т припало на скорочення імпорту газоконденсату. Тоді як імпорт інших вуглеводнів склав лише 84 тис. т у 2022 р., що у 3 рази більше проти 2013 р. Декомпозицію імпорту сирих вуглеводнів за чинниками впливу наведено на *рис. 1.12*, зокрема, зліва висвітлено внутрішні впливи, які відзначалися всередині нафтопереробки, тоді як справа – зовнішні сигнали, які надходили від ринку моторного палива.

Зі зміною в обсягах нафтопереробки сирих вуглеводнів пов'язано скорочення їх імпорту на 7,4 млн т, у тому числі через збільшення ефективності нафтопереробки вдалося зекономити 8,1 млн т (15 млн т в допандемійний період, тоді як надалі мав місце зворотний вплив). В допандемійний



Умовні позначення: СН – сира нафта; ГК – газоконденсат; НС – нафтопереробна сировина; ІВ – інші вуглеводні; СВ – сирі вуглеводні разом; ЗНГ – зріджені нафтові гази

Рис. 1.12. Декомпозиція факторів впливу на імпорту сирих вуглеводнів до ЄС у 2013–2022 рр.

Джерело: розроблено авторами

період 45 % додаткового імпорту сирих вуглеводнів було асоційовано із виробництвом дизельного палива, тоді як в постпандемійний 43 % – із виробництвом гасу. Структурні зрушення у бік сирової нафти для нафтопереробки обумовили скорочення імпорту на 0,7 млн т, у тому числі на імпорті газоконденсату та нафтопереробній сировині було зекономлено 2,6 млн т, які були заміщені 1,9 млн т сирової нафти. Спад видобутку сирих вуглеводнів в ЄС обумовив зростання імпорту на 3,1 млн т, у тому числі на 9,8 млн т сирової нафти і 0,3 млн т газоконденсату, тоді як через поглиблення ефективності нафтопереробки вдалося знизити імпорту залежність за нафтопереробною сировиною на 7,1 млн т.

Просте збільшення споживання палива вимагало би подвоєння імпорту сирих вуглеводнів – потенційно на 6 млн т проти -5 млн т фактичного. Однак завдяки структурним та інтенсивним факторам нафтопереробки вдалося уникнути імпорту сирих вуглеводнів у 13 млн т (у тому числі 18 млн т у допандемійний період, тоді як пізніше негативний вплив зниження ефективності нафтопереробки переважив позитивний структурний). У допандемійний період 47 % додаткового імпорту сирих вуглеводнів було пов'язано із збільшенням споживання дизельного палива, 28 % гасу та 23 % бензину. Під час пандемії Covid-19 39 % скорочення імпорту сирих вуглеводнів було асоційовано зі зменшенням споживання дизельного палива, 37 % – гасу та 23 % – бензину. У постпандемійний період ситуація кардинально змінилася: 43 % додаткового імпорту сирих вуглеводнів припадала на гас, 39 % – на бензин і лише 19 % – на дизельне паливо.

У допандемійний період звуження самозабезпеченості ринку ЄС паливом власного виробництва призвело до недоімпорту сирих вуглеводнів на 3,2 млн т для дизельного палива та по 1,5 млн т для гасу та бензину. У постпандемійний період недофінансування імпорту сирих вуглеводнів спостерігалось для бензину на 4,1 млн т та гасу на 1,9 млн т. Серед біопалив (як виду сталого палива) використання біодизеля дозволило зекономити 5,2 млн т імпорту сирих вуглеводнів, а біобензину – 2,3 млн т, тоді як використання біокеросину спостерігалось лише у 2022 р. Враховуючи середню ціну сирової нафти, можна оцінити, що біопаливо дозволило заощадити \$2,7 млрд на імпорті сирих вуглеводнів до ЄС у 2013–2022 рр.,

з яких 27 % припало на допандемійний період, 37 % – на період пандемії та 35 % – на постпандемійний період.

Вплив кінцевого споживання палива за видами транспорту на імпорту сирих вуглеводнів наведено більш детально на *рис. 1.13*, із виділенням таких нових форм мобільності, як електрифікація транспорту, використання біопалива й інших альтернативних видів палива (водень і біопаливо).

Через зростання споживання моторного палива в дорожньому транспорті на 9,2 млн т імпорту сирих вуглеводнів зріс на 12,4 млн т, у тому числі із допандемійним періодом пов'язано збільшення імпорту на 23,2 млн т, скорочення на 40,9 млн т під час пандемії та приріст на 30,2 млн т у постпандемійному періоді. 88 % від загального зростання імпорту було асоційоване з потребами в дизельному паливі і 15 % – із бензином, тоді як -3 % припало на скорочення споживання ЗНГ. Заміщення викопного палива біокомпонентами дало змогу заощадити на імпорті сирих вуглеводнів 5,4 млн т, серед яких 67 % відносилось на біодизель і решта – на біобензин. Протягом 10 років дорожній автопарк ЄС зріс на 42,3 млн од., що мало б зумовити зростання імпорту сирих вуглеводнів на 146,8 млн т. Однак відбулося вдосконалення самого парку, і через скорочення інтенсивності споживання палива було зекономлено 134,4 млн т на імпорті сирих вуглеводнів. Стрімке зниження інтенсивності споживання викопного палива було пов'язано із розширенням використання гібридів із 574 тис. од. у 2013 р. до 9,444 млн од. в 2022 р., зокрема, інтенсивність споживання палива бензиновими та бензино-гібридними автомобілями скоротилася із 0,653 до 0,430 т/авто/рік, а дизельними та дизельно-гібридними – з 2,208 до 1,3677 т/авто/рік.

Також дорожній автопарк ЄС налічував 3,741 млн од. електротранспорту у 2022 р. проти 239 тис. од. у 2013 р. Дорожній транспорт на альтернативних видах палива також зріс із 923 тис. од. до 1,5 млн од. Розширення електротранспорту та транспорту на альтернативному паливі дали змогу заощадити на імпорті сирих вуглеводнів 3,3 млн т і 0,4 млн т відповідно. Загалом за рахунок розгортання нових форм мобільності в дорожньому транспорті вдалося уникнути лише 9,1 млн т імпорту сирих вуглеводнів, що сумарно в середніх цінах сирової нафти відповідних років може оцінюватися у \$3,7 млрд.

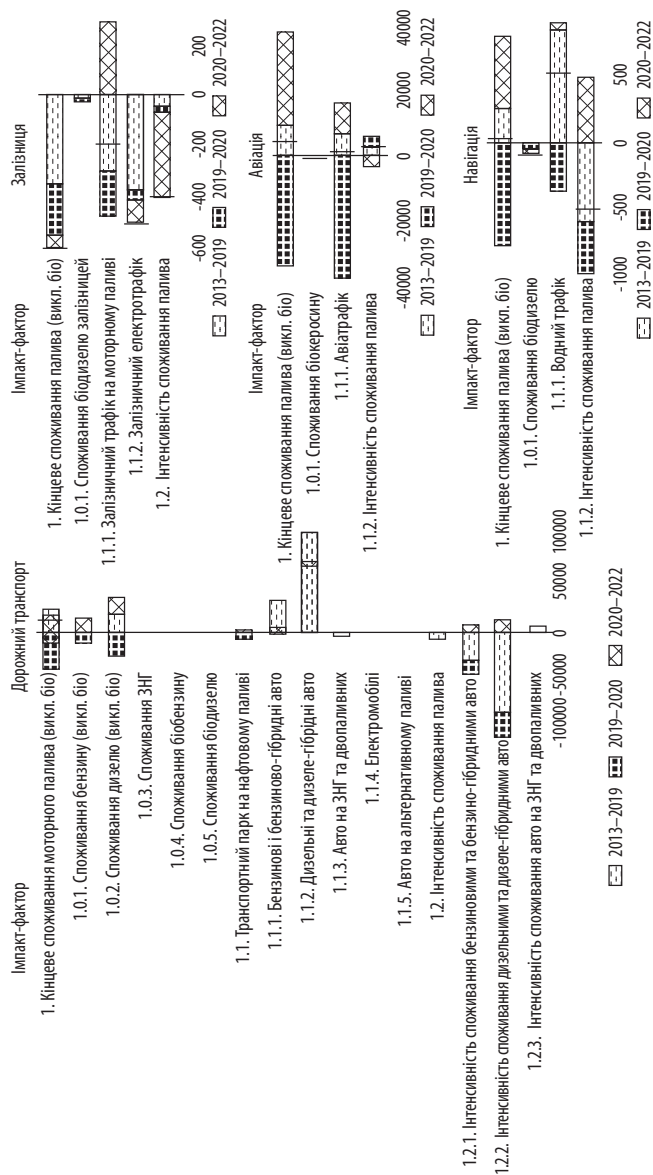


Рис. 1.13. Декомпозиція впливу споживання палива на імпорту сирих вуглеводнів за видами транспорту в ЄС у 2013–2022 рр.

Джерело: розроблено авторами

Споживання дизельного палива залізницею скоротилося на 0,4 млн тонн, 58 % цього скорочення припало на допандемійний період, 34 % – на період пандемії і 7 % – на постпандемійний період. Це дозволило заощадити 0,6 млн т імпорту сирих вуглеводнів. Це скорочення на 0,2 млн т відбулося завдяки скороченню на 10 % залізничних перевезень на дизельному паливі (в тому числі на 16 % у допандемійний період, на 11 % під час пандемії та на 21 % у постпандемійний період). Ще 0,4 млн т економії було досягнуто завдяки скороченню інтенсивності споживання палива, яке знизилося з 1,15 до 0,89 тонн на поїздо-кілометр. Частка біодизеля, що використовується на залізниці, залишилася незначною, хоча і зросла з 2 % до 3,8 %, що дозволило додатково заощадити 32 тис. т імпорту сирової нафти. Основним напрямом зменшення паливної залежності стала електрифікація залізниці, частка електрифікованих перевезень зросла з 61 % до 68 %, що дозволило заощадити 0,5 млн т імпорту сирих вуглеводнів, з них 75 % – у допандемійний період, 7 % – у період пандемії та решту – у постпандемійний період. Таким чином, розвиток сталої мобільності на залізниці дав змогу уникнути додаткових 0,55 млн т імпорту сирих вуглеводнів, що можна оцінити у \$186 млн.

Зростання споживання гасу авіацією становило 2,5 млн т, сягнувши 39,2 млн т у 2022 р., у тому числі через збільшення на 10 млн т у допандемійний період, скорочення на 26 млн т у пандемію та відновлення на 19 млн т у постпандемійний період. Це зумовило зростання імпорту сирих вуглеводнів на 4,8 млн т, що складається із 9,3 млн т у допандемійний період, -33,7 млн т у пандемію та 29,3 млн т у постпандемійний. Однією з причин збільшення споживання гасу стало стрімке зростання числа авіаперельотів, у допандемійному 2019 р. було здійснено 10,9 млн перельотів проти 8,8 млн у 2013 р., в пандемію їхня кількість скоротилася до 4,6 млн, тоді як у постпандемійному 2022 р. було досягнуто тільки 8,6 млн авіаперельотів. Це вимагало нарощування імпорту сирих вуглеводнів на 6,9 млн т у допандемійному періоді, скорочення на 38 млн т у пандемію і зростання на 32,6 млн т у постпандемійному періоді. Однак основною причиною зростання було збільшення дальності авіаперельотів, а отже, інтенсивності палива, яка зросла з 4,14 т на переліт у 2013 р. до 4,42 т на переліт у 2019 р., 4,90 т на переліт у 2020 р. та 4,54 т на переліт у 2022 р.

Це потребувало додаткового імпорту сирих вуглеводнів на 3,3 млн т. Споживання біокеросину фіксувалося тільки у 2022 р. в обсязі 53 тис. т, що дало змогу заощадити на імпорті сирих вуглеводнів 61 тис. т.

У навігації кінцеве споживання палива залишилося майже незмінним у 2022 р. порівняно із 2013 р., у тому числі зросло на 1,7 млн т в допандемійний період, скоротилося на 4,7 млн т в пандемію і відновилося на 3 млн т в постпандемійний період. Таке зростання кінцевого споживання вимагало додаткового імпорту сирих вуглеводнів у розмірі 158 тис. т. Нульовий вплив на імпорт сирих вуглеводнів був обумовлений взаємопротилежним впливом зростання морського трафіку на 402 тис. т-км, що обумовлювали додаткову потребу в імпорті сирих вуглеводнів на 3,1 млн т та скорочення інтенсивності палива з 8.98 до 8.27 т/т-км, що призвело до економії на імпорті 2.9 млн т сирих вуглеводнів. Використання біодизеля в навігації почало розвиватися із 2018 р. та склало лише 1,1 % від загального кінцевого споживання у 2022 р. Розширення споживання біодизеля дозволило уникнути 0,48 млн т імпорту сирої нафти.

Таким чином, протягом 10 років спільні зусилля ЄС дозволили скоротити імпорт сирих вуглеводнів на 10,2 млн т (що складає приблизно 2 % від річного імпорту), серед яких 90 % припало на дорожній транспорт, тоді як вплив за іншими видами транспорту є ще малопомітним. Основними чинниками зменшення імпорту сирих вуглеводнів ЄС були підвищення ефективності переробки сирої нафти, та заміщення споживання викопних видів палива сумішеvim біопаливом. Найбільший внесок припадає на дорожній транспорт, а саме пасажирські авто, зокрема, найбільшого впливу було досягнуто через розвиток гібридів. Основним чинником впливу у залізниці стало збільшення електротрафіку разом із зниженням інтенсивності споживання палива, тоді як біопаливо мало незначний вплив. Зростаючі тенденції в авіації є наслідком збільшення авіаційного трафіку і дальності перельотів, використання біопалива було епізодичним. У навігації основні зрушення пов'язуються зі зменшенням інтенсивності палива, тоді як використання біопалива лише починає розвиватися.

Російсько-українські відносини періодично впливають на енергетичну безпеку ЄС, дестабілізуючи кон'юнктуру її енергетичних ринків у 2006 р., 2009 р., 2014 р. і з 2022 р. та до сьогодні [86]. Повномасштабна

російська агресія в Україні, що триває із 2022 р., критично дестабілізувала Європейську енергетику, викрила огріхи вільно договірних і нескоординованих відносин на енергетичних ринках [87; 88]. Ще з вересня 2021 р. рф активно використовує власні викопні енергоресурси як зброю, що призвело до енергетичної кризи в Європі у 2022–2023 рр. Хоча країни – члени ЄС виявилися неспроможними протистояти енергетичним шокам поодиночі, проте скоординована енергетична політика ЄС, оформлена у RePower EU Plan [89], довела свою дієвість у боротьбі з політичними маніпуляціями держави-агресора, особливо це стосується ринків газу [90] та електроенергії [91]. Тоді як ринки нафти та моторного палива виявилися менш гнучкими до змін, та закладені в RePower EU Plan заходи потребують довгострокових стратегічних перетворень.

Історично нафтова залежність між ЄС та рф (раніше Радянського Союзу) була сформована після світових нафтових криз 1970-х рр. і змусила Європу шукати спосіб послабити владу нафтового картелю [40; 92]. Саме тоді Організація країн-експортерів нафти (ОПЕК) вперше використовувала нафту як зброю проти західних країн, які підтримували Ізраїль у війні Судного дня 1973 р. [64]. Однак вважалося, що нафтові постачання з Радянського Союзу були надто нестабільними, а якість – надто низькою [93].

Протягом 1990-х – 2000-х рр. ЄС та росія розглядалися як партнери в паливній сфері, що обумовлювало їх взаємозалежність: ЄС залежала від росії (постачальника нафти), а росія – від ЄС (постачальника товарів і послуг для видобутку і переробки нафти) [94; 95]. Означене викликало постійне занепокоєння зростання асиметричної взаємозалежності для ЄС [96], яка призводила до розмиття енергетичних відносин у конкурентних і геополітичних термінах [97].

Питання відмови ЄС від російської паливної залежності почало політизуватися із 2014 р., після анексії АРК Росією, але вважалося, що економіка стоїть на першому місці, оскільки ЄС і Росія отримують значні економічні вигоди від комерційної торгівлі енергоносіями, і європейські країни використовували переговорну позицію для забезпечення вигідних контрактів з росією, при цьому роль російсько-українського конфлікту в енергетичній безпеці ЄС знецінювалася [69; 70, 98; 99].

Поступово така позиція змінювалася. Було визнано, що нафтова залежність ЄС становить загрозу економічному зростанню та дипломатичній свободі. Особливо гостра ситуація склалася за нафтовою залежністю від росії, оскільки вона стала найбільшим постачальником нафти для ЄС, втричі перевищуючи поставки Норвегії [70].

Діаметрально ця позиція змінилася після повномасштабного вторгнення РФ в Україну. Українська війна довела, що росія є загрозою безпеці Європи і шкодить інтересам ЄС [71]. Наразі офіційна позиція ЄС визнана як «Зробити Європу незалежною від російського викопного палива задовго до 2030 року». Як зазначила президент Єврокомісії Урсула фон дер Ляєн: «Ми повинні стати незалежними від російської нафти, вугілля і газу. Ми просто не можемо покладатися на постачальника, який відверто погрожує нам» [100].

Із початком великомасштабної війни росії проти України ЄС проводить цілеспрямовану політику щодо припинення війни в Європі через впровадження санкцій. Станом на червень 2024 р. Європейською комісією (ЕК) було прийнято вже 14 пакетів санкцій, зокрема, серед них нафти та моторного палива стосуються такі:

- 6-й пакет, прийнятий ЕК 03.06.2022 [101], який запровадив ембарго на імпорт сирої нафти та нафтопродуктів. Впровадження ембарго відбувалося поступово: протягом 6 місяців для сирої нафти та 8 місяців для нафтопродуктів;
- 8-й та 10-й пакети, прийняті Коаліцією G7 щодо обмеження цін на нафту, включно з Австралією та з ЄС 05.12.2022 [102] та 05.02.2023 [103], щодо встановлення максимальної ціни на морську нафту російського походження – \$60 за барель, на легкі нафтопродукти – \$100 за барель, на важкі нафтопродукти – \$45 за барель;
- 11-й пакет ЕК [104] зупинив дію тимчасового винятку, наданого Німеччині та Польщі на постачання сирої нафти з Росії через північну ділянку нафтопроводу «Дружба» (крім казахської нафти чи нафти іншої третьої країни);
- 12-й пакет, прийнятий ЕК 18.12.2023 [105], містить заходи щодо боротьби з оманливими практиками обходу верхньої межі ціни на нафту.

Імпортне ембарго на російську нафту розділило ЄС [106], оскільки викликало занепокоєння щодо енергетичної безпеки, економічного зростання та соціального добробуту ЄС в перший рік військової агресії [107; 108; 109]. Проте скоординована європейська політика дозволила не тільки забезпечити стале енергетичне постачання, але і ціни сирової нафти, після різкого підвищення, поступово скоротилися та наразі знаходяться у діапазоні в районі 70–80 \$ за барель [110].

Оцінка й аналіз паливної залежності ЄС у період російсько-українського конфлікту (2022–2023 рр.) дозволяє визначити, які кількісні, якісні, структурні та балансові зміни відбулися в паливному циклі ЄС в результаті заборони імпорту російських сирих вуглеводнів і моторного палива. На *рис. 1.14* наведено порівняння країн ЄС за співвідношенням між імпортною залежністю в сирих вуглеводнях та імпортною залежністю в моторному паливі у країнах ЄС у 2021–2023 рр. Розмір бульбашок вказує на грошову вартість паливної залежності ЄС у перерахунку на сирову нафту.

У 2021 р. паливна залежність ЄС склала 91,1 %, або 447,5 млн т при ефективності нафтопереробки 64,8 %, що коштувало ЄС \$196.4 млрд при середній ціні сирової нафти 69,78 \$/ барель. У 2022 р. середня ціна сирової нафти в ЄС зросла до 99,18 \$/барель, тоді як паливна залежність сягла 93,6 %, або 503,5 млн т при ефективності нафтопереробки в 65,2 %, що коштувало вже \$ 314,1 млрд (\$ 220,7 млрд у цінах попереднього року). Запроваджені санкційні прайс-кепи на російську нафту та нафтопродукти в 2023 р. дозволив знизити середню ціну закупівлі сирової нафти в ЄС до 83,24 \$ / барель, що разом із зниженням споживання моторного палива на 1,2 % призвело до зниження паливної залежності до 93,0 %, або 491.7 млн т, що склало \$ 251,2 млрд (\$ 215,5 млрд у цінах 2021 р.).

Серед країн – членів ЄС слід виокремити Естонію, Латвію, Словенію, Люксембург, Кіпр та Мальту, які зовсім не мають власної нафтопереробки, а тому виступають абсолютними імпортерами моторного палива. У 2021 р. їх паливна залежність оцінювалася від \$ 0,5 млрд (Мальта) до \$ 1,6 млрд (Люксембург), сумарно за цією групою країн \$ 5,9 млрд. У 2022 р. їх паливна залежність зросла до \$ 9 млрд, тоді як у 2023 р. скоротилася до \$ 7 млрд.

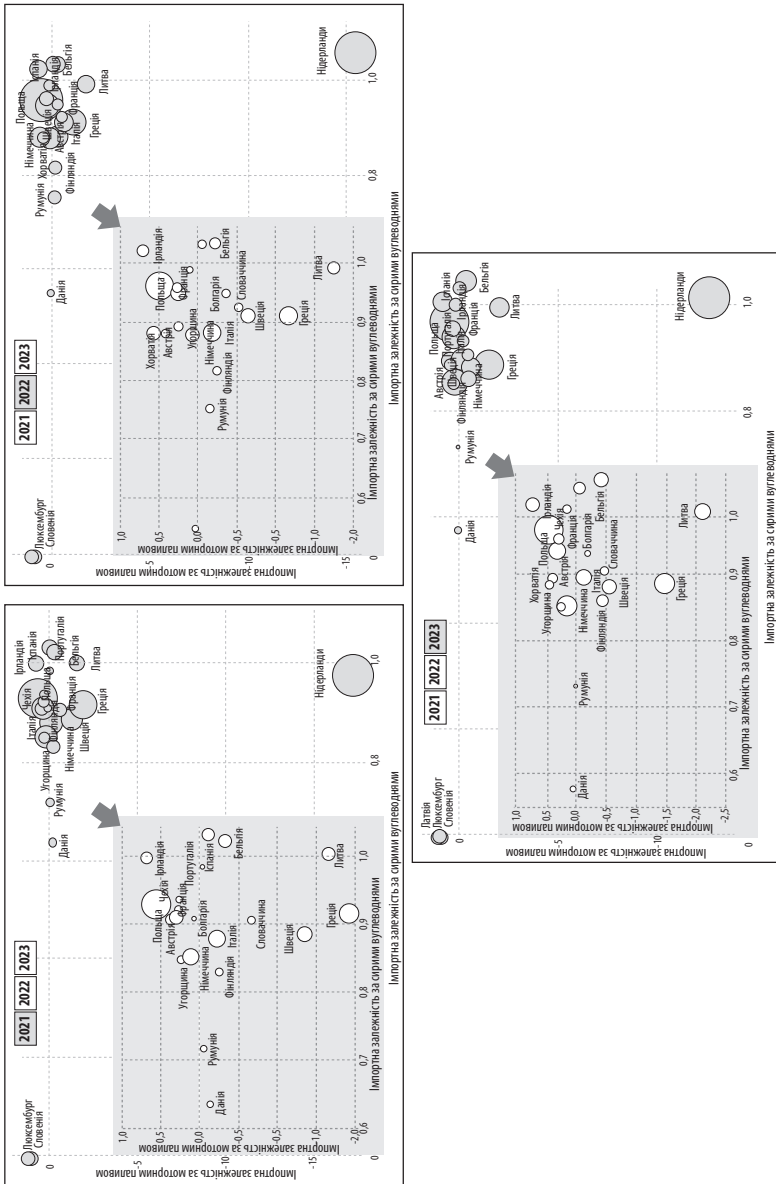


Рис. 1.14. Матриця паливної залежності ЄС у 2021 – 2023 рр.

Джерело: розроблено авторами

У решті країн ЄС паливна залежність визначалася можливостями внутрішнього видобутку сирих вуглеводнів, достатністю потужностей та ефективністю нафтопереробки.

У 2021 р. серед країн ЄС паливно незалежними були тільки Нідерланди (-141 %), які хоча і виробляли моторне паливо з імпортованих сирих вуглеводнів, але переважно для його експорту та отримання економічних вигід від торгівлі продукцією із більшою доданою вартістю у розмірі \$ 2,2 млрд. Проте забезпечено це було за низької ефективності нафтопереробки (56 %). У 2022 і 2023 рр. відбулася переорієнтація Нідерландів із експорту виробленого моторного палива на ре-експорт сирих вуглеводнів, у зв'язку з чим паливна залежність складала 196 % та 119 % відповідно, одночасно із зниження ефективності нафтопереробки до 54 %, що коштувало їм +\$6,6 млрд та -\$1,6 млрд до попереднього року відповідно.

Найнижчий рівень імпоротної залежності за сирими вуглеводнями у 2021 р. в ЄС мали Данія (64 %), Румунія (72 %), та Фінляндія (83 %), які були також експортоорієнтовані за моторним паливом на 14 %, 6 % та 27 %. Це обумовило значення їх паливної залежності на рівні 59 %, 70 % та 76 %, що коштувало їм \$ 1,9, \$ 3,2 та \$ 2,7 млрд. У 2022 р. Данія втратила свою незалежність за моторним паливом (його нетто-імпорт склав 5 %), проте знизила імпорتنу залежність за сирими вуглеводнями (до 55 %), що в умовах зростання цін на сиру нафту оцінювалося у додаткові +\$ 2,1 млрд. У 2023 р. вона також послабила свої позиції за імпоротною залежністю за сирими вуглеводнями на -3 в.п. (відсоткові пункти) при збереженні імпоротної залежності за моторним паливом на рівні 2022 р., це разом обумовило падіння паливної залежності до 60 %, що в цінах на сиру нафту 2023 р. коштувало їй \$ 2,7 млрд. Румунія посилила експортну орієнтацію за моторним паливом у 2022 р. до -15 %, а у 2023 р. різко її втратила, припинивши експорт моторного палива. Імпортна залежність за сирими вуглеводнями в Румунії зросла на 2 в.п. у 2022 р., знизившись на 1 % в.п. у 2023 р. Отже, її паливна залежність зросла до 73 %, або до 8 млн т сирих вуглеводнів, що з урахуванням зростання цін на сиру нафту складало \$ 4,1 млрд у 2023 р.

Нетто-експортерами моторного палива в ЄС виступали Швеція, Греція, Словаччина та Італія, паливна залежність яких становила

у 2021 р. 73 %, 75 %, 84 % та 85 % або \$ 6,7 млрд, \$ 12,7 млрд, \$ 1,6 млрд та \$ 8,3 млрд відповідно. У 2022 р. всі ці країни погіршили свої позиції паливної залежності, у тому числі Швеція – на +11 в.п., Греція – на +6 в.п., Словаччина – на +3 в.п., Італія – на +1 в.п.

Переорієнтація нафтопереробки та географії поставок сирих вуглеводнів в 2023 р. дозволили частково відновити втрачені позиції Швеції (на -2 в.п.), Греції (на -9 в.п.) та Словаччини (на -2 в.п.), проте негативні тенденції продовжилися в Італії, де було ще втрачено -2 в.п. У вартісному виразі в 2023 р. порівняно із 2021 р. паливну залежність було скорочено на -\$ 2,6 млрд – у Швеції, -\$ 0,5 млрд – у Греції, -\$ 0,3 млрд – у Словаччині та -\$ 3 млрд – в Італії.

У 2021 р. імпортозалежними за моторним паливом виступали Ірландія (69 %), Франція (55 %), Польща (35 %), Австрія (30 %), Чехія (26 %), Хорватія (25 %), Угорщина (24 %), Німеччина (11 %), Болгарія (6 %). Серед них найдорожче паливна залежність коштувала Німеччині (\$ 40,9 млрд), Франції (\$ 33,9 млрд), а також Польщі (\$ 15,7 млрд). Із початком війни рф в Україні у 2022 р. ситуація на європейських ринках моторного палива зазнала суттєвих змін, деякі країни-нетто-імпортери моторного палива збільшили паливну залежність (зокрема, Австрія – на +27 в.п., або +\$ 3,7 млрд, Хорватія – на +16 в.п., або +\$ 1 млрд), до групи нетто-імпортерів моторного палива потрапила Португалія (+11 в.п., або +\$ 3,8 млрд). Окремі країни посилили внутрішні позиції з нафтопереробки та послабили паливну залежність (зокрема, Польща – на -2 в.п., або -\$ 1,2 млн т, Франція – на -1 в.п., або -\$ 1,2 млн т). Введення санкцій проти рф у 2023 р. ще більше спонукало до зміни паливної залежності ЄС, зокрема: у Франції вона скоротилася на -\$ 3,2 млрд, у Австрії – -\$ 1,5 млрд, Болгарії – на -\$0,6 млрд.

Найвищі відносні значення паливної залежності у 2021 в ЄС (понад 100 %) мали країни, які хоча були нето-експортерами моторного палива, але також здійснювали реекспорт сирих вуглеводнів, це Іспанія (104 %, або \$ 3,7 млрд), Бельгія (103 %, або \$ 4.9 млрд) та Литва (102 % або \$ 3,8 млрд). У 2022 р. та 2023 р. до реекспортерів сирої нафти приєдналися Ірландія (101 %, або \$ 4,4 млрд), тоді як у 2023 р. Литва зорієнтувалася виключно на власній нафтопереробці (100 % або \$ 4,8 млрд).

Таким чином, у 2022 р. розв'язана росією агресія проти України спричинила турбулентність у нафтопереробці ЄС та погіршення позиції у паливній незалежності країн-членів, які були змушені збільшити відтік грошових коштів на імпорт сирих вуглеводнів та / або звужити нафтопереробку, і скоротити експорт моторного палива. У 2023 р. лише окремим країнам ЄС вдалося частково відновити втрачені позиції, але, як буде показано далі, відбувалося це за рахунок кількісних чинників, а не якісних змін.

У період до 2022 р. рф займала ~25 % в імпорті сирих вуглеводнів до ЄС (у т.ч. 26,2 % у 2019 р. та 24,9 % у 2021 р.). Невиправдана військова агресія рф в Україні дестабілізувала світовий ринок нафти, а покладені G7+ and ЄК (Європейська Комісія) санкції змінили його географічну кон'юнктуру. Вже у 2022 р. європейські нафтопереробники почали відмовлятися від російської нафти, і її частка скоротилася до 19 % в загальноєвропейському імпорті сирих вуглеводнів, а введене ембарго на російську нафту та нафтопродукти дозволили скоротити її частку до 3,3 % у 2023 р. Наведене на *рис. 1.15* порівняння структури імпорту сирої нафти до ЄС у 2021–2023 рр. дозволило визначити суттєві якісні зрушення в географічній структурі імпорту сирої нафти до ЄС.

У 2021 р. імпорт сирої нафти до ЄС здійснювався 52 країнами світу, серед яких на перші 10 експортерів припадало 88 % поставок, а ННІ (індекс Херфіндала-Хіршмана) перевищував 1000 од. Вже у 2022 р., незважаючи на деяке скорочення країн-експортерів до ЄС, відбулося зниження концентрації ТОП-10 експортерів на -4 в.п., а ННІ скоротився на -200 од. У 2023 р. ці зрушення продовжувалися: індекс концентрації ТОП-10-експортерів до ЄС скоротився ще на -4 в.п., а ННІ – на понад -100 од., а перелік країн-експортерів розширився навіть понад довоєнний рівень. Таким чином, імпорт сирої нафти до ЄС став більш диверсифікованим.

Щодо російської нафти, то в 2021 р. її імпортерами виступали 17 країн ЄС, з-поміж яких на 4 припадало 60 % російського імпорту, це: Німеччина, Нідерланди, Польща та Бельгія. У 2022 р. країни ЄС почали поступово відмовлятися від імпорту російської нафти, першими були Австрія (з лютого 2022 р.) та Данія (із березня 2022 р.). Вже у 2022 р. (до вступу

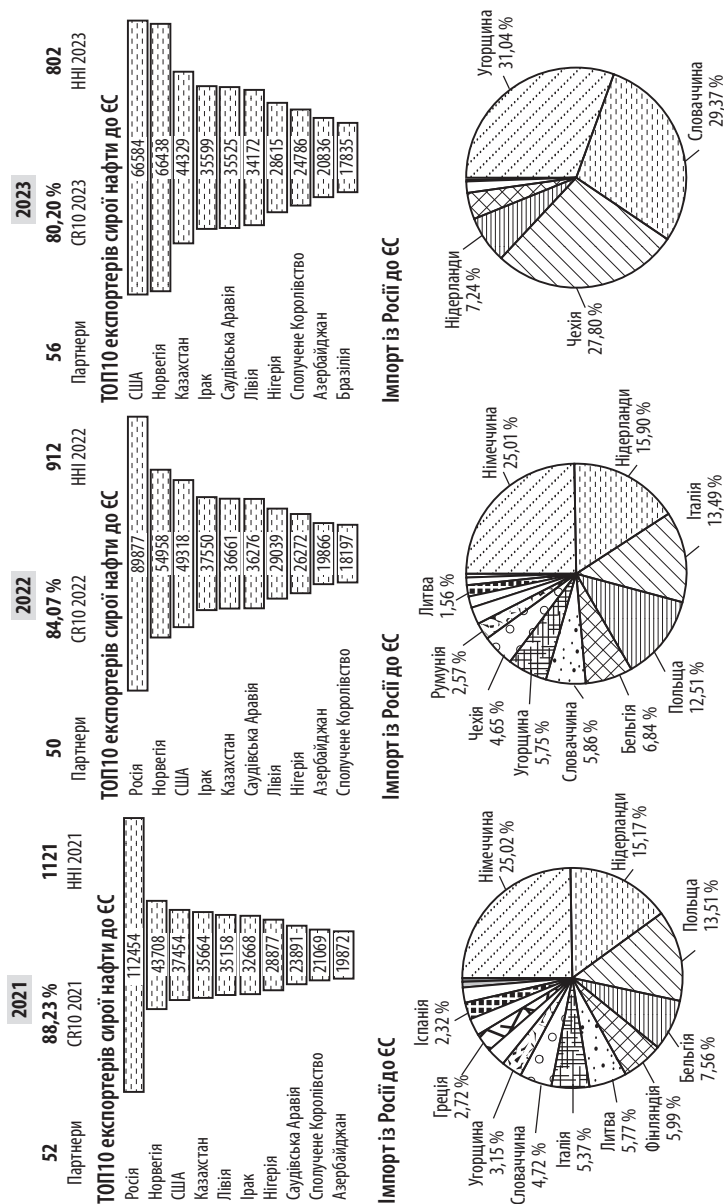


Рис. 1.15. Структура імпорту сирої нафти в ЄС у 2021–2023 рр.

Джерело: розроблено авторами

в дію ембарго) 7 країн зменшили російський імпорт на понад 70 %, це: Данія, Австрія, Греція, Швеція, Литва, Фінляндія, Іспанія. Однак країни-лідери за імпортом сирої нафти скоротили російські поставки лише до -30 %, зокрема, Німеччина – на -19 %, Нідерланди – на -15 %, Польща – на -25 % та Бельгія – на -29 %. Серед країн, які збільшили російський імпорт у 2022 р., були лише 4, це: Італія – на +103 %, Угорщина – на +47 %, Румунія – на +27 % та Чехія – на +22 %. У 2023 р. у зв'язку із запровадженими санкціями майже всі країни ЄС відмовилися від російської нафти. Лише деякі країни продовжували стабільні імпортні поставки, це: Угорщина (скорочення російського імпорту склало лише -7 %), Словаччина (скорочення російського імпорту склало -13 %) і Чехія (відзначалося зростання імпорту російської нафти на +4 %). Загалом відмова від російської нафти у європейському імпорті до ЄС обумовили втрати росії на експорті сирої нафти до ЄС у розмірі в \$ 14,1 млрд у 2022 р. та \$ 38 млрд у 2023 р. у середньоевропейських цінах відповідного року.

Декомпозиційний аналіз імпорту сирої нафти дозволив визначити основні країни-експортери, які змогли замінити російський імпорт в аналізованому періоді (рис. 1.16).

У 2022 р. приріст імпорту сирої нафти до ЄС склав 30,5 млн т, тоді як скорочення її російського імпорту становило 22,6 млн т. Для заміщення російського імпорту достатніми були додаткові поставки лише з двох країн: Саудівської Аравії та США, які разом компенсували скорочення російського імпорту на 107 %. Тоді як інші країни-експортери змогли забезпечити нарощення поставок сирої нафти до ЄС, здійснюючи структурні зрушення та покриваючи додаткові потреби нафтопереробки. У 2023 р. необхідно було замінити вже 74,4 млн т російської нафти, тоді як позитивні структурні зрушення за першими 10 країнами-експортерами змогли компенсувати лише 86,7 %, а за першими 20 – 98,2 % від російського імпорту. Однак тектонічних зусиль ЄС із заміщення імпорту сирої нафти із РФ було недостатньо і відбулося скорочення загального обсягу імпорту сирої нафти на 6,2 млн т, що у цінах 2023 р. склало 3,2 млрд.

Результати декомпозиційного аналізу заміщення російського імпорту сирої нафти у 2022 р. та 2023 р. дозволили розділити країни ЄС на 4 групи:

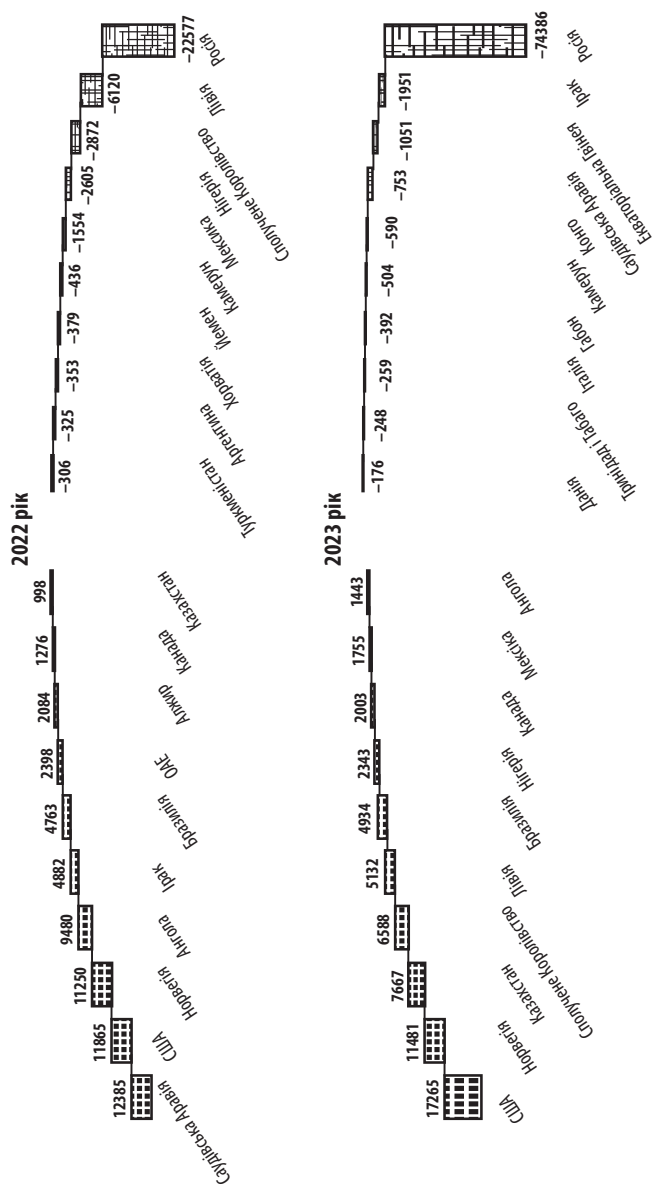


Рис. 1.16. Декомпозиційний аналіз імпорту сирої нафти за основними країнами-експортерами в ЄС у 2022 р. та 2023 р.
Джерело: розроблено авторами

➤ країни, які замістили основну частину імпорту російської нафти в 2022 р., це: Австрія, Данія, Фінляндія, Греція, Литва, Іспанія та Швеція. До введення санкцій географічна кон'юнктура світового ринку нафти не була надмірно ущільненою, і всі з цих країн змогли переорієнтуватися на інші країни, а тому вже у 2023 р. вони наростили імпорт сирової нафти (окрім Іспанії). Якщо у 2022 р. не прослідковувалося певних напрямів заміщення російського імпорту, то в 2023 р. основними країнами, які змогли замінити російську нафту, стали Сполучені Штати та Казахстан;

➤ країни, які провели повну політику заміщення російського імпорту сирової нафти в 2023 р., це: Бельгія, Франція, Нідерланди та Румунія. У 2023 р. географічна кон'юнктура світового ринку була більш напруженою, що вимагало для заміщення російського імпорту залучення більшої кількості країн. Окрім Сполучених Штатів та Казахстану, для заміщення російського імпорту сирової нафти активно долучилися Норвегія та ряд африканських країн – Лівія, Ангола, Нігерія, Конго;

➤ країни, які не змогли провести ефективну політику заміщення імпорту російської нафти у 2023 р., тому були змушені скоротити загальний обсяг імпорту, це: Німеччина, Італія, Польща. Активну роль в цих країнах грали поставки нафти країн ОПЕК. Однак великі обсяги імпорту сирової нафти та недостатня увага до питання заміщення російського імпорту в 2022 р. не дозволили їм в повному обсязі переорієнтувати імпортні поставання;

➤ країни, які не змогли відмовитися від імпорту російської нафти, це: Чехія, Угорщина та Словаччина, обсяг імпорту якої склав основну вагу їх поставок у 2023 р.: по 74 % в Угорщині та Словаччині та 59 % в Чехії.

Зауважимо, що у 2022 р. відзначалися скорочення імпорту сирової нафти з країн СНД, зокрема: Казахстану, Азербайджану та Туркменістану, – поставки з яких було відновлено у 2023 р. Відновили власні позиції в експорті сирової нафти і Сполучене Королівство, а Норвегія розширила географію поставок.

Загалом можна зазначити, що ЄС відчув значні складнощі в заміщенні російської нафти, які в подальшому посилюватимуться: (i) у зв'язку із розширенням споживання моторного палива; (ii) намірами країн ОПЕК

зменшити квоти на видобуток. Означене має змусити країни ЄС шукати альтернативи імпорту сирої нафти.

Відмова від імпорту російської нафти є кількісним напрямом структурних зрушень в імпорті сирих вуглеводнів, який передбачає збереження паливної залежності ЄС, тоді як якісні зрушення в нафтопереробці мають забезпечити її зменшення. Декомпозиційний аналіз нетто-імпорту сирих вуглеводнів в нафтопереробці ЄС у 2022–2023 рр. наведено на *рис. 1.17*.

У 2022 р., незважаючи на розгортання військової агресії рф в Україні, європейська нафтопереробка продовжила відновлення після пандемії COVID-19, що потребувало додаткового імпорту сирих вуглеводнів. Порівняно із 2021 р. їх загальний нетто-імпорт зріс на 35,9 млн т (+7,9 %), серед яких 96,1 % (+7,8 %) припадало на сиру нафту, 9,2 % (+41,8 %) – на газоконденсат і лише імпорт нафтопереробної сировини зазнав скорочення на 22 %. У грошовому вимірі, такий приріст нетто-імпорту сирих вуглеводнів коштував ЄС \$ 22,4 млрд у середніх цінах сирої нафти 2022 р., у тому числі за рахунок зростання ціни на \$ 6,4 млрд порівняно із 2021 р. Обумовлено це було збільшенням виробництва моторного палива на 5,5 % проти попереднього року, що обумовило збільшення імпорту сирих вуглеводнів на 25,3 млн т, або \$ 15,8 млрд (у тому числі \$ 4,7 млрд через зростання цін). Однак напруження на світовому нафтовому ринку вимагало від ЄС більш ефективної нафтопереробки, яка зросла на +0,38 в.п., що обумовило економію імпорту сирих вуглеводнів на 2,8 млн т або \$ 1,7 млрд (у тому числі \$ 0,5 млрд від зростання ціни). Суттєвого впливу на імпорт сирих вуглеводнів здійснювала структура нафтопереробки: використання сирої нафти зросло на +0,35 в.п., що було виражено у додатковому імпорті 1,7 млн т на суму \$ 1,1 млрд, газоконденсату – на +0,32 в.п., що в імпорті склало 2,8 млн т на суму \$ 1,7 млрд. Падіння видобутку сирих вуглеводнів у ЄС (у 2022 р. проти 2021 р. на 6,8 %) при зростанні виробництва моторного палива обумовили збільшення імпортової залежності, сумарний вплив якої призвів до зростання нетто-імпорту сирих вуглеводнів на 13,3 млн т у 2022 р., або на суму \$ 8,3 млрд, серед яких \$ 2,5 млрд внаслідок зростання ціни. Таким чином, у 2022 р. європейська нафтопереробка працювала в складних умовах: з одного боку, зростання виробництва моторного палива вимагало додат-

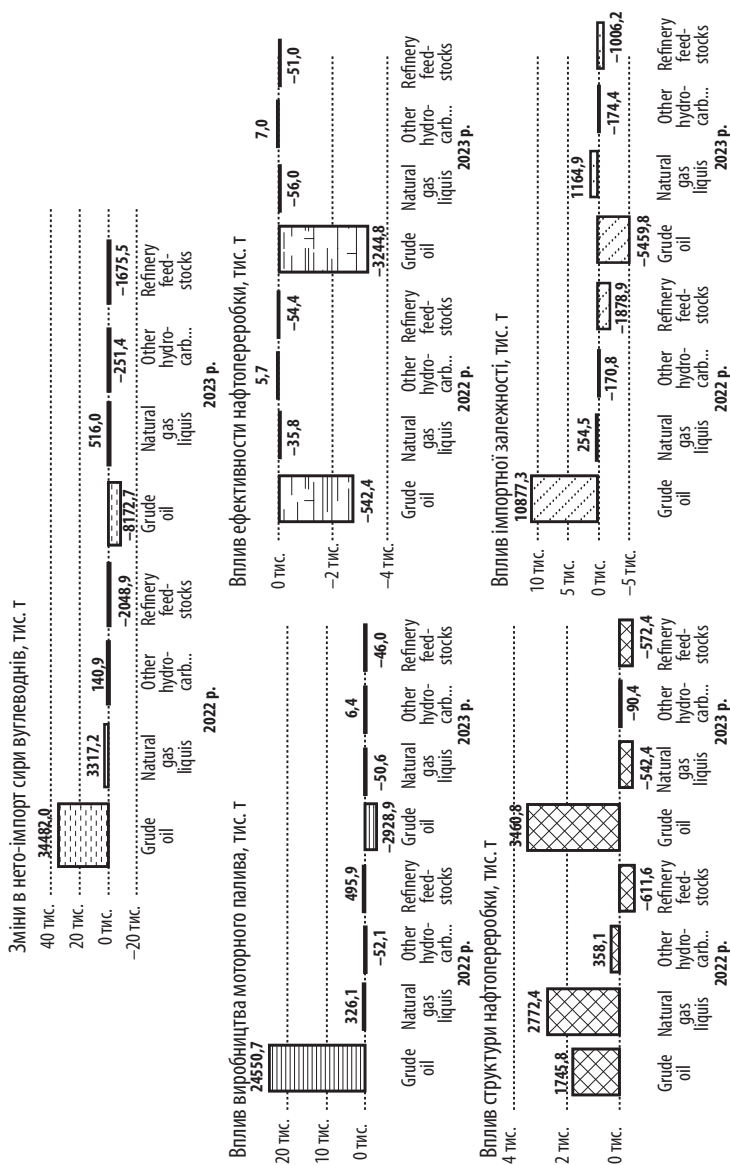


Рис. 1.17. Декомпозиційний аналіз нетто-імпорту сирих вуглеводнів за нафтопереробкою в ЄС у 2022–2023 рр.

Джерело: розроблено авторами

кових обсягів, структурних і балансових змін в імпорті сирих вуглеводнів, і лише деяке зростання ефективності нафтопереробки змогло компенсувати їх додатковий приріст.

Запроваджені санкції на російську нафту та нафтопродукти змінили тенденції розвитку європейської нафтопереробки у 2023 р. Порівняно із 2022 р. імпорт сирих вуглеводнів скоротився на 96 млн т (-1,9 %) на суму \$ 4,9 млрд, серед яких 85,2 % скорочень припадало на сиру нафту та 17,5 % – на нафтопереробну сировину. Першопричиною скорочення імпорту сирих вуглеводнів було безсумнівно звуження обсягів нафтопереробки на 0,6 %, однак з цим пов'язується лише 31,5 % впливу на імпорт сирих вуглеводнів, що обумовило їх скорочення на 2,9 млн т, або на \$ 1,5 млрд. Поглиблення нафтопереробки ще на +0,45 в.п. обумовило скорочення імпорту сирих вуглеводнів на 3,3 млн т, що дозволило ЄС зекономити \$ 1,7 млрд і це переважно на імпорті сирої нафти. Однак у самій структурі нафтопереробки відбулося зміцнення позицій сирої нафти на +0,66 в.п., що обумовило додатковий приріст її імпорту на 3,5 млн т та відтік грошових коштів на її закупівлю на суму \$ 1,8 млрд. Отже, інтенсивну економію було повністю нівельовано структурним впливом. Найбільшого впливу на скорочення імпорту було досягнуто через зменшення імпортової залежності, що дозволило скоротити імпорт сирої нафти на 5,5 млн т та зекономити \$ 1,8 млрд, а також на 1,0 млн т було скорочено імпорт нафтопереробної сировини. Отже, зниження імпорту сирих вуглеводнів в ЄС у 2023 р. пов'язувалося із екстенсивними, інтенсивними та балансовими чинниками, тоді як ЄС залишився прихильником розвитку виробництва моторного палива на імпортованій сирій нафті.

У 2022 р. загальний структурний вплив виробництва моторного палива оцінюється у +5,1 млн т сирих вуглеводнів на суму \$ 3,2 млрд. Позитивні структурні зміни були пов'язані із розширенням виробництва гасу на +2,7 в.п., що вимагало додаткового імпорту 24 млн т сирих вуглеводнів. Від'ємні структурні зрушення в імпорті сирих вуглеводнів співвідносяться із дизелем на -1,9 в.п., ЗНГ на -1,8 в.п. та бензином на -0,1 в.п., сумарно які обумовили скорочення імпорту сирих вуглеводнів на 18,1 млн т. Лідером із структурних зрушень були Нідерланди, на які припадало 68,8 % від загального впливу, у тому числі 53,3 % розширення виробництва гасу,

52,7 % скорочення виробництва дизельного палива, 109,7 % скорочення виробництва бензину та 20 % скорочення виробництва ЗНГ. Суттєве розширення виробництва гасу відбувалося в Бельгії, Франції, Німеччині та Греції, разом із Нідерландами вони потребували 12,8 млн т сирих вуглеводнів. Центрами звуження виробництва дизельного палива стали Бельгія, Греція та Португалія, з якими пов'язується економія 4,5 млн т імпорту сирих вуглеводнів. За бензином наявною була мінлива тенденція до звуження його виробництва, зокрема скорочення відзначалося у Франції, Німеччині, Нідерландах та Португалії, проте в деяких країнах мало місце розширення його виробництва, найбільше в Австрії, Швеції та Угорщині. У 2023 р. структурний вплив виробництва моторного палива на імпорт сирих вуглеводнів в ЄС був незначним та оцінювався лише у +0,7 млн т, або \$ 354 млн. Обумовлено це було стриманим розширення виробництві гасу на +0,8 в.п. та бензину на +0,7 в.п., та подальшим звуженням виробництва дизеля на -1,7 в.п. Таким чином, ЄС намагався наростити обсяги виробництва дефіцитного та затребуваного моторного палива для авіації та скоротити виробництво шкідливого дизеля.

Самозабезпеченість моторним паливом, виражена через співвідношення між його виробництвом та споживанням, є додатковим чинником паливної залежності. У 2021 р. нафтопереробка ЄС не покривала потреби ринку у ЗНГ (54 %), гасі (64 %) та дизелі (94 %), та лише за бензином мали місце надлишкове виробництво та експортна орієнтація (142 %).

У 2022 р. самозабезпеченість моторним паливом ЄС зросла до 93,07 %, або на +0,17 в.п. що потребувало додаткового імпорту 7,1 млн т сирих вуглеводнів, це у цінах цього року дорівнювало \$ 4,4 млрд. Основне зростання було пов'язано зі збільшенням самозабезпеченості дизелем і гасом на +2 та +3 в.п., що потребувало додаткові 9,4 та 2,5 млн т сирих вуглеводнів відповідно. Найбільший вплив нарощування самозабезпеченості дизелем на імпорт сирих вуглеводнів відзначався в Німеччині, Італії, Іспанії, Франції, які разом потребували \$ 12,8 млрд на їх закупівлю. Основне нарощування самозабезпеченості гасом мало місце у Нідерландах, Бельгії та Франції, які потребували \$ 6,3 млрд для імпорту сирих вуглеводнів. Водночас попри розширення попиту на ЗНГ на +4 в.п. відзначалося зниження самозабезпеченості в ньому, що було пов'язано зі

скороченням на 1,9 млн т в імпорті сирих вуглеводнів. Але найбільш суттєве скорочення в імпорті сирих вуглеводнів було пов'язано зі звуженням експортної орієнтації за бензином, самозабезпеченість за яким скоротилася на -2 в.п., що обумовило економію на імпорті сирих вуглеводнів на 2,9 млн т. Відмовилися від експортної орієнтації за бензином Іспанія, Нідерланди, Франція, Австрія та Бельгія, що дало їм змогу зекономити \$ 5 млрд в імпорті сирих вуглеводнів.

У 2023 р. самозабезпеченість моторним паливом ЄС зазнала негативних тенденцій, скоротившись на -0,59 в.п., що призвело до економії 4,2 млн т на імпорті сирих вуглеводнів, що у цінах цього року дорівнювало \$ 2,1 млрд. Однак пов'язано це було не із зниженням забезпеченості внутрішніх потреб, а скороченням експортної орієнтації за бензином на -3,3 в.п., що спонукало до скорочення імпорту сирих вуглеводнів на 5 млн т. Відмовилися від надлишкового виробництва бензину Німеччина, Італія, Іспанія та Фінляндія, що обумовило їм економію на імпорті сирих вуглеводнів на загальну суму \$ 4,5 млрд. За найбільш затребуваними видами моторного палива позитивні зрушення збереглися, хоча напруженість у поставках сирих вуглеводнів не дозволили ЄС посилити ці тенденції: самозабезпеченість дизелем зросла на +0,11 в.п., гасом – на +0,78 в.п., що обумовило додаткові потреби в імпорті сирих вуглеводнів на 525 та 747 млн т. Додаткового імпорту сирих вуглеводнів для покриття дизельних потреб вимагали Франція, Австрія, Бельгія, Іспанія та Греція на загальну суму \$ 8,3 млрд, зокрема Бельгія та Греція з метою експорту цього моторного палива. Нарощування забезпеченості гасом мало місце в Греції, Нідерландах, Швеції та Франції, що вимагало додаткових витрат на імпорт сирих вуглеводнів на суму \$ 3,2 млрд, зокрема, Греція та Нідерланди виступали найбільшими експортерами цього моторного палива.

Таким чином, під натиском російської агресії країни ЄС змушені були відмовитися від імпорту сирих вуглеводнів для експорту моторного палива, проте підтримували та нарощували для забезпечення своїх внутрішніх потреб. Загалом імпортована сира нафта займала непохитну позицію в паливному циклі ЄС, інтенсивні зрушення були технологічно обмеженими, а структурні та балансові зрушення на інші види сирих вуглеводнів незначними.

Зменшити паливну залежність можливо лише шляхом докорінних якісних змін на ринку моторного палива. Однак тенденції на ринку моторного палива в ЄС були протилежними в 2022 р. та 2023 р.: якщо у 2022 р. відзначалося розширення попиту на моторне паливо на +4,8 %, то вже у 2023 р. ринок стагнував, та попит на моторне паливо скоротився на -0,1 %. Зміни внутрішнього споживання моторного палива мали б обумовити зростання імпорту сирих вуглеводнів на 36,6 млн т в 2022 р. та його скорочення на 0,7 млн т в 2023 р. Проте імпорт сирих вуглеводнів зріс у 2022 р. на 35,9 млн т, тоді як у 2023 р. скоротився на 9,6 млн т. Тобто в 2022 р. нарощування імпорту сирих вуглеводнів було зіставним із зростанням потреб моторного палива в ЄС, тоді як у 2023 р. імпорт сирих вуглеводнів скоротився значно більше, ніж цього вимагав ринок моторного палива. У результаті додатковий імпорт сирих вуглеводнів забезпечив 98 % додаткових потреб в моторному паливі в 2022 р., тоді як у 2023 р. звуження пропозиції моторного палива обумовило 1,3 % скорочення імпорту сирих вуглеводнів.

Такі тенденції були неоднаковими за країнами – членами ЄС, серед яких можна виділити декілька груп, де:

► тенденції були зіставними, тобто зміни в імпорті сирих вуглеводнів співвідносилися із змінами у попиті на моторне паливо. В цих країнах імпорт сирих вуглеводнів був внутрішньоорієнтованим. У 2022 р. до цієї групи відносилися 9 країн: Чехія, Фінляндія, Угорщина, Італія, Ірландія, Нідерланди, Іспанія та Словаччина, де фіксувалися позитивні зрушення, і лише в Литві мали місце негативні зрушення. У 2023 р. ситуація кардинально змінилася та до цієї групи відносилося 5 країн, серед яких в Угорщині, Ірландії та Італії зрушення були негативні, і лише в Нідерландах і Литві мали місце позитивні зрушення;

► зміни в імпорті сирих вуглеводнів відбувалися прискореними темпами порівняно із зміною в попиті моторного палива. У 2022 р. імпорт сирих вуглеводнів зростав швидше, ніж споживання моторного палива в Болгарії, Франції, Німеччині, Польщі та Швеції, і тільки в Австрії імпорт сирих вуглеводнів зазнав пришвидшеного скорочення, аніж відбувалося звуження попиту на моторне паливо. У 2023 р. була наявною зворотна ситуація: імпорт сирих вуглеводнів скорочувався пришвидшеними темпами,

ніж відбувалися скорочення споживання моторного палива в Німеччині, Португалії, Іспанії та Швеції, і тільки в Бельгії зростання імпорту сирих вуглеводнів випередило розширення ринку моторного палива;

► тенденції у споживанні моторного палива й імпорті сирих вуглеводнів були протилежними. У 2022 р. такі тенденції фіксувалися лише в Бельгії, де імпорт сирих вуглеводнів зростав попри скорочення споживання моторного палива, а також Хорватії, Данії, та Греції, де, незважаючи на розширення попиту моторного палива, відбувалося звуження імпорту сирих вуглеводнів. У 2023 р. ситуація стала ще більш турбулентною, протилежні тенденції спостерігалися у 10 країнах, серед яких – Болгарія, Хорватія, Чехія, Італія та Словаччина, де звуження імпорту сирих вуглеводнів відбувалося попри зростання споживання моторного палива, а в Польщі – навіть прискореними темпами. В Данії та Фінляндії відбувалося розширення імпорту сирих вуглеводнів попри звуження внутрішнього споживання моторного палива, тоді як в Австрії та Франції – такі тенденції розширення імпорту відбувалися прискореними темпами.

Таким чином, у 2022–2023 рр. відзначаються та посилюються диспропорції між ринком моторного палива та імпортом сирих вуглеводнів. ЄС і країни-члени сталися більш уразливими у забезпеченні внутрішніх потреб, що загострили ризики паливної залежності.

Вагомого впливу на імпорт сирих вуглеводнів мала і структура самого попиту моторного палива, серед якого моторне паливо викопного походження мало прямий вплив на імпорт сирих вуглеводнів, тоді як моторне паливо біологічного походження – зворотний.

У 2022 р. структурні зміни у попиті моторного палива призвели до зростання імпорту сирих вуглеводнів на 7,4 млн т, або \$ 4,6 млрд. Обумовлено це було зростанням частки гасу для авіації на +3,45 в.п., автомобільного бензину на +0,14 в.п. та скороченням біодизеля на -0,11 в.п. Основним рушієм скорочення імпорту сирих вуглеводнів у попиті було скорочення частки споживання дизельного палива на -2,92 в.п., ЗНГ – на -0,60 в.п., а також зростання частки біобензину – на +0,05 в.п. Так, дедизелізація транспорту дозволила ЄС зекономити на імпорті сирих вуглеводнів \$ 13,2 млрд у цінах цього року. Серед країн ЄС найбільші її обсяги були

зафіксовані в Іспанії, Нідерландах та Італії, Німеччині, Франції та Бельгії. Цікаво, що в Іспанії, Італії та Німеччині ці тенденції супроводжувалися скороченням і частки біодизеля, тоді як в Нідерландах, Франції та Бельгії частка біодизеля продовжувала зростати. Найбільш обсяги заміщення імпорту сирих вуглеводнів, пов'язані із розширенням споживання біодизеля, було зафіксовано у Фінляндії, Нідерландах та Болгарії, що можна співвіднести з їх економією на імпорті сирих вуглеводнів на \$ 359, \$ 304 та \$ 249 млн. Найактивніше заміщення імпорту сирих вуглеводнів біобензином мало місце в Нідерландах, Бельгії та Франції, що у вартісному вимірі склало \$ 258, \$ 64 та \$ 47 млн.

У 2023 р. у структурі попиту моторного палива в ЄС мали місце такі самі тенденції, як і попереднього року, але значно менші за масштабом. Сумарний структурний вплив на імпорт сирих вуглеводнів оцінюється у +2,1 млн т або \$ 1,1 млрд. Так, зростання частки гасу ще на +1,15 в.п. обумовило додаткові потреби в імпорті сирих вуглеводнів у розмірі 9,2 млн т, а скорочення частки дизельного палива на -2,02 в.п. – до скорочення імпорту сирих вуглеводнів на 14,5 млн т. Дедизелізація транспорту ЄС дозволила зекономити \$ 7,4 млрд.

Лідери із дедизелізації залишилися незмінними, однак також мав місце вплив розширення біодизеля, найбільший в Італії, Німеччині та Іспанії, що дозволило їм зекономити на імпорті сирих вуглеводнів на \$ 156, \$ 101, та -\$ 76 млн. Лідерами із заміщення імпорту сирих вуглеводнів на біобензин стали Швеція та Німеччина, що дозволило їм зекономити \$ 137 та \$ 64 млн.

Таким чином, основним рушієм зменшення паливної залежності ЄС в сирих вуглеводнів зі сторони попиту моторного палива стала дедизелізація транспорту, тоді як розширення використання авіаційного транспорту обумовили зростання додаткових потреб в імпорті сирих вуглеводнів для виробництва гасу. Біопаливо як альтернатива моторного палива викопного походження мало незначний та мінливий вплив лише на деякі країни – члени ЄС.

Таким чином, можна виявити наступні тенденції в паливній залежності ЄС, які відбувалися під натиском російської агресії в Україні:

➤ ЄС знаходився у «пастці» паливної залежності та змушений був фінансувати видобуток сирих вуглеводнів поза своїми межами, витрачаючи на це \$200–\$300 млрд щорічно;

➤ у 2022–2023 рр. ЄС вдалося здолати паливну залежність від росії у зв'язку з чим остання недоотримала \$58 млрд на експорті сирої нафти. Країни ЄС диверсифікували географію імпорту сирої нафти, але найбільші її імпортери змушені були звзвити власну нафтопереробку;

➤ після введення санкцій спостерігалися значні диспропорції у розвитку між європейським ринком моторного палива й імпортом сирих вуглеводнів, нафтопереробка ЄС перебувала в турбулентному стані, а ринок моторного палива стагнував;

➤ зниження паливної залежності ЄС відбувалося повільно через зростання ефективності нафтопереробки, було зекономлено лише \$3,4 млрд на імпорті сирих вуглеводнів. Однак потенціал цього чинника має технологічні обмеження, що вимагає подальших інвестицій у розвиток глибокої переробки імпортованих викопних вуглеводнів;

➤ ущільнення кон'юнктури світового ринку нафти змусило ЄС відмовитися від експортної орієнтації за бензином, у зв'язку з чим було недофінансовано імпорт сирих вуглеводнів у розмірі \$4,3 млрд, та країни ЄС втратили додану вартість на експорті моторного палива;

➤ основні зусилля ЄС із зниження паливної залежності були спрямовані на дедизелізацію транспорту, з чим пов'язуються структурні зрушення на суму \$20,6 млрд, що було нівельовано додатковим попитом на авіаційний гас на суму \$23,5 млрд у перерахунку на сиру нафту;

➤ заміщення моторного палива викопного походження біопаливом мало неоднозначний вплив, який був малопомітним лише в деяких країнах. У ЄС мали місце негативні тенденції із скорочення частки використання біопалива – із 5,31 % до 5,11 %, а також приріст імпорту сирих вуглеводнів на суму \$ 765 млн.

Отже, виявлені традиційні тенденції у розвитку нафтопереробки та ринку моторного палива ЄС доводять нездатність здолати та послабити його паливну залежність. Ущільнення кон'юнктури світового ринку нафти може призвести до додаткових ризиків паливної залежності ЄС та

маніпулювання з боку країн-експортерів та можливого повернення до імпорту російської нафти.

Для подолання російської енергетичної залежності Єврокомісія у травні 2022 р. прийняла RePower EU Plan, який з-поміж іншого серед заходів зменшення паливної залежності передбачає досягнення зеленої мобільності. Зокрема, цим планом передбачається електрифікація транспорту та розвиток автопарку з нульовим рівнем викидів, екологізація вантажних перевезень, виробництво альтернативних видів палива [89]. Проте необхідно усвідомити, що заходи із електрифікації транспорту є довготривалими та передбачають подальші суттєві удосконалення транспортобудування, а додавання біокомпонент до моторного палива викопного походження є лише комплементарним заходом. Тому необхідні проривні кроки у здолатті паливної залежності та досягненні кліматичної нейтральності транспортного сектора. Вважається, що справжнім проривом може стати не географічна диверсифікація імпорту, а сировинна диверсифікація нафтопереробки через розвиток виробництва синтетичних палив.

У проведеному декомпозиційному аналізі (рис. 1.17) фігурували, але не мали впливу інші вуглеводні, до яких відносяться (і) нетрадиційні викопні вуглеводні (надважка нафта та нафта, що залягає в нетрадиційних покладах), а також (ii) рідкі вуглеводні, трансформовані з інших джерел енергії (у тому числі із газу, твердого палива та відновлюваних джерел енергії) [111]. Серед європейських країн видобуток інших вуглеводнів мав місце тільки в Італії. Ще 11 країн отримують їх при переробі природного газу, загальний обсяг виробництва інших вуглеводнів з якого у 2021 р. склав 1,4 млн т. Серед цих країн найбільші обсяги були зафіксовані в Польщі, Швеції, Словаччині та Болгарії. Лише Естонія отримує інші вуглеводні із горючих сланців (обсяг виробництва в 2021 р. склав 1,2 млн т), однак вони використовуються як топкове, а не моторне паливо.

Виробництво синтетичного моторного палива з інших вуглеводнів є перспективним напрямом відмови від використання нафти. Реалізація проєктів виробництва синтетичного моторного палива з ненафтової сировини дозволить знизити паливну залежність ЄС від вуглеводнів нафтового походження та ненадійних країн-експортерів сирової нафти.

1.3. Оцінка паливної безпеки України у європейському просторі та визначення напрямів її зміцнення

Україна отримала у спадщину від СРСР розвинутий сектор з виробництва моторного палива, який складався із 6 нафтопереробних та 1 газопереробного заводів. Однак у 2000–2021 рр. цей сектор зазнав нищівної руйнації: виробництво моторного палива скоротилося на 66 % у 2021 р. проти 2000 р. та на 85 % проти 2005 р. Проте місткість українського ринку моторного палива у 2000–2021 рр., навіть під пресом різних чинників (криза 2008–2009 рр., окупація АРК та східних територій, пандемійні обмеження), залишилася на відносно стабільному рівні. Споживання моторного палива склало 8,2 млн т у 2021 р., що лише на 6 % нижче за рівень 2000 р. Поступове, але мінливе зростання добробуту суспільства, моторизація населення та підвищення його мобільності, поживалення економік та збільшення обсягу вантажоперевезень сприяли збереженню місткості національного ринку моторного палива. Одночасно видобуток сирих рідких вуглеводнів в Україні стрімко скорочувався внаслідок виснаження діючих родовищ в умовах обмеженості та важкодоступності розвіданого нафтового потенціалу, а також окупації частини територій Причорноморсько-Кримської та Дніпро-Донецької нафтогазоносних областей. У 2021 р. сумарний видобуток рідких вуглеводнів склав 2,4 млн т, що менше на 36 % проти 2000 р. Означене призвело до виникнення кризового стану паливної безпеки в Україні. На фоні енергетичної кризи, яку спричинило вторгнення росії в Україну, забезпечення паливної безпеки, вийшло на перший план економічної та політичної повістки у Європі. Знищення останніх діючих потужностей внаслідок російських обстрілів нафтопереробних заводів зводять майже до нуля її рівень, перетворюючи Україну на нетто-імпортера моторного палива з нульовим ресурсним циклом його виробництва.

Різноманіття досліджень з питань енергетичної безпеки обумовило різноманіття підходів до її оцінки за компонентами та локальними індикаторами. В цьому дослідженні особливу увагу приділено 4А концепції для довгострокової безпеки енергопостачання, яка була запропонована у 2007 р. [112]. В її основу закладено такі безпекові компоненти, як: достатність (геологічна складова), наявність (економічна складова), при-

йнятність (геополітична складова), доступність (екологічна та соціальна складова). Хоча такий підхід і став одним із основоположних у дослідженнях з питань енергетичної безпеки, однак існує плутанина змістового наповнення цих компонент. Деякі дослідження враховують усі 4 компоненти [113], деякі – лише окремі [114; 115]. Відомі також роботи, які розширюють склад цих компонент при побудові власного індикатора енергетичної безпеки [116].

Так, автори [113] виділили її 16 локальних показників, деякі з яких узагальнено відносяться до всього енергетичного сектора, інші безпосередньо відносяться до нафтового сектора, не розділяючи його за ланцюгами ресурсного циклу. Окремо вони додають показник політичної стабільності. Також автори праці [117] запропонували оцінювати енергетичну безпеку за 4 компонентами, але за 13 показниками, суміщаючи якісні метрики паливно-енергетичного балансу (9 показників) із нафтовою сферою (3 показники) та економічного розвитку (1 показник). Такі підходи відображають суб'єктивну думку авторів щодо змістового наповнення показника енергетичної безпеки, але не паливної безпеки зокрема. Аналізуючи 4А концепцію, автори [114] дійшли висновку, що вона має давати відповіді на 3 базові питання: безпека для кого; безпека для яких цінностей; безпека від яких загроз. Вони зазначають, що у більшості випадків ці компоненти не явно представлені у проведених дослідженнях. Така неясність виникає у авторів тому, що вони не змогли чітко розділити ці питання за безпечовими компонентами. Дослідники [115] враховують тільки 3 його компоненти: достатність, доступність і прийнятність, намагаючись розробити універсальний підхід до оцінки енергетичної безпеки, придатний для кожної енергосистеми. Вони розглядають енергетичну безпеку з позиції процесного підходу, виділяючи такі з них: переробка, транспортування та зберігання. Такий підхід вважається об'єктивним для загального розуміння питань енергетичної безпеки, він не враховує специфіку окремих сфер енергетичного господарства, що не дозволяє чітко інтерпретувати ризики та стійкості за кожної з них. Автор праці [116] виділяє 20 безпечових компонент, серед яких є тільки 3 компоненти, що співвідносяться з концепцією 4А: наявність, доступність і достатність. Такий підхід є одним із

найбільш ґрунтовніших для розуміння енергетичної безпеки загалом, але одним із найскладніших для моделювання, у тому числі за сферами енергетичного господарства, у динаміці та регіональному просторі. У роботі [118] досліджено 4 компоненти енергетичної безпеки за 24 локальними показниками задля побудови загального індексу енергетичної безпеки з урахуванням економічної та політичної складової управління енергетичним сектором. Проте запропонований підхід значно ускладнює побудову показника енергетичної безпеки, роблячи його оцінку узагальненою та суб'єктивною. Інші дослідники [119] вважають, що такі компоненти, як достатність і наявність, становлять класичний підхід до енергетичної безпеки, в той час як доступність і прийнятність мають відображати сучасні екологічні проблеми, такі як зміна клімату, соціально-політичні проблеми, паливна бідність. Вони зауважують, що 4А концепція недостатня для усебічного визначення енергетичної безпеки та доповнюють її такими складовими технологічного розвитку, управління та нетрадиційних загроз. Таким чином, їх сприйняття енергетичної безпеки співвідносяться із забезпеченням сталого розвитку, а не класичним розумінням енергетичної безпеки як ризиків та стійкостей щодо збоїв в енергопостачаннях. Автор праці [120] визначає сучасну концепцію енергетичної безпеки з 7 основних компонентів, а саме наявність, доступність, вплив на навколишнє середовище, соціальний вплив, геополітичні відносини, ефективність уряду та технологічний розвиток. Отже, в дослідженні суміщено 4А концепцію з іншими складовими економічної та національної безпеки. У праці [121], розглядаючи 4А концепцію енергетичної безпеки, авторами запропоновано замістити компоненту достатності на застосовність. Ними розроблено підхід до оцінки національної енергетичної безпеки за 19 показниками, що поєднують різні сфери енергетичного господарства, серед яких тільки 2 показника відносяться до нафтової сфери. Аналізуючи безпекові компоненти, автори праці [122] доходять висновку щодо заміни компоненти «достатність» на «підзвітність». Однак змістове наповнення цієї компоненти у їх розумінні включає як заміщену компоненту, так і доступність. Цікавий і традиційний підхід до дослідження енергетичної безпеки представлено в роботі [123], який враховує 4 компоненти енергетичної безпеки. Автори пропонують 21 індикатор енергетичної безпеки. Однак

основна увагу в цьому підході приділено електроенергетиці, тоді як нафтова сфера представлена лише 1 індикатором – імпортом нафти.

Отже, залишається проблема з плутаниною безпекових компонент та змістового наповнення їх локальними індикаторами. Саме близькість понять, які закладено в основу концепції змушує першочергово звернутися до Cambridge Dictionary [124] для розуміння змістової сутності компонент:

- достатність (від англ. *accessibility*) - факт того, що до чогось можна легко дістатися або отримати;
- наявність (від англ. *availability*) - факт того, що щось можна купити, використати або дістати, наскільки це можливо;
- прийнятність (від англ. *acceptability*) - якість бути задовільним і таким, з чим можна погодитися або схвалити;
- доступність (від англ. *affordability*) - стан, коли щось є достатньо дешевим для того, щоб це можна було купити.

Таким чином, ці компоненти послідовно та взаємопов'язано досліджують ланцюги різних систем, послідовно пов'язуючи один з одним. Зважаючи на це, через свою логічність, обґрунтованість та умовну простоту сприйняття та застосування, саме 4А концепція вбачається доцільною авторами для дослідження паливної безпеки.

Далі пропонується методичний підхід до оцінки паливної безпеки країни в регіональному просторі, що передбачає розрахунок локальних її індикаторів за компонентами та рівнями та дає можливість визначити стан, виявити ризики, визначити шляхи її забезпечення. В роботі оцінюється паливна безпека України в європейському просторі на основі запропонованого методичного підходу. Основними гіпотезами дослідження є такі: (i) розвинуті нафтодефіцитні європейські країни приділяють значну увагу розвитку внутрішнього виробництва моторного палива; (ii) паливна безпека України знаходиться на критично низькому рівні через необдумані кроки у промисловій політиці щодо розвитку цього сектора; (iii) потенціал до зміцнення паливної безпеки України слід шукати серед неконвенціональних шляхів розбудови виробництва моторного палива в Україні.

Дослідження паливної безпеки проводилося на основі ресурсного циклу моторного палива, що включає ланцюги від видобутку сирих вуглеводнів до споживання готового моторного палива (рис. 1.18). Інформаційною базою дослідження були дані Євростату за 2000-2021 рр. [126]. Використання програмного забезпечення Microsoft Power BI (США) [127] дало змогу провести оцінки паливну безпеку на основі широко-масштабного моделювання великих масивів даних у регіональному просторі та динаміці.

Уточнені складові концепції 4А дозволили провести оцінку паливної безпеки за безпечовими компонентами та рівнями ресурсного циклу моторного палива (рис. 1.18).

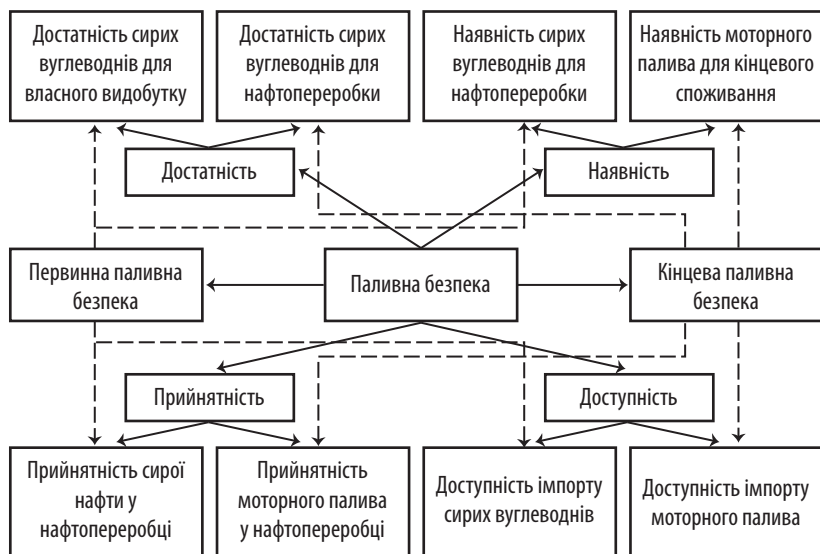


Рис. 1.18. Концептуальна схема оцінки паливної безпеки

Джерело: розроблено авторами

Специфіку розрахунку пропонованих окремих локальних індикаторів паливної безпеки за компонентами розкрито у табл. 1.8.

Таблиця 1.8

Локальні індикатори паливної безпеки та особливості їх розрахунку

Індикатор	Формула розрахунку
1	2
Достатність сирих вуглеводнів для внутрішнього видобутку, років (AC_{IP})	$AC_{IP} = \frac{NR_{O\&NGLs}}{IP_{O\&NGLs}},$ де $NR_{O\&NGLs}$ – доведені природні запаси нафти і газового конденсату, тис. т; $IP_{O\&NGLs}$ – внутрішній видобуток нафти і газового конденсату, тис. т
Достатність сирих вуглеводнів для нафтопереробки, роки (AC_R)	$AC_R = \frac{NR_{O\&NGLs}}{TI_{O\&NGLs}},$ де $TI_{O\&NGLs}$ – обсяг споживання нафти і газового конденсату нафтопереробним комплексом, тис. т
Наявність сирих вуглеводнів для нафтопереробки, % (AV_R)	$AV_R = \frac{IP_{O\&NGLs}}{TI_{O\&NGLs}} \times 100\%$
Наявність моторного палива для кінцевого споживання, % (AV_{FC})	$AV_{FC} = \frac{TO_{MF}}{FC_{MF}} \times 100\%,$ де TO_{MF} – виробництво моторного палива (сумарно бензин, дизельне паливо, зріджений природний газ), тис. т; FC_{MF} – кінцеве споживання моторного палива, тис. т
Прийнятність сирої нафти у сировині для нафтопереробки, % (ACC_O)	$ACC_O = \frac{TI_O}{TI_{CH}} \times 100\%,$ де TI_O – споживання нафти нафтопереробним комплексом, тис. т; TI_{CH} – загальне споживання сирих вуглеводнів, тис. т
Прийнятність моторного палива у вихідній продукції нафтопереробки, % (ACC_{MF})	$ACC_{MF} = \frac{TO_{MF}}{TI_{O\&NGLs}} \times 100\%$

Закінчення табл. 1.8

1	2
Доступність імпорту сирих вуглеводнів, % (AF_{CH})	$AF_{CH} = \frac{I_{O\&NGLs} - E_{O\&NGLs}}{PI_{O\&NGLs}} \times HHI_{O\&NGLs} \times 100\%,$ де $I_{O\&NGLs}$ – імпорт нафти і газового конденсату, тис. т; $E_{O\&NGLs}$ – експорт нафти і газового конденсату, тис. т; $HHI_{O\&NGLs}$ – індекс Херфіндаля-Хіршмана за імпортом нафти та газового конденсату
Доступність імпорту моторного палива, % (AF_{MF})	$AF_{MF} = \frac{I_{MF} - E_{MF}}{FC_{MF}} \times HHI_{MF} \times 100\%,$ I_{MF} – імпорт моторного палива, тис. т; E_{MF} – експорт моторного палива, тис. т; HHI_{MF} – індекс Херфіндаля-Хіршмана за імпортом моторного палива

Джерело: розроблено авторами

Розрахунок окремих компонент паливної безпеки в цьому дослідженні відбувався за методом мінімум-максимум [125] з урахуванням однакової вагомості кожної, що відповідає системного підходу.

Першим ланцюгом паливного циклу є природні запаси, тобто поклади сирих вуглеводнів, нафти та газового конденсату. Оцінка безпекової компоненти за цим ланцюгом зводиться до оцінки достатності природних запасів сирих вуглеводнів для видобутку та трансформації. Це дозволяє визначити природний потенціал країни, прослідкувати його якісну динаміку та розподілити країни за внеском в регіональному просторі. На *рис. 1.19* наведено порівняльну динаміку достатності запасів сирих вуглеводнів в Україні та ЄС у 2000–2021 рр.

У середньому по ЄС достатність природних запасів для видобутку складала 29 років у 2021 р., проте цих запасів вистачило би на 1 рік для повного покриття потреб нафтопереробної промисловості. Порівняно із 2000 р. достатність запасів для видобутку в ЄС зросла на 17 років, однак для переробки, як і раніше, вони залишалися на вкрай низькому рівні. Отже, маючи малі поклади сирих вуглеводнів, ЄС інтенсивно скорочувала їх видобуток, при цьому підтримуючи належний рівень їх нафтопере-

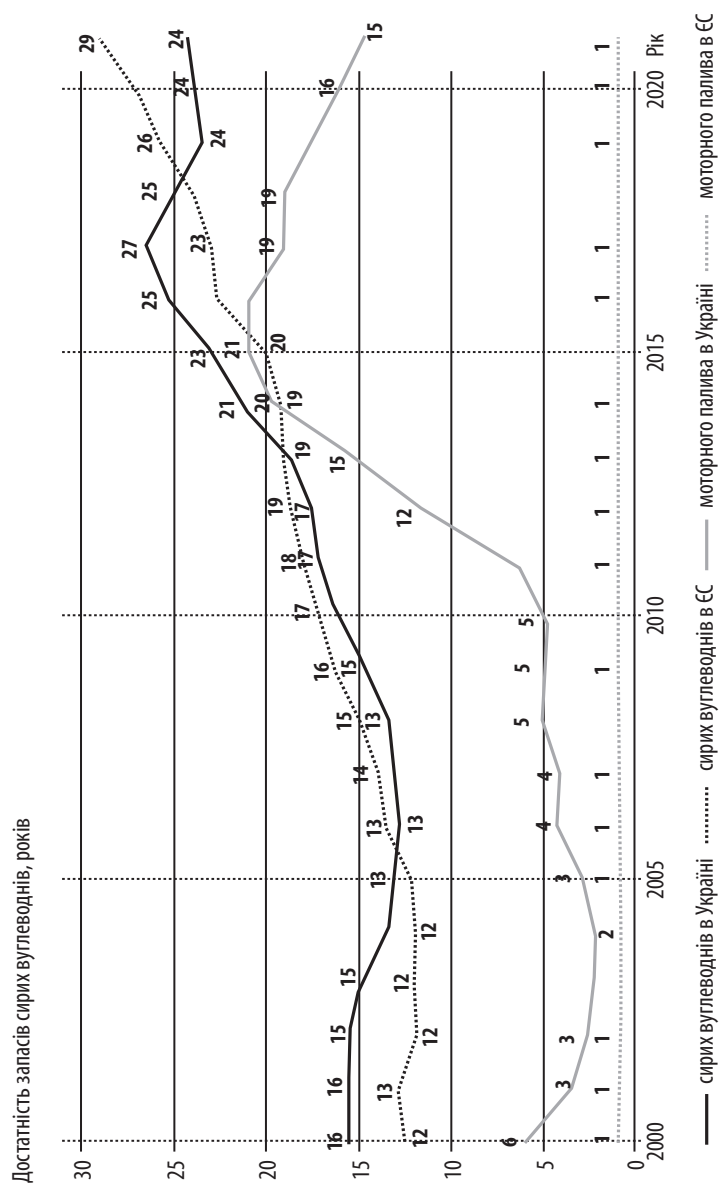


Рис. 1.19. Динаміка достатності запасів сирих вуглеводнів в Україні та ЄС у 2000–2021 рр.

Джерело: розраховано авторами на основі даних Євростату [126]

робки. Україна мала відносно слабші позиції за достатністю природних запасів для видобутку порівняно з ЄС. Вони становили 24 роки у 2021 р. при обсягу видобутку нафти і газового конденсату у 2,4 млн т. Діючі українські родовища визначаються як виснажені, заводнені, що ускладнює їх розробку та обумовлює падіння видобутку. У зв'язку з цим достатність запасів для видобутку в Україні зросла на 6 років у 2000–2021 рр. Водночас рівень достатності природних запасів для нафтопереробки залежав від стабільності роботи підприємств промисловості в Україні. У 2004 р. обсяг споживання нафти та газового конденсату склав 25,5 млн т. За умов повної переорієнтації на українську сировину цих запасів вистачило лише 6 на 2 роки. Однак поступове закриття підприємств обумовило падіння обсягів споживання сирих вуглеводнів до 3,8 млн т н. е. у 2021 р. За таких умов запасів вистачить на 15 років. Тобто порівняно з ЄС Україна мала слабші позиції за достатністю запасів для видобутку, але сильніші за достатністю запасів для нафтопереробки. Проте причини останнього були негативними та пов'язані з деіндустріалізацією української економіки.

Матриці розподілу європейських країн у площині достатність запасів сирих вуглеводнів для видобутку-нафтопереробки наведено на *рис. 1.20*.

На *рис. 1.21* наведено позиціонування України та країн Європи в площині ризиків «достатність сирих вуглеводнів для видобутку – Достатність сирих вуглеводнів для нафтопереробки» в 2021 р.

Більшість досліджуваних країн мають низький рівень достатності запасів сирих вуглеводнів та достатності сирих вуглеводнів для внутрішнього видобутку, їх можна вважати нафтодефіцитними. Найбільші достатні запаси сирих вуглеводнів для видобутку були в Іспанії, оскільки вона інтенсивно скорочувала видобуток малих їх покладів. Проте цих запасів було явно недостатньо для забезпечення потреб нафтопереробки. Найбільш вагомими запасами для нафтопереробки мала Норвегія, які вона екстенсивно видобувала, що робить їх недостатніми за видобутком. На високому рівні за видобутком запаси мали Хорватія та Греція, проте цих запасів було недостатньо для потреб нафтопереробки.

Решту європейських країн можна вважати нафтодефіцитними за природними запасами нафти та газового конденсату, оскільки достатність запасів для нафтопереробки не перевищувала 5 років. Україна в європей-

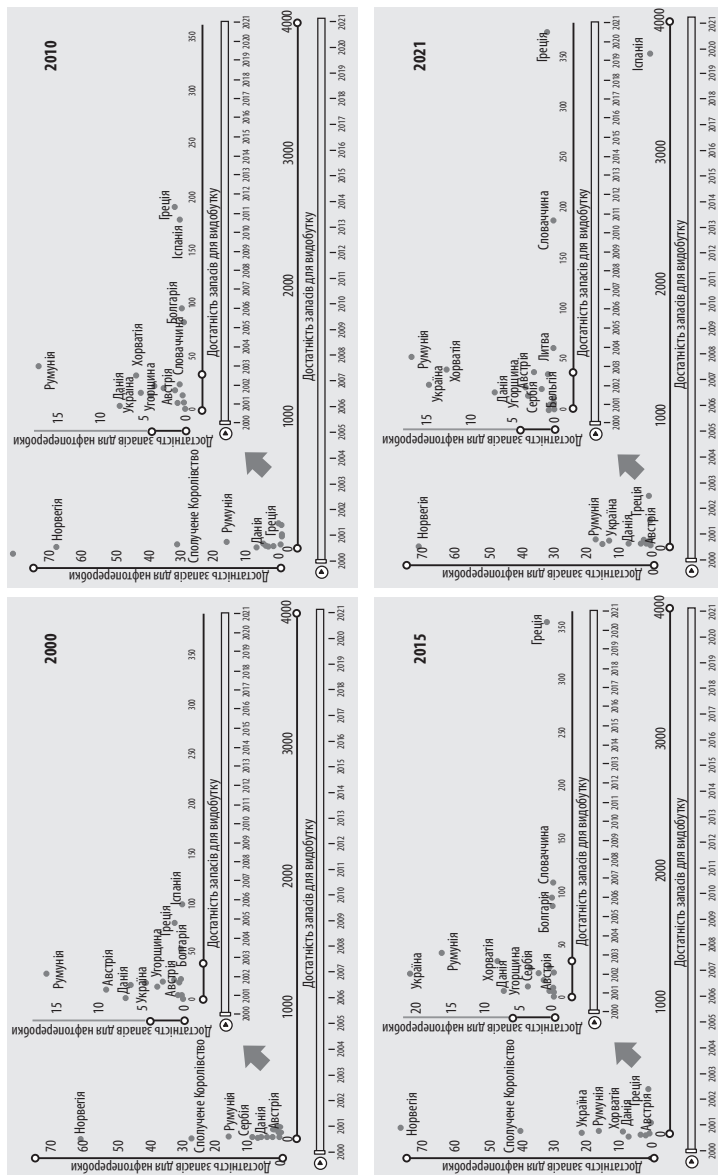


Рис. 1.20. Розподіл європейських країн у площині «достатність запасів сирих вуглеводнів для видобутку-нафтопереробки» у 2000–2021 рр.

Ажерело: побудовано авторами на основі даних Євростату [126]

Достатність сирих вуглеводнів для внутрішнього видобутку, років (АС_р)

72				
Н	Норвегія (8,83;71,36)	5	2	1
48				
С		7	4	3
24				
		9	8	6
	Україна (24,13; 14,89)			Іспанія (3768,72;0,39)
	Хорватія (38,57;12,75)			
	Греція (373,05;0,92)			
	Словаччина (187,88 ;0,24)			
	Румунія (51,52; 16,85)			
	Литва (62;0,22)			
	Німеччина (61,53;0,22)			
	Австрія (36,78;2,50)			
	Угорщина (22,08;3,38)			
	Італія (19,47;1,53)			
	Данія (16,83;7,19)			
	Сербія (13,56;3,11)			
В	Франція (11,10;0,21)			
	Чехія (10,44;0,12)			
	Нідерланди (10,35;0,16)			
	Туреччина (5,31;0,53)			
	Польща (4,94;0,18)			
	Болгарія (0;0,52)			
	Бельгія (0;0)			
	Велика Британія (0;0)			
	Естонія (0;0)			
	Фінляндія (0;0)			
	Ірландія (0;0)			
	Латвія (0;0)			
	Чорногорія (0;0)			
	Португалія (0;0)			
	Словенія (0;0)			
	Швеція (0;0)			

Рис. 1.21. Позиціонування України та країн Європи в площині ризиків «достатність сирих вуглеводнів для внутрішнього видобутку – достатність сирих вуглеводнів для нафтопереробки» в 2021 р.

Джерело: розроблено авторами

ському просторі мала досить міцні позиції за достатністю запасів як для видобутку, так і для потреб нафтопереробки. Проте досягнуто такого рівня було через падіння їх видобутку та скорочення обсягів нафтопереробки.

Таким чином, за 1-ю безпековою компонентою (достатність природних запасів) Україна в європейській площині займала уособлене міцне та, маючи помірні поклади нафти та газоконденсату, не розвивала власну нафтопереробку.

Друга безпекова компонента пов'язана із трансформацією природних ресурсів у кінцеву продукцію, тобто безпосередньо нафтопереробкою. Оцінити її пропонується за наявністю видобутку для нафтопереробки та наявністю нафтопереробки для кінцевого споживання. На *рис. 1.22* наведено динаміку достатності нафтопереробки в Україні та ЄС у 2000–2021 рр.

Згідно з *рис. 1.22*, у ЄС наявність видобутку нафти та газоконденсату для нафтопереробки знаходилася на низькому рівні. Окрім того, вона скоротилась з 7 % у 2000 р. до 4 % у 2021 р., у тому числі за нафтою з 7 % до 4 %, а за конденсатом із 59 % до 16 %. Водночас наявність нафтопереробки для кінцевого споживання моторного палива в ЄС завжди була на високому рівні, і тільки у 2020–2021 рр. скоротилася нижче 100 %.

В Україні внаслідок падіння обсягів нафтопереробки наявність видобутку сирих вуглеводнів для нафтопереробки, навпаки, зростала. Найнижчий рівень наявності внутрішнього видобутку припадав на період ренесансу національної нафтопереробної промисловості у 2003–2005 рр. на рівні 16–17 %, коли в Україні працювали всі 6 крупних підприємств сектора. Найвищий її рівень мав місце у 2012–2014 рр. та становив 68–93 % внаслідок зупинки ряду підприємств галузі та скорочення обсягів нафтопереробки іншими. Після 2015 р. відбувалося скорочення наявності видобутку нафти та газоконденсату для нафтопереробки із 92 % у 2015 р. до 62 % у 2021 р., у тому числі через позбавлення України доступу до нафтовидобутку у Причорноморсько-Кримській нафтогазоносії області.

Зростання обсягів нафтопереробки в Україні у 2001–2005 рр. обумовило зростання рівня наявності моторного палива для потреб внутрішнього ринку, який у цей період знаходився у діапазоні 99–118 %. Зростання до-

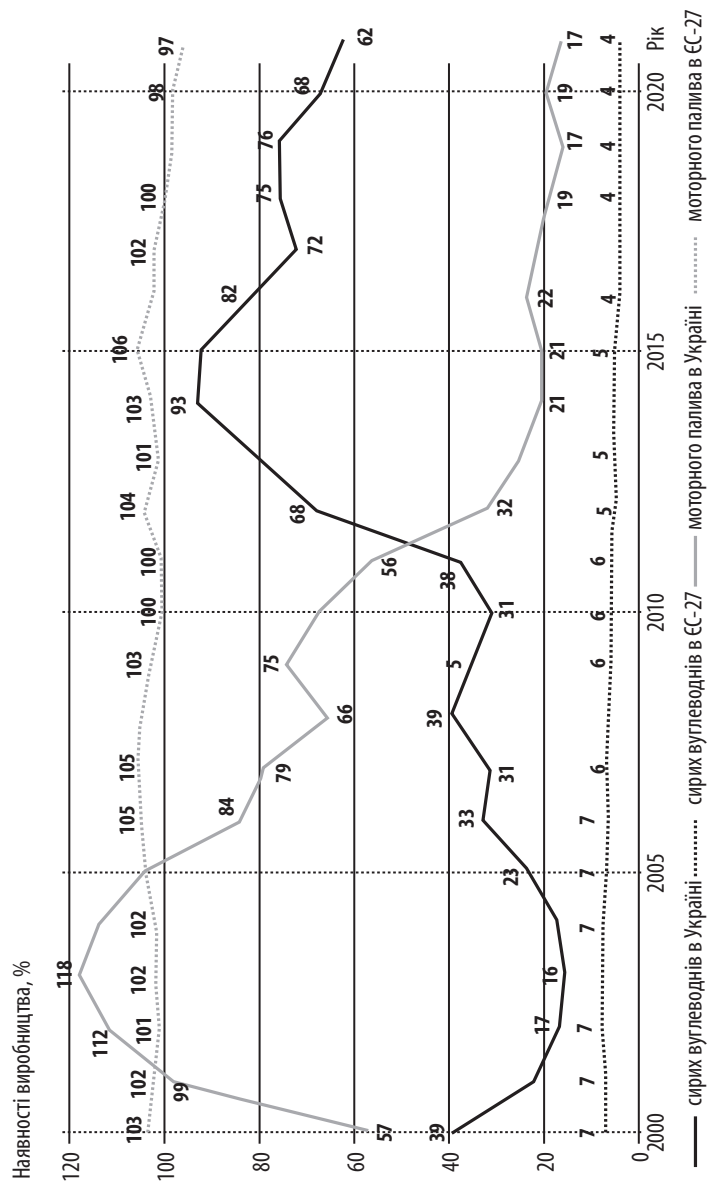


Рис. 1.22. Динаміка наявності виробництва сирих вуглеводнів і моторного палива в Україні та ЄС у 2000–2021 рр.

Джерело: узагальнено авторами за даними Євростату [126]

бробуту та поживлення економіки України у 2006–2009 рр. обумовили зростання кінцевого споживання моторного палива, а отже, зниження наявності його внутрішнього виробництва для кінцевого споживання із 84 % до 75 %. У 2010–2014 рр. внаслідок руйнації нафтопереробного сектора України (закриття Одеського НПЗ у 2010 р., Лисичанського НПЗ у 2012 р., а також перетворення Надвірнянського та Дрогобицького НПЗ на термінали нафтопродуктів) фіксувалося зниження рівня наявності виробництва моторного палива із 67 % до 21 %. У 2015–2021 рр. фактично працювали тільки Кременчуцький НПЗ та Шебелінський ГПЗ, проте достатність їх нафтопереробки все одно поступово знижувалася із 23 % у 2015 р. до 17 % у 2021 р. через проблеми нафтопостачань.

Матриці розподілу європейських країн у площині «достатність видобутку нафти та газового конденсату для нафтопереробки – достатність нафтопереробки для кінцевого споживання» наведено на *рис. 1.23*.

Тільки в Норвегії наявний видобуток сирих вуглеводнів покривав потреби нафтопереробки, а нафтопереробка – кінцеве споживання моторного палива. Значною наявністю видобутку нафти та газоконденсату для нафтопереробки можна вважати лише у Данії, Румунії, Хорватії та Сербії, тоді як в решті країн її рівень не перевищував 20 %. У 12 країн ЄС достатність нафтопереробки для кінцевого споживання перевищувала 100 %. Найвищі значення мала Литва, Нідерланди та Греція (понад 200 %), тоді як у 18 країнах її рівень був недостатнім. Найнижчі значення фіксувалися у Франції та Ірландії (нижче 50 %).

Україну у європейській площині за другою безпековою компонентою (наявність нафтопереробки) можна розглядати як викид, оскільки, маючи вагомому наявність за видобутком нафти та газоконденсату, вона мала критично низьку наявність нафтопереробки для кінцевого споживання.

На *рис. 1.24* наведено позиціонування України та країн Європи в площині ризиків «наявність сирих вуглеводнів для нафтопереробки – наявність моторного палива для кінцевого споживання» у 2021 р. Україна за другою безпековою компонентою (наявність нафтопереробки) увійшла до квадранта матриці, що характеризується високими ризиками за наявністю сирих вуглеводнів і високими ризиками наявності моторного палива для кінцевого споживання.

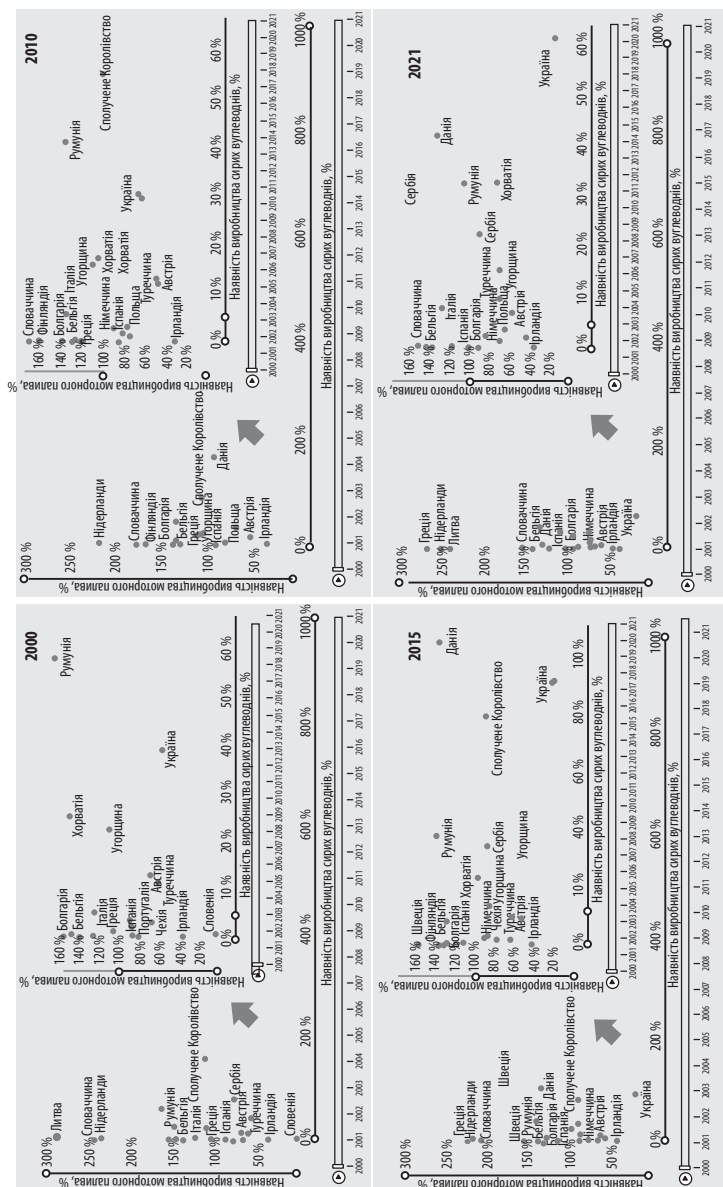


Рис. 1.23. Розподіл європейських країн у площині «достатність видобутку нафти та газового конденсату для нафтопереробки – достатність нафтопереробки для кінцевого споживання» у 2000–2021 рр.

Джерело: побудовано авторами за даними Євростату [126]

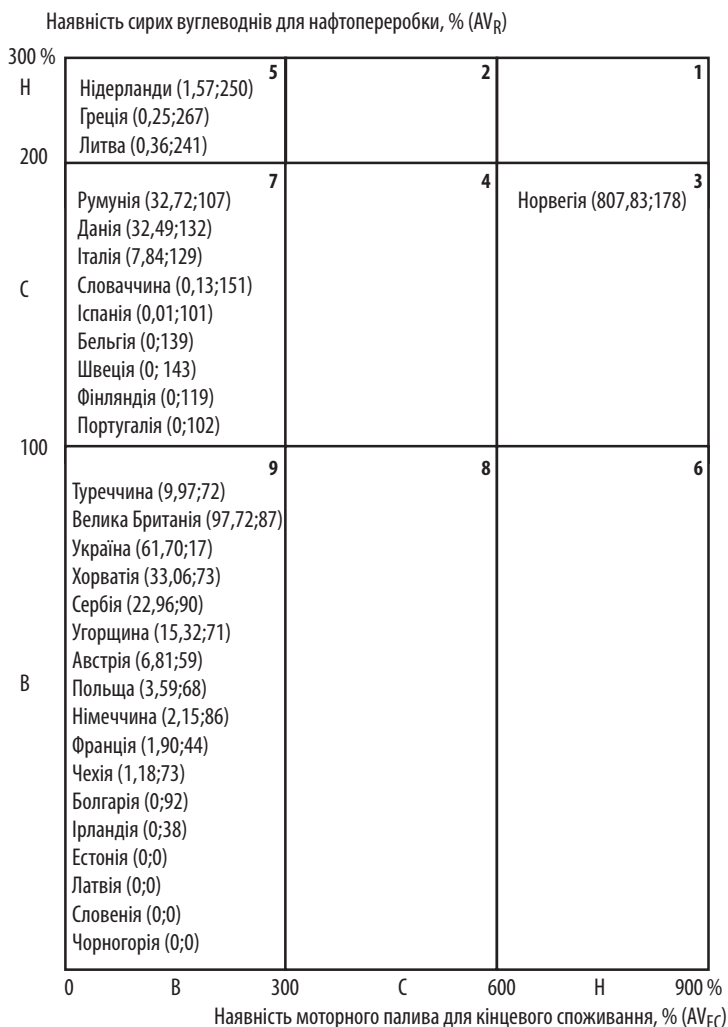


Рис. 1.24. Позиціонування України та країн Європи в площині ризиків «наявність сирих вуглеводнів для нафтопереробки – наявність моторного палива для кінцевого споживання» в 2021 р.

Джерело: розроблено авторами

Третя безпекова компонента визначає якість перетворення первинних ресурсів на кінцеву продукцію та може бути охарактеризована як прийнятність нафтопереробки. Вона оцінюється за прийнятністю сирих вуглеводнів і прийнятністю нафтопродуктів. При цьому у більшості країн простежується тенденція, що заміщення нафти іншою сировиною (газоконденсатом, нафтопереробною сировиною та іншими вуглеводнями) призводить до підвищення виходу моторного палива. На *рис. 1.25* наведено динаміку прийнятності нафтопереробки в Україні та ЄС у 2000–2021 рр.

Як свідчать наведені дані, в ЄС прийнятність сирої нафти для потреб нафтопереробки завжди знаходилася вище, ніж 90 % і лише знизилася на 3 % у 2021 р. проти 2000 р. Прийнятність моторного палива в ЄС перевищувала 60 %, збільшившись на 7 % у 2021 р. проти 2000 р.

В Україні прийнятність сирої нафти для потреб нафтопереробки у 2000–2006 рр. зросла із 87 % до 97 %, а прийнятність моторного палива коливалась у діапазоні 46–67 %. На цей період припала екстенсивна експлуатація українських нафтопереробних потужностей російськими власниками на високосірчаній нафті Urals. У 2007–2011 рр. прийнятність нафти та нафтопродуктів знаходилися на відносно стабільному рівні – 84–87 % та 67–71 % відповідно. Закриття крупних НПЗ обумовило зниження прийнятності нафти до 70–74 % у 2012–2021 рр., за винятком 2017 р. і 2018 р., а також падіння прийнятності нафтопродуктів із 74 % у 2012 р. до 43 % у 2021 р. Таке стрімке падіння прийнятності нафтопродуктів пов'язується зі зростанням частки виробництва нафтопродуктів низькоефективними міні-НПЗ. Отже, Україна, порівняно з ЄС, не приділяла достатньої уваги розвитку нафтопереробної промисловості.

Матриці розподілу європейських країн у площині «прийнятність нафти – нафтопродуктів» наведено на *рис. 1.26*, а на *рис. 1.27* – позиціонування України та країн Європи в площині ризиків за третьою безпековою компонентою.

У більшості європейських країн прийнятність сирої нафти перевищувала 80 %, за виключення Хорватії та Греції, а прийнятність нафтопродуктів була більшою за 60 %, за виключенням Нідерландів та Ірландії. Найвищі значення прийнятності нафтопродуктів та найнижчі значення

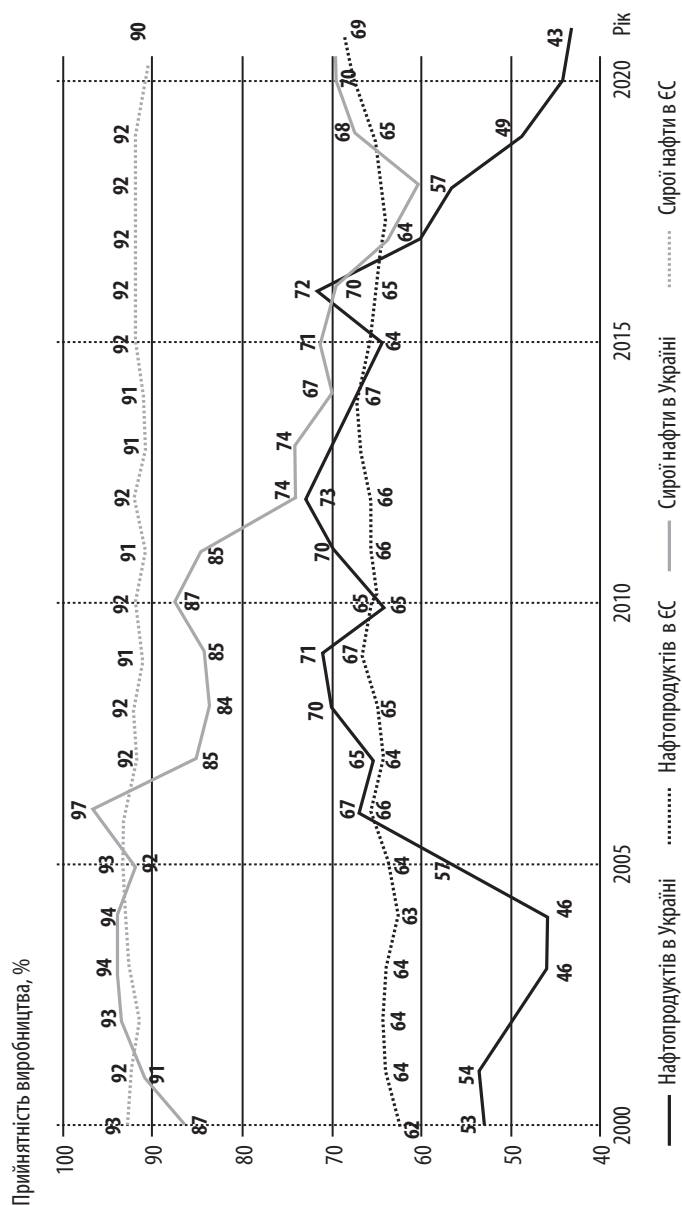


Рис. 1.25. Динаміка прийнятності виробництва сирих вуглеводнів і моторного палива в Україні та ЄС у 2000 – 2021 рр.
Джерело: узагальнено авторами за даними Євростату [126]

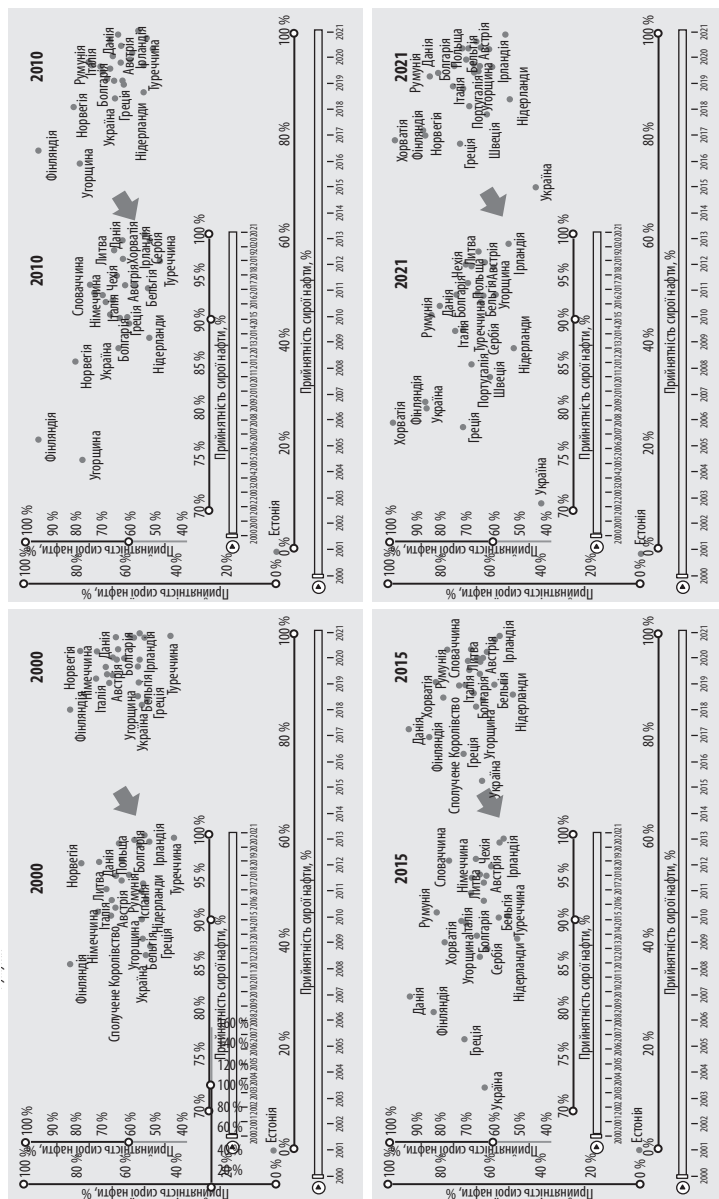


Рис. 1.26. Розподіл європейських країн у площині «прийнятність нафти – прийнятність нафтопродуктів» у 2000–2021 рр. Ажерело: побудовано авторами за даними Євростату [126]

Прийнятність сирої нафти у сировині для нафтопереробки, % (ACC_D)

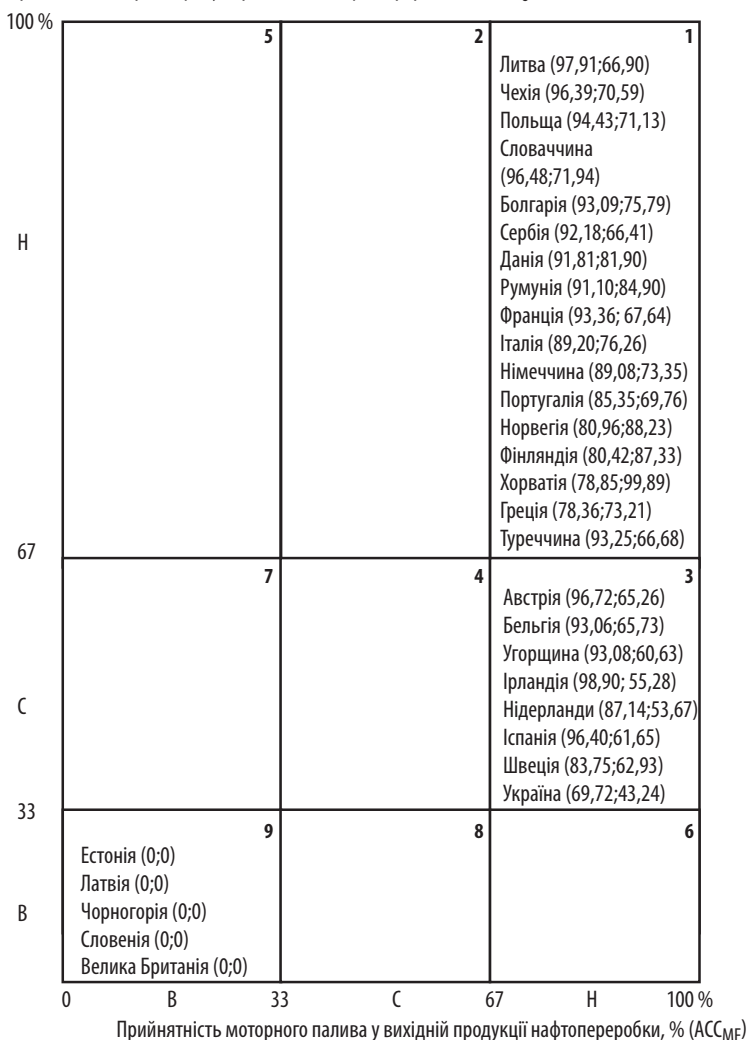


Рис. 1.27. Позиціонування України та країн Європи в площині ризиків «прийнятність сирої нафти у сировині для нафтопереробки – прийнятність моторного палива» в 2021 р.

Джерело: сформовано авторами

прийнятності нафти мали Хорватія, Норвегія та Фінляндія, які активно розвивали переробку refinery feedstocks.

Отже, і за третьою безпековою компонентою (прийнятністю виробництва) Україну в європейській площині слід вважати викидом, оскільки вона після 2012 р. мала одні з найнижчих значень у європейському просторі.

Четвертою безпековою компонентою є доступність імпорту сирих вуглеводнів та моторного палива, що допомагає розвивати власну нафтопереробку на якісній та дешевій сировині та постачати дешеві та якісні нафтопродукти на внутрішній ринок. Оцінити цю компоненту пропонується за допомогою показника імпортозалежності, зваженого на індекс концентрації Херфіндаля-Хіршмана. При цьому вважається, що чим вищі його значення, тим більш відкритим є доступ на світові ринки, і тим менші ризики перебоїв у постачаннях. На *рис. 1.28* подано динаміку доступності імпорту сирих вуглеводнів та моторного палива в Україні та ЄС у 2000–2021 рр.

Як видно з *рис. 1.28*, ЄС мав помірні значення доступності сирих вуглеводнів, оскільки мав розгалужену географію їх постачань. Основними імпортерами були Росія – 31 %, Норвегія – 8 %, Саудівська Аравія та Казахстан – по 7 % кожна, а також Нігерія та Ірак – по 6 % кожна. Концентрація за імпортом сирих вуглеводнів в ЄС поступово знижувалася із 1516 у 2010 р. до 1124 у 2021 р., а отже, і зростала їх доступність, незважаючи на високу імпорту залежність ЄС за сировиною. Також, незважаючи на те, що в цілому інтеграційне об'єднання було самодостатнім за моторним паливом, мали місце суттєві зовнішні та внутрішні їх імпортні потоки в ЄС. Основні з них були з: Росії – 17 %, Нідерландів – 13 %, Бельгії – 9 %, США – 7 % та Сполученого Королівства – 6 %. Концентрація за імпортом моторного палива знаходилася на низькому рівні, коливаючись у діапазоні 666–705 од. Отже, за доступністю моторного палива ЄС можна вважати повністю відкритим, що дозволяє говорити про відсутність ризиків збоїв у постачаннях палива.

У 2010–2011 рр. в Україні мали місце низькі значення доступності сирих вуглеводнів внаслідок високої імпортозалежності та високої концентрації. Основними імпортерами сирих вуглеводнів в Україні виступали

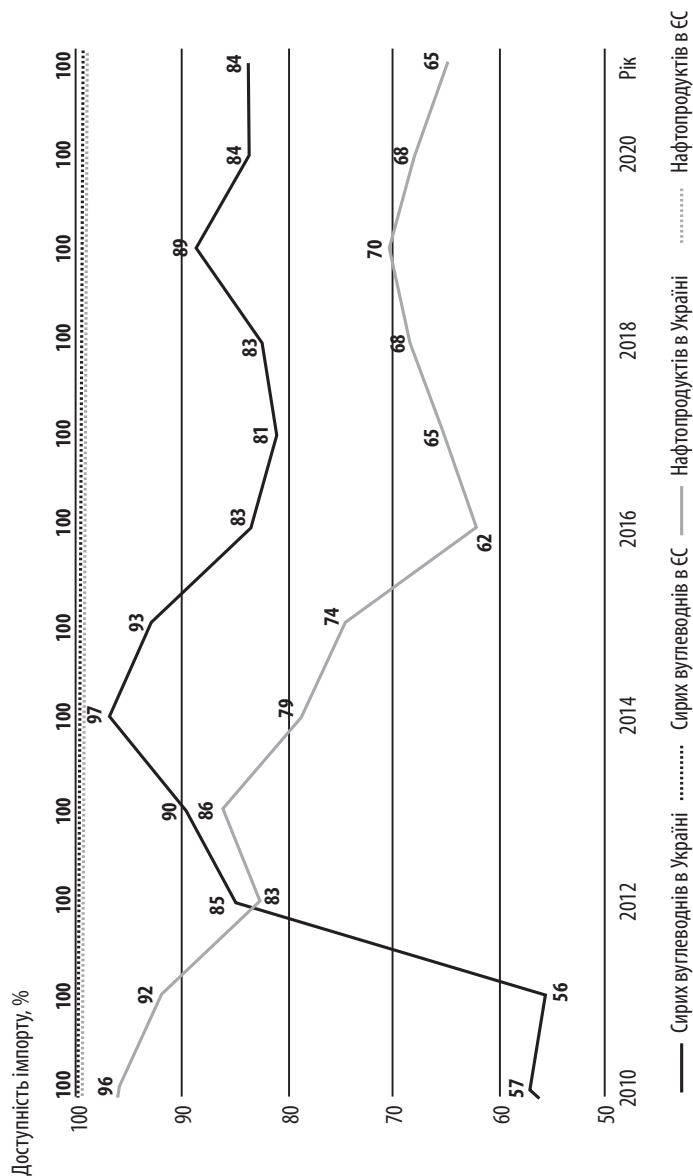


Рис. 1.28. Динаміка доступності імпорту сирих вуглеводнів і моторного палива в Україні та ЄС у 2010–2021 рр.

Джерело: складено авторами за даними Євростату [126]

Росія – 74 %, Азербайджан – 14 % та Казахстан – 11 %. У 2012–2014 рр. внаслідок падіння обсягів внутрішньої нафтопереробки в Україні відбулося різке зростання доступності імпорту сирих вуглеводнів, що, як і раніше, орієнтувався переважно на російську сировину. У 2016–2021 рр. відбулася переорієнтація з імпорту російської на середньоазійську нафту. Основними її імпортерами стали: Азербайджан – 50 %, Росія – 25 %, США – 9 %, Казахстан – 7 %. Отже, доступність сирих рідких вуглеводнів для України стабілізувалася на рівні 81–83 %. Однак відбулася і переорієнтація із трубопровідних постачань на морські, потужності яких були обмежені портами-відправниками та портами-отримувачами, що призвело до скорочення обсягів імпорту в Україну. Окрім високої концентрації за імпортом сирих рідких вуглеводнів, в Україні мала місце висока концентрація за імпортом нафтопродуктів, та імпортозалежність, навпаки, зростала. Це призвело до того, що доступність за імпортом моторного палива була значно нижчою, ніж в ЄС та коливалася в діапазоні 62–70 %. Так, у 2016–2021 рр. основними імпортерами нафтопродуктів в Україну виступали: Білорусь – 44 %, Росія – 31 %, Литва – 9 %. Таким чином, Україна мала обмежену доступність як за сирими вуглеводнями, так і моторним паливом, орієнтуючись в основному на ринки пострадянського простору. Означене провокувало ризики збоїв у їх постачаннях та ринкові маніпуляції.

Матриці розподілу європейських країн у площині «доступність нафти - доступність нафтопродуктів» наведено на *рис. 1.29*, а на *рис. 1.30* – позиціонування України та країн Європи в площині ризиків за четвертою безпековою компонентою.

Найменшу доступність до сирих вуглеводнів мали країни, зорієнтовані на імпорт російської нафти: Чехія, Словаччина, Болгарія, Литва та Фінляндія. Тоді як найбільшу доступність до них мали країни, що мають розвинуті морські шляхи сполучення: Іспанія, Італія, Франція, Нідерланди, Бельгія та Португалія. Україна, як і ряд інших континентальних країн Європи (як Австрія, Польща тощо), мали обмежену доступність як до сирих рідких вуглеводнів, так і до готових нафтопродуктів. Однак вихід до Чорного моря дозволяв Україні проводити незначну диверсифікацію постачань нафти та нафтопродуктів, зокрема, поставки сирих вуглеводнів

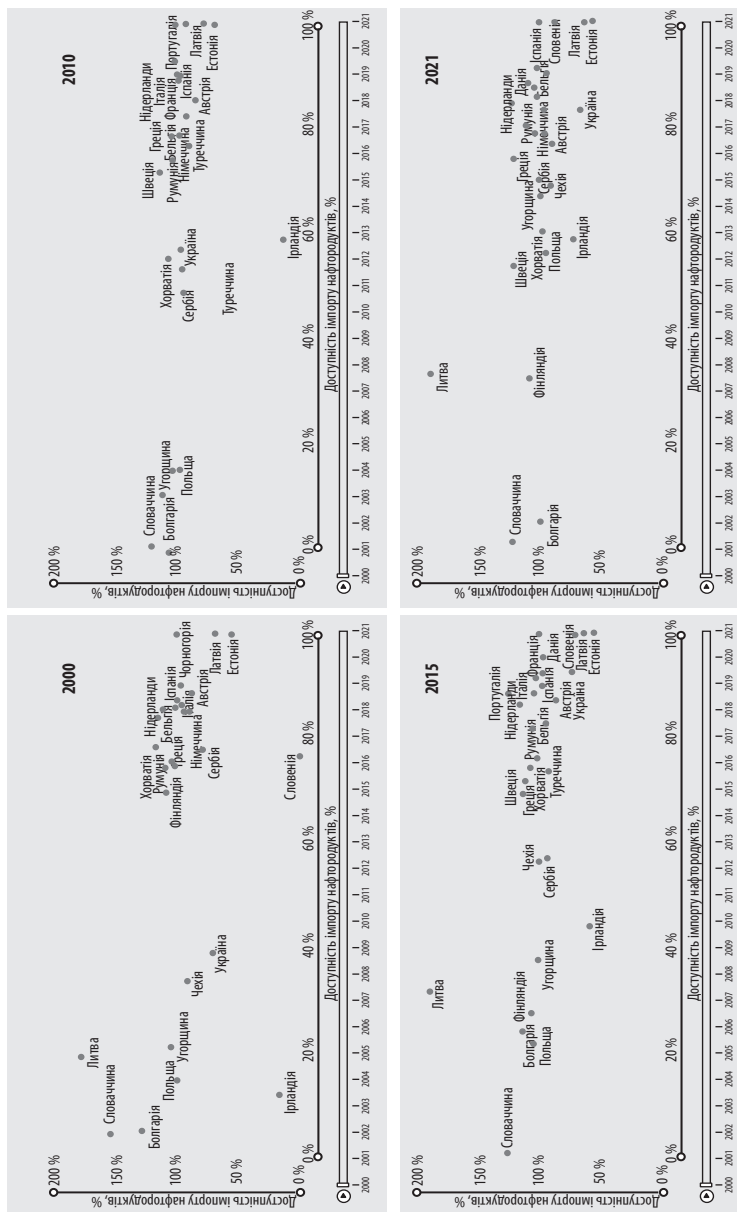


Рис. 1.29. Розподіл європейських країн у площині «доступність сирих рідких вуглеводнів – доступність імпорту нафтопродуктів» у 2000–2021 рр.

Джерело: складено авторами за даними Євростату [126]

РОЗДІЛ 1. Оцінка паливної безпеки України та визначення напрямів її зміцнення

Доступність імпорту сирих вуглеводнів, % (AF^{CH})

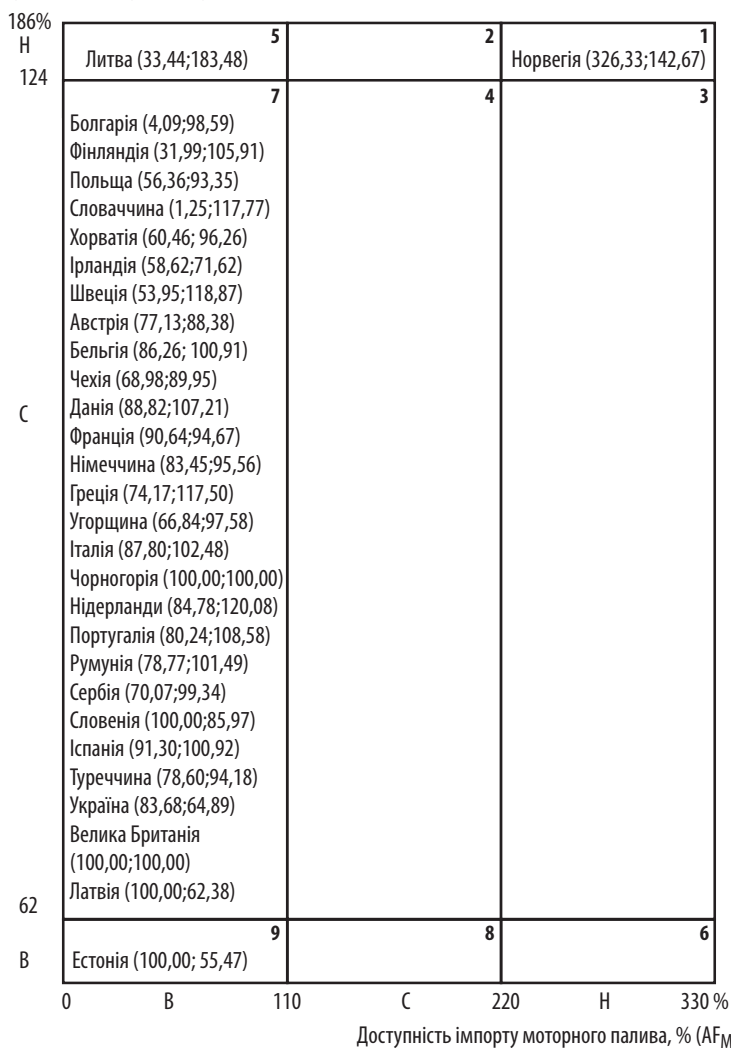


Рис. 1.30. Позичування України та країн Європи у площині ризиків «доступність імпорту сирих вуглеводнів – доступність імпорту моторного палива» у 2021 р.

Джерело: сформовано авторами

із азійських країн через російські порти або американської нафти через протоку Босфор.

Отже, за **четвертою безпековою компонентною** Україна мала задовільні позиції за імпортом сировини та слабкі позиції за імпортом готових продуктів. Однак такі позиції було досягнуто за рахунок розвинутої системи нафтопроводів та вигідного географічного розташування.

Розрахунок окремих безпекових компонент дозволяє підійти до питання визначення загального рівня паливної безпеки шляхом нормування визначених локальних індикаторів за методом мінімум-максимум. На *рис. 1.31* подано інтегральну оцінку безпекових компонент паливної безпеки згідно з 4А концепції (5-річний часовий діапазон обрано, щоб елімінувати вплив окремих неперманентних чинників, як, наприклад, пандемія Covid-19 або відновлення після неї). Як видно з *рис. 1.31*, найбільш сильні позиції за безпековою компонентою достатності мали Сполучене Королівство, Іспанія та Норвегія. Сполучене Королівство та Норвегія – через вагомості у європейському вимірі поклади нафти та газового конденсату, тоді як Іспанія – завдяки ощадливому використанню незначних їх покладів. Окрім Іспанії, ощадливий видобуток незначних покладів здійснювали Болгарія, Словаччина та Греція, в яких достатність запасів сирих вуглеводнів для видобутку перевищувала 100 років, в той час як їх достатність для нафтопереробки не перевищувала 1 року.

Україна у європейському просторі посіла 8-ме місце, оскільки вона екстенсивно видобувала доведені поклади. Передувала Україні Румунія, яка, маючи майже в 3 рази більші поклади нафти та газового конденсату, помірно їх видобувала та забезпечувала ними вагому частку власної нафтопереробки. Більші за Україну поклади нафти та газового конденсату мають Німеччина та Італія, які також екстенсивно розробляються ними для потреб власної нафтопереробки. 11 європейських країн мають малі поклади сирих вуглеводнів, та їх достатність була незначною як для видобутку, так і нафтопереробки. 9 країн не мають зовсім доведених запасів, тому їх достатність дорівнювала 0 %.

За безпековою компонентою наявність нафтопереробки 5 країн мали її значення понад 100 %, це: Норвегія, Литва, Греція, Нідерланди та Данія. Серед цих країн тільки у Норвегії мав місце наявний видобуток сирих рід-

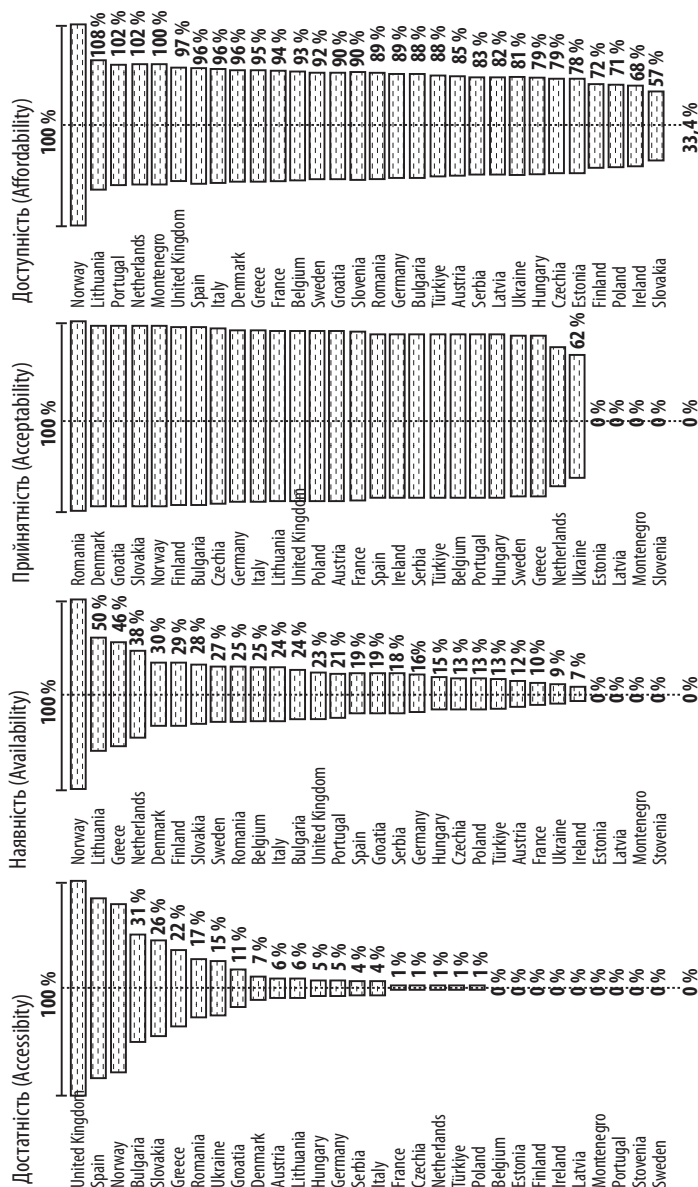


Рис. 1.31. Оцінка компонентів паливної безпеки країн за концепцією 4А у 2017–2021 рр.

Джерело: авторська розробка

ких вуглеводнів, який покривав потреби нафтопереробки, тоді як в решті країн високі значення наявності забезпечувалися надлишковим виробництвом моторного палива для внутрішнього кінцевого споживання. Високими значеннями за обома показниками наявності характеризувалося Сполучене Королівство, що дозволило їй посісти 6-те місце за цією компонентною у рейтингу паливної безпеки. Особливо виділяються Естонія, Латвія, Чорногорія та Словенія, які не мали зовсім ані видобутку рідких вуглеводнів, ані їх переробки в моторне паливо. Це так звані країни з нульовим ресурсним циклом моторного палива: імпорт моторного палива – споживання моторного палива. Передували цим країнам Ірландія та Україна: перша – оскільки має нерозвинуті видобуток та нафтопереробку (0 % та 37 % відповідно у 2017–2021 рр.), а друга – мала наявний видобуток та практично відсутню нафтопереробку (70 % та 18 % у 2017–2021 рр.).

За безпековою компонентною прийнятності виробництва лідерами були Румунія, Данія, Хорватія, Норвегія, та Фінляндія (понад 90 %). Ці країни мали розвинутий нафтопереробний сектор із прийнятністю моторного палива в діапазоні 85–89 %, зорієнтований на переробку нафти (80–96 %). У більшості європейських країн прийнятність виробництва перевищувала 80 %, і тільки в Нідерландах її рівень складав 71 %, через низьку прийнятність виробництва моторного палива на рівні 46 % при прийнятності нафти 88 %. Україна передувала групі країн із нульовим ресурсним циклом моторного палива (визначених за другою компонентною), оскільки мала обмежену прийнятність нафти на рівні 60 %. Спадаючий нафтовидобуток, ускладнена логістика та відсутність доступу на світові ринки змушували її шукати альтернативу нафті, зокрема, газоконденсат або переробка refinery feedstocks. При цьому в Україні відзначалася низька прийнятність виробництва моторного палива у 50 % (закриття великих прогресивних підприємств сектора та переорієнтація на міні-НПЗ без глибокої нафтопереробки).

За безпековою компонентною доступності імпорту перші місця рейтингу посіли нетто-експортери нафтопродуктів: Норвегія, Литва, Нідерланди та Греція. Також на перших місцях і Португалія, частка нетто-експорту якої була незначною (35 %). Країна виробляє моторне паливо з імпортової сировини (98 %), однак використовує своє вигідне географіч-

не положення для доступу на світові ринки (ННІ = 909). Так само вигідне географічне положення використовували Італія та Іспанія. Серед аутсайдерів рейтингу за цією безпековою компонентою були Чехія, Польща та Словаччина. Ці країни були частково імпортозалежними за моторним паливом, повністю імпортозалежними за сирими вуглеводнями та мали висококонцентровану структуру їх імпорту, зорієнтовану на російську нафту. Також серед аутсайдерів знаходилися деякі країни з нульовим ресурсним циклом моторного палива – Естонія, Латвія та Ірландія, які мали висококонцентровану структуру їх імпорту. Напроти, Словенія, незважаючи на нульовий ресурсний цикл, мала низькоконцентрований імпорт моторного палива, що забезпечувало їй 19-те місце у рейтингу за цією компонентою. Україна у цьому рейтингу посіла 24-те місце внаслідок високої імпортозалежності за моторного палива при помірно високій концентрації їх постачань. Водночас доступність імпорту сирих вуглеводнів в країні була на високому рівні: через занепад нафтопереробної промисловості імпортозалежність за ними була на помірно низькому рівні, а концентрація – на середньому.

На *рис. 1.32* наведено декомпозицію цих безпекових компонент за рівнями: первинну паливну безпеку, що стосується виключно сирих вуглеводнів, а також кінцеву паливну безпеку, що стосується виключно моторного палива, а також узагальнену оцінку паливної безпеки європейських країн у 2017–2021 рр.

Лідерами із первинної паливної безпеки виступали як країни, які мали достатні поклади сирих вуглеводнів, – Норвегія, Сполучене Королівство, Румунія, а також країни, які здійснювали ощадливий їх видобуток, – Іспанія, Болгарія, Греція. Аутсайдерами виступали як країни, які не мали доведених їх покладів та мали нульовий ресурсний цикл моторного палива, – Естонія, Латвія, Чорногорія, Словенія, а також країни, які є високозалежними та висококонцентрованими за імпортом, – Польща та Фінляндія. Україна посіла 7-ме місце з кінця, оскільки, маючи помірні доведені запаси, вона покривала ними більшу частину нафтопереробки, яка перебувала в занепаді. Структура українського імпорту була помірно концентрована, оскільки у 2017–2021 рр. відбулася переорієнтація із російської нафти на середньоазійську.

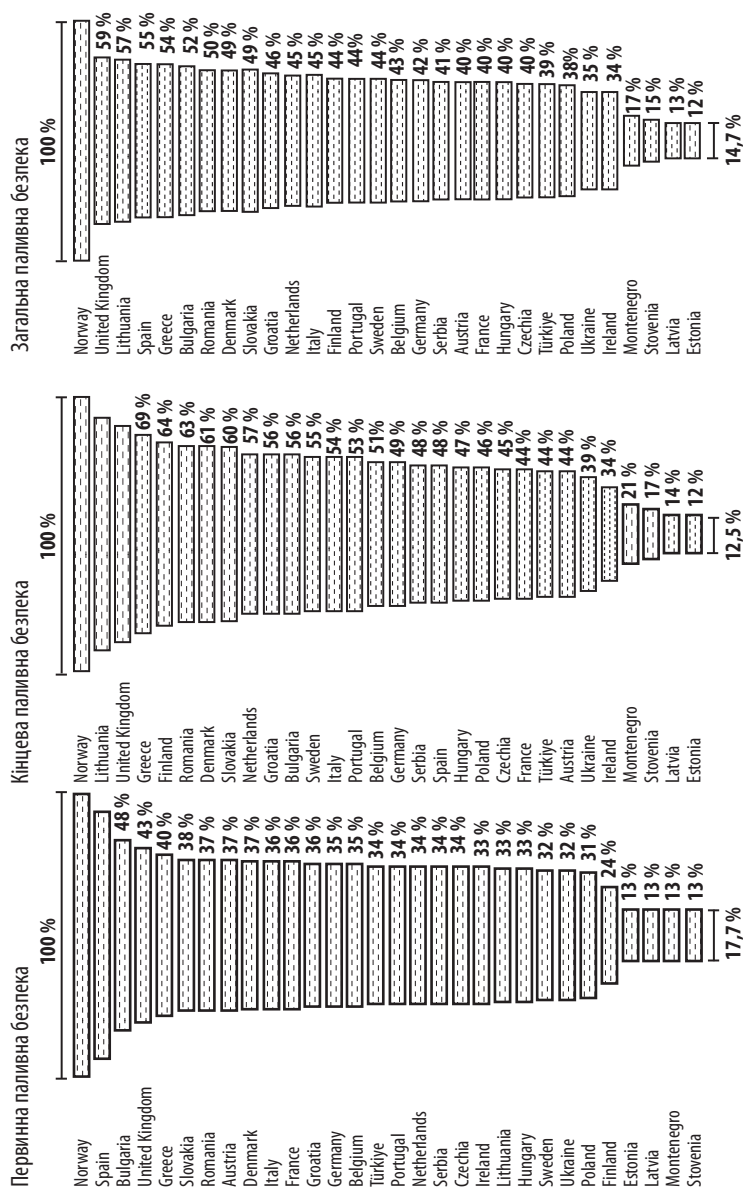


Рис. 1.32. Оцінка паливної безпеки європейських країн у 2017 – 2021 рр.

Джерело: розроблено авторами

Лідерами із кінцевої паливної безпеки виступали країни, які мали надлишкові потужності нафтопереробного комплексу: Норвегія, Литва, Сполучене Королівство, Греція, Фінляндія та Румунія. Україна займала 6-те місце з кінця, передуючи перед слабorozвиненим нафтопереробним комплексом Ірландії, а також країнами із нульовим ресурсним циклом: Чорногорії, Словенії, Латвії та Естонії.

Вищеозначені компоненти та рівні паливної безпеки обумовили наступний загальний рівень паливної безпеки європейських країн. Найвищий рівень паливної безпеки мали Норвегія, Сполучене Королівство, Литва, Іспанія, Греція, Болгарія, Румунія. Як бачимо, тільки 1, 2 та 7 мали істотні поклади нафти, проте відсутність цих покладів в 3, 4, 5, 6 дозволили ним досягти високого рівня паливної безпеки завдяки розбудові високоефективного нафтопереробного комплексу на основі низькоконцентрованого імпорту сирих вуглеводнів. Найнижчий рівень паливної безпеки мали країни із нульовим ресурсним циклом моторного палива: Чорногорія, Словенія, Латвія, Естонія. Україна та Ірландія передували цим аутсайдерам, оскільки не приділяли уваги розбудові власного виробництва моторного палива. Перед ними відповідні місця зайняли країни, які мають недостатні потужності нафтопереробного комплексу, який зорієнтований на імпорتنі постачання російської нафти: Угорщина, Чехія, Туреччина, Польща.

На *рис. 1.33* наведено позиціонування європейських країн у площині ризиків паливної безпеки за рівнями: первинна паливна безпека, що стосується виключно сирих вуглеводнів та кінцева паливна безпека, що стосується виключно моторного палива.

У *табл. 1.9* наведено узагальнену оцінку ризиків паливної безпеки європейських країн за її компонентами

Аналіз ризиків паливної безпеки України та країн Європейського простору дозволив визначити, що найнижчі рівні у 2021 р. мали: Норвегія, Греція, Литва, Іспанія, а найвищі рівні мали країни із нульовим ресурсним циклом моторного палива: Чорногорія, Словенія, Латвія, Естонія.

Основні ризики паливної безпеки більшості європейських країн співвідносилися з компонентами достатності, наявності та доступності,

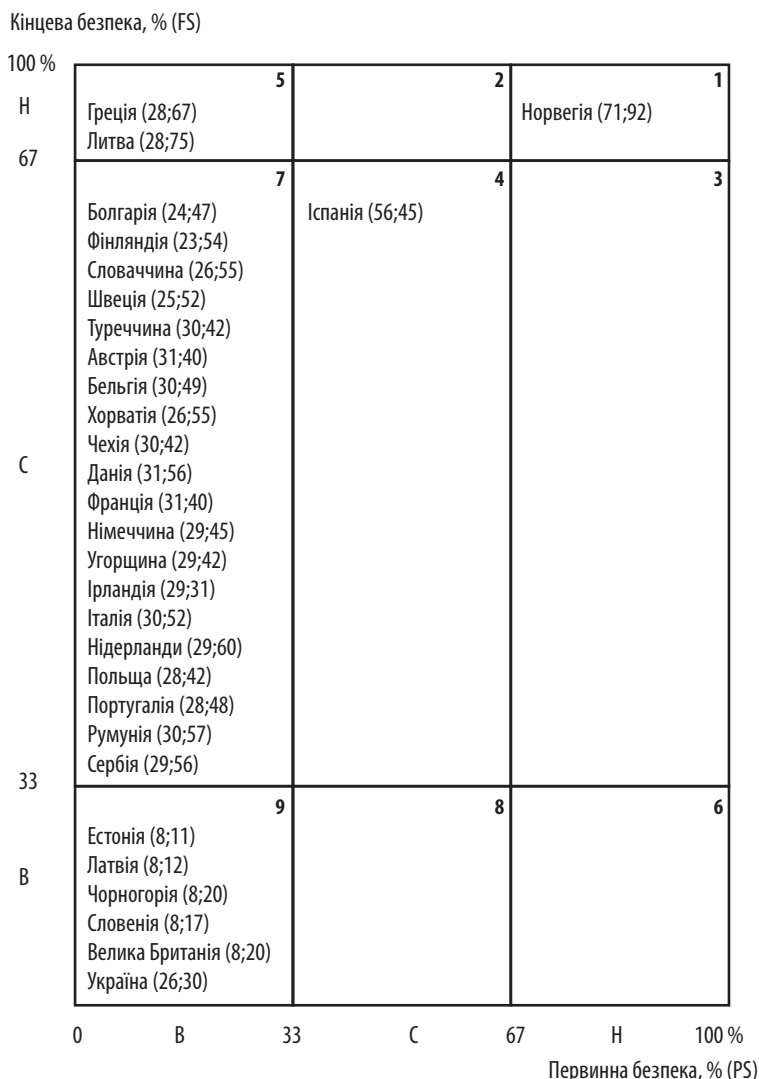


Рис. 1.33. Позиціонування України та країн світу в площині ризиків «кінцева безпека – первинна безпека» у 2021 р.

Джерело: сформовано авторами

Таблиця 1.9

Оцінка ризиків паливної безпеки України та країн Європи у 2021 р.

Країна	Компоненти				Паливна безпека
	Достатність	Наявність	Прийнятність	Доступність	
1	2	3	4	5	6
Австрія	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Бельгія	$VAC_p - VAC_R$	$CAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Болгарія	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Велика Британія	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$VACC_0 - BACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	BFS-BPS
Греція	$VAC_p - VAC_R$	$HAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	HFS-BPS
Данія	$VAC_p - VAC_R$	$CAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Естонія	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$VACC_0 - BACC_{ME}$	$BAF_{CH} - BAF_{ME}$	BFS-BPS
Ірландія	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Іспанія	$VAC_p - HAC_R$	$CAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-CPS
Італія	$VAC_p - VAC_R$	$CAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Латвія	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$VACC_0 - BACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	BFS-BPS
Литва	$VAC_p - VAC_R$	$HAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$HAF_{CH} - BAF_{ME}$	HFS-BPS
Нідерланди	$VAC_p - VAC_R$	$HAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Німеччина	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Норвегія	$HAC_p - VAC_R$	$CAV_R - HAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$HAF_{CH} - HAF_{ME}$	HFS-HPS
Польща	$VAC_p - VAC_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Португалія	$VAC_p - VAC_R$	$CAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HAC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS

Закінчення табл. 1.9

1	2	3	4	5	6
Румунія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$СAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Сербія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Словаччина	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$СAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Словенія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$BACC_0 - BACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	BFS-BPS
Туреччина	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Угорщина	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Україна	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	BFS-BPS
Фінляндія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$СAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Франція	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Хорватія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Чехія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$HACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS
Чорногорія	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$BAV_R - BAV_{FC}$	$BACC_0 - BACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	BFS-BPS
Швеція	$ВАС_{ip} - ВАС_R$	$СAV_R - BAV_{FC}$	$CACC_0 - HACC_{ME}$	$CAF_{CH} - BAF_{ME}$	CFS-BPS

Примітка: Н – низький рівень, С – середній рівень, В – високий рівень

Джерело: сформовано авторами

а саме: достатності сирих вуглеводнів для внутрішнього видобутку; достатності сирих вуглеводнів для нафтопереробки; наявності моторного палива для кінцевого споживання; доступності імпорту моторного палива.

В Україні ризики паливної безпеки співвідносилися з першою та другою безпековими компонентами: достатністю та наявністю. Маючи вагому наявність за видобутком нафти та газоконденсату, вона мала критично низьку наявність нафтопереробки для кінцевого споживання.

Таким чином, у період до повномасштабної війни із росією Україна мала слабкі позиції із паливної безпеки, поступово перетворюючись на країну із нульовим ресурсним циклом моторного палива. Руйнація останніх крупних нафтопереробних потужностей фактично перетворює її на таку.

З-поміж очікуваних прогностичних альтернатив розвитку паливного сектора в Україні чітко виокремлюються два сценарії:

- 1) відмова від власного виробництва моторного палива та приєднання до групи європейських країн з нульовим ресурсним циклом моторного палива;
- 2) відмова від імпорту готового моторного палива, відбудова нафтопереробної промисловості та нарощування його власного виробництва.

Очевидно, що зміцнення паливної безпеки України передбачає реалізацію другого сценарію.

Однак за такого сценарію перед Україною постають непередбачені європейською практикою виклики.

По-перше, зміцнення паливної безпеки за рахунок максимізації видобутку практично неможливо, оскільки [127]:

- за 30-річний період обсяг важковидобувних запасів в Україні збільшився майже втричі: наразі близько 68–70 % усіх покладів відносяться саме до цієї категорії;
- 88 % нафтових родовищ – із запасами менше 1 млн т – відносяться до «дуже дрібних» за сучасною класифікацією;

➤ близько 71 % видобувних запасів української нафти відноситься до категорії «С», а до вищих категорій запасів «А» і «В» належить лише 29 % запасів нафтової сировини, переважна більшість якої видобувалася в Східному регіоні;

➤ середнє значення коефіцієнта нафтовилучення в Україні наближується до 30 % за проектного – 36,5 %, тоді як світовий рівень для відповідних режимів розробки становить 40–50 %;

➤ наявний свердловинний фонд зношений і експлуатується менше, ніж на 10 %, а продуктивними ж були не більше 10 % свердловин;

➤ абсолютна більшість нафтових родовищ України вступили в пізню стадію розробки.

Важкореалізованим сценарієм є диверсифікація постачань сирих вуглеводнів для потреб нафтопереробного комплексу України. До початку воєнної агресії росії в Україні можливими були три логістичні маршрути їх постачань [127]:

- 1) російський напрям – трубопровідний транспорт через нафтопровід «Дружба» й інші міжнаціональні інтерконнектори із РФ;
- 2) каспійський напрям – морський транспорт Чорним морем із портів Батумі, Супса, Новоросійськ та українськими нафтопроводами з морських портів м. Одеси та м. Херсону, та далі магістральними нафтопроводами України або залізничним транспортом до НПЗ України;
- 3) міжнародний напрям – морським транспортом через турецькі порти Босфор і Дарданеллу до морських портів.

Із перелічених перспективним залишається тільки третій напрям, однак обсяги постачань ним є обмеженими пропускнуою здатністю через турецькі затоки, що не дозволяє його розглядати як основний.

Скудність доведених запасів нафти й обмежені можливості диверсифікації постачань сирих вуглеводнів в Україну обумовлюють необхідність розбудови національного ресурсного циклу моторного палива на основі неконвенціональних шляхів його виробництва шляхом максимізації використання власного енергетичного потенціалу для забезпечення вироб-

ництва моторного палива, зокрема, технологіями вугілля в паливо (coal-to-liquids – CTL) або газ в паливо (gas-to-liquids – GTL). Пріоритет при цьому надається технології CTL, оскільки Україна має великі запаси як кам'яного, так і бурого вугілля.

Отже, виробництво синтетичного моторного палива із вугілля вважається одним із найбільш перспективних застосувань вугільного потенціалу України. Виробництво синтетичного моторного палива слід розглядати як стратегічний напрям відбудови ресурсного циклу моторного палива в Україні, що здатний забезпечити потреби в моторному паливі національної економіки незалежно впливу різних політико-економічних шоків.

Висновки до розділу 1

Дослідження науково-прикладних аспектів паливної безпеки України дозволило отримати такі результати, які доводять доцільність і своєчасність розбудови сфери виробництва синтетичного палива:

1. Наукова проблема енергетичної безпеки бере свій початок із сфери виробництва моторного палива із нафтової сировини і датується 1973 р., особливо загострюючись під час енергетичних криз. Бібліометричний аналіз публікаційної активності енергетичної безпеки за науково-метричними базами даних Scopus та Web of Science засвідчує зростаючу зацікавленість серед науковців протягом останніх 20 років. Така зацікавленість підтверджується дивергентністю трендів наукового та користувацького пошуків. Це обумовлює міждисциплінарний характер наукових досліджень, які мають широку географічну диверсифікацію. У науковому полі сформувалося 8 дослідницьких кластерів: безпека, ризик, енергія, здоров'я, кліматичні зміни, відновлювана енергетика, сталий розвиток і довкілля. Географічними центрами наукових досліджень енергетичної безпеки виступають провідні країни, які сформували відповідні регіональні енергетичні ринки: США (американський), Велика Британія (європейський), Китай (азійський). Мережева карта енергетичної безпеки в хронологічному вимірі дозволила встановити еволюцію

концептуальних підходів від ринкового оцінювання до сталого, а згодом – до цифрового управління. Паливна безпека є вагомим складовою загального наукового поля досліджень з енергетичної безпеки. Бібліометричний аналіз паливної безпеки дозволив сформувати наукове поле досліджень, яке складається із 5 кластерів: оптимізація, енергія, відновлювана енергетика, стійкість, продуктивність. Мережева карта паливної безпеки у хронологічному вимірі вказує на концептуальний перехід досліджень із сфери ефективності використання традиційного палива до споживання альтернативних видів палива.

2. Аналіз паливної залежності ЄС у довоєнний та воєнний періоди довела, що європейська спільнота знаходиться у «пастці» та змушена витратити 200–300 млрд дол. США щорічно, фінансуючи видобуток сирих вуглеводнів в інших країнах. Протягом останніх 10 довоєнних років ЄС зміг скоротити паливну залежність лише на 2 % через збільшення ефективності нафтопереробки, заміщення викопного палива сумішевими біокомпонентами, а також розширення використання транспортних засобів із нульовим (електромобілів) та низьким (гібридів) рівнями викидів. Запроваджені санкції та відмова від російської нафти та моторного палива у відповідь на агресію РФ проти України дозволили диверсифікувати географію імпорту до ЄС, але не знизити його паливну залежність. Російська агресія обумовила турбулентність європейської нафтопереробки та стагнацію ринку моторного палива. Ущільнення світового ринку обумовило стрімке зниження експорту моторного палива. Водночас у балансі сирих вуглеводнів та моторного палива ЄС стохастичний та пробалістичний характер мало використання інших вуглеводнів. Освоєння виробництва інших вуглеводнів із нафтової сировини може стати радикальним напрямом зниження паливної залежності через виробництво синтетичного моторного палива.
3. Оцінка паливної безпеки України в європейському просторі на засадах концепції «4А» дозволила дослідити її за рівнями та компонентами: (і) за безпековою компонентою достатності мала міцні позиції, оскільки екстенсивно видобувала власні поклади сирих

вуглеводнів; (ii) за безпековою компонентою наявності нафтопереробки передувала виключно країнам із нульовим ресурсним циклом моторного палива; (iii) за безпековою компонентою прийнятності виробництва мала низький рівень і змушена була шукати альтернативи сирій нафті у виді газоконденсату та імпортованої нафтопереробної сировини; (iv) за безпековою компонентою доступності імпорту зайняла аутсайдерські позиції, оскільки мала обмежені можливості диверсифікації зовнішніх постачань. Значні власні поклади сирих вуглеводнів обумовили міцні позиції України за рівнем первинної паливної безпеки, однак обумовлені вони занепадом національної нафтопереробки. Проте за рівнями кінцевої та загальної паливної безпеки Україна зайняла аутсайдерські позиції, передуючи виключно європейським країнам із нульовим ресурсним циклом моторного палива.

Отже, з позицій паливної безпеки, доцільність розбудови виробництва синтетичного моторного палива продиктована надбанням світової наукової спільноти, відповідає європейській енергетичній політиці й об'єктивно зумовлена національними інтересами України.

Перелік джерел до розділу 1

1. Issawi C. The 1973 oil crisis and after. *Journal of Post Keynesian Economics*. 2015. Vol. 1 (2). P. 3–26.

DOI: <https://doi.org/10.1080/01603477.1978.11489099>

2. Balassa B. Exports, policy choices, and economic growth in developing countries after the 1973 oil shock. *Journal of development economics*. 1985. Vol. 18 (1). P. 23–35.

DOI: [https://doi.org/10.1016/0304-3878\(85\)90004-5](https://doi.org/10.1016/0304-3878(85)90004-5)

3. Mitchell T. The resources of economics: making the 1973 oil crisis. In *The Limits of Performativity Routledge*. 2015. P. 50–65. URL: <https://www.taylorfrancis.com/chapters/edit/10.4324/9781315776644-8/resources-economics-timothy-mitchell>

4. Lin B., Raza M. Y. Analysis of energy security indicators and CO₂ emissions. A case from a developing economy. *Energy*. 2020. Vol. 200. 117575.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117575>

5. Gasser P. A review on energy security indices to compare country performances. *Energy Policy*. 2020. No. 139. 111339.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111339>

6. Sun H., Ikram M., Mohsin M., Abbas Q. Energy security and environmental efficiency: evidence from OECD countries. *The Singapore Economic Review*. 2021. Vol. 66 (02). P. 489–506.

DOI: <https://doi.org/10.1142/S0217590819430033>

7. Mišík M. The EU needs to improve its external energy security. *Energy Policy*. 2022. Vol. 165. 112930.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112930>

8. Jewell J. The IEA model of short-term energy security (MOSES): primary energy sources and secondary fuels. OECD Library, 2011. URL: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/the-iea-model-of-short-term-energy-security-moses_5k9h0wd2ghlv-en&hl=ru&sa=T&oi=gsb&ct=res&cd=0&d=17058756615358049111&ei=NA1nZZfSCMihy9YP5Oq8KA&scisig=AFWwaeZv2jolFbM5cKeziBcGP6i5

9. World Energy Trilemma Index 2022 Report // World Energy Council, 2022. URL: <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2022>

10. World energy assessment : energy and the challenge of sustainability. *United Nations Development Programme*, 2000. URL: <https://digitallibrary.un.org/record/429622?ln=ru>

11. Web of Science Core Collection. URL: <https://www.webofscience.com/wos/woscc/summary/d3b74d30-9e32-49c4-aaa3-063481f085d4-b75518c3/times-cited-descending/1>

12. Що таке енергетична безпека і чому це надважливо для України. Проєкт енергетичної безпеки // USAID. URL: <https://energysecurityua.com>

org/ua/u-fokusi/shcho-take-enerhetychna-bezpeka-i-chomu-tse-nadvazhlyvo-dlia-ukrainy/

13. Gryshova I., Kyzym M., Hubarieva I., Khaustova V., Livinskyi A., Koroshenko M. Assessment of the EU and Ukraine Economic Security and Its Influence on Their Sustainable Economic Development. *Sustainability*. 2020. Vol. 12 (18). 7692.

DOI: <https://doi.org/10.3390/su12187692>

14. Енергетична безпека України: методологія системного аналізу та стратегічного планування : аналіт. доп. / [О. М. Суходоля, Ю. М. Харазішвілі, Д. Г. Бобро, А. Ю. Сменковський, Г. Л. Рябцев, С. П. Завгородня] ; за заг. ред. О. М. Суходоля. Київ : НІСД, 2020. 178 с.

15. Defining energy security / IEA. URL: <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity/>

16. Мазур І. Дефініція поняття «енергетична безпека»: денотативний підхід. URL: <https://visnyk.iful.edu.ua/wp-content/uploads/2019/02/8-46-13.pdf>

17. APERC. A quest for energy security in the 21st century: Resources and Constraints, Japan : Institute of Energy Economics, 2007. Р. 1–113.

18. Тараєвська Л. Складові енергетичної безпеки та критерії оцінки. URL: https://economyandsociety.in.ua/journals/8_ukr/65.pdf

19. Khaustova V. E., Salashenko T. I., Lelyuk, O. V. Energy security of the national economy based on a systems approach. *Науковий вісник Полісся*. 2018. № 1 (2 (14)). С. 79–92. URL: https://journals.uran.ua/nvp_chntu/article/view/140212

20. Губарева І. О., Хаустов М. М. Ризики енергетичній безпеці. Візуалізація наукових досліджень. *Проблеми економіки*. 2024. № 2 (60). С. 21–30.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2024-2-21-30>

21. Kahan E. Regulatory options for solar incentives offered by public utilities. *Energy*. 1982. Vol. 7 (1). Р. 113–123.

DOI: [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(82\)90069-X](https://doi.org/10.1016/0360-5442(82)90069-X)

22. Filipovic S., Orlov A., Panic A. A. Key forecasts and prospects for green transition in the region of Central Asia beyond 2022. *Energy, Sustainability and Society*. 2023. Vol. 14 (1). Art. 25.

DOI: <https://doi.org/10.1186/s13705-024-00457-0>

23. Maechling E. Security risks to energy production and trade – the problems of the middle-east. *Energy Policy*. 1982. Vol. 10 (2). P. 120–130.

DOI: [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(82\)90024-6](https://doi.org/10.1016/0301-4215(82)90024-6)

24. Kesavan V. T., Danalakshmi D., Gopi R., Venkatesan R. A decentralized framework for enhancing security in power systems through blockchain technology and trading system. *Energy Sources part A-Recovery Utilization and Environmental Effects*. 2024. Vol. 46 (1). P. 3454–3475.

DOI: <https://doi.org/10.1080/15567036.2024.2318010>

25. Jacobson M., Delucchi M. Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. *Energy Policy*. 2011. Vol. 39 (3). P. 1154–1169.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.040>

26. Sovacool B. What are we doing here? Analyzing fifteen years of energy scholarship and proposing a social science research agenda. *Energy Research and Social Science*. 2014. No. 1. P. 1–29.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.02.003>

27. Bridge G., Bouzarovski S., Bradshaw M., Eyre N. Geographies of energy transition: Space, place and the low-carbon economy. *Energy Policy*. 2013. No. 53. P. 331–340.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.066>

28. Jacobson M. Z. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy & Environmental Science*. 2009. Vol. 2 (2). P. 148–173.

DOI: <https://doi.org/10.1039/b809990c>

29. Barreto L., Makihiro A., Riahi K. The hydrogen economy in the 21st century: a sustainable development scenario. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2003. Vol. 28 (3). P. 267–284.

DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00074-5](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00074-5)

30. Bachu S. CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. *Progress in Energy and Combustion science*. 2008. Vol. 34 (2). P. 254–273.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2007.10.001>

31. Liao H., Tang M., Luo L., Li C., Chiclana F., Zeng X. J. A Bibliometric Analysis and Visualization of Medical Big Data Research. *Sustainability*. 2018. Vol. 10 (1). 166.

DOI: <https://doi.org/10.3390/su10010166>

32. Noyons E. C., Moed H. F., Luwel M. Combining mapping and citation analysis for evaluative bibliometric purposes: A bibliometric study *J. Assoc. Inf. Sci. Technol.* 1999. Vol. 50 (2). P. 115–131.

DOI: [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1097-4571\(1999\)50:2<115::AID-ASI3>3.0.CO;2-J](https://doi.org/10.1002/(SICI)1097-4571(1999)50:2<115::AID-ASI3>3.0.CO;2-J)

33. Kvilinski A. Mapping Global Research on Green Energy and Green Investment: A Comprehensive Bibliometric Study *Energies*. 2024. Vol. 17 (5). 1119.

DOI: <https://doi.org/10.3390/en17051119>

34. Gallego-Losada M.-J., Montero-Navarro A., García-Abajo E., Gallego-Losada R. Digital financial inclusion. *Visualizing the academic literature Research in International Business and Finance*. 2023. No. 64. 101862.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ribaf.2022.101862>

35. Khaustova V., Bondarenko D., Omarov Sh., Yudenko Ye., Yurchenko O. Analysis of research trends in the field of digital finance based on bibliometric data. *Financial and credit activity problems of theory and practice*. 2024. Vol. 4 (57).

DOI: <https://doi.org/10.55643/fcaptp.4.57.2024.4429>

36. Губарева І., Хаустова В., Козирева О., Колодяжна Т., Шуть О. Податкові пільги: бібліометричний і трендовий аналіз. *Financial and credit activity problems of theory and practice*. 2022. Vol. 6 (41). P. 398–409.

DOI: <https://doi.org/10.18371/fcaptp.v6i41.251468>

37. Khaustova V., Hubarieva I., Kostenko D., Salashenko T., Mykhailenko D. Rationale for the Creation and Characteristics of the National

High-Tech Production of Motor Biofuel. *Systems, Decision and Control in Energy V. Springer*. 2023. Т. 481. Р. 569–583.

DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7>

38. Тараєвська Л. Складові енергетичної безпеки та критерії оцінки. *Економіка і суспільство*. 2017. № 8. URL: https://economyandsociety.in.ua/journals/8_ukr/65.pdf

39. Салашенко Т. І., Костенко Д. М., Хаустов М. М. Паливна безпека України: виклики та шляхи подолання. *Бізнес Інформ*. 2023. № 11. С. 209–217.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2023-11-209-217>

40. LaBelle M. C. Energy as a weapon of war: Lessons from 50 years of energy interdependence. *Global Policy* 2023. Vol. 14. P. 531–547.

DOI: <https://doi.org/10.1111/1758-5899.13235>

41. Rausser G., Strielkowski W., Mentel G. Consumer Attitudes toward Energy Reduction and Changing Energy Consumption Behaviors. *Energies*. 2023. Vol. 16 (3). 1478.

DOI: <https://doi.org/10.3390/en16031478>

42. Torres-Salinas D., Jiménez-Contreras E. Introduction and comparative study of the new scientific journal's citation indicators in Journal Citation Reports and Scopus. *El Profesional de la Información*. 2010. Vol. 19 (2). P. 201–207.

DOI: <https://doi.org/10.3145/epi.2010.mar.12>

43. Hernández-González V., Sans-Rosell N., Jové-Deltell M. C., Reverter-Masia J. Comparison between Web of Science and Scopus. Bibliometric Study of Anatomy and Morphology Journals. *International Journal of Morphology*. 2016. Vol. 34 (4). P. 1369–1378. URL: http://www.intjmorphol.com/abstract/?art_id=3836

44. Turner J. A. Sustainable hydrogen production. *Science*. 2004. Vol. 305 (5686). P. 972–974.

45. Dai L., Xue Y., Qu L., Choi H.-J., Baek J.-B. Metal-Free Catalysts for Oxygen Reduction Reaction. *Chemical Reviews*. 2015. Vol. 115 (11). P. 4823–4892.

DOI: <https://doi.org/10.1021/cr5003563>

46. Ellabban O., Abu-Rub H., Blaabjerg F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 39. P. 748–764.

47. Abe J. O., Popoola A. P. I., Ajenifuja E., Popoola O. M. Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2019. Vol. 44 (29). P. 15072–15086.

48. Demirbas A. Progress and recent trends in biofuels. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2009. Vol. 33 (1). P. 1–18.

49. Jacobson M. Z. Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security. *Energy and Environmental Science*. 2009. Vol. 2 (2). P. 148–173.

50. Dunn S. Hydrogen futures: Toward a sustainable energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2002. Vol. 27 (3). P. 235–264.

51. Haile S. M. Fuel cell materials and components. *Acta Materialia*. 2003. Vol. 51 (19). P. 5981–6000.

52. Semelsberger T. A., Borup R. L., Greene H. L. Dimethyl ether (DME) as an alternative fuel. *Journal of Power Sources*. 2006. Vol. 156 (2). P. 497–511.

53. Demirbas A. Biofuels sources, biofuel policy, biofuel economy and global biofuel projections. *Energy Conversion and Management*. 2008. Vol. 49 (8). P. 2106–2116.

54. Nurul Syuhadah Yakath Ali, Siti Indati Mustapa, Norsyahida Mohammad. Bibliometric Analysis of Energy Security Research: An Analysis of Global Geopolitics Consequence. URL: <https://www.europeanproceedings.com/article/10.15405/epfe.23081.68>

55. Dominko M., Primc K., Slabe-Erker R., Kalar B. A bibliometric analysis of circular economy in the fields of business and economics: towards more action-oriented research. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10668-022-02347-x#Tab1>

56. Demirbas A. Progress and recent trends in biofuels. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2007. Vol. 33 (1). P. 1–18.

57. Pimentel D., Zuniga R., Morrison D. Update on the environmental and economic costs associated with alien-invasive species in the United States. *Ecological Economics*. 2005. Vol. 52 (3 SPEC. ISS). P. 273–288.

58. Sovacool B. K., Ryan S. E., Stern P. C., Janda K., Rochlin G., Spreng D., Pasqualetti M. J., Wilhite H., Lutzenhiser L. Integrating social science in energy research. *Energy research & social science*. 2015. Vol. 6. P. 95–99.

59. Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S. Th., Jan E., Hvelplund F., Mathiesen B. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*. 2014. Vol. 68.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>

60. Kim Sung-Wook, Seo Dong-Hwa, Ma Xiaohua, Ceder Gerbrand, Kang Kisuk Electrode Materials for Rechargeable Sodium-Ion Batteries: Potential Alternatives to Current Lithium-Ion Batteries. *Advanced energy materials*. 2012. Vol. 2 (7). P. 710–721.

61. Chisti Y. Biodiesel from microalgae. *Biotechnology Advances*. 2007. Vol. 25 (3). P. 294–306.

62. Ali M., Yekeen N., Pal N., Iglauder S., Hoteit H. Influence of pressure, temperature and organic surface concentration on hydrogen wettability of caprock; implications for hydrogen geo-storage. *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 5988–5996.

63. Raza A., Arif M., Glatz G., Alafnan S., Iglauder S. A holistic overview of underground hydrogen storage: Influencing factors, current understanding, and outlook. *Fuel*. 2022. Vol. 330. 125636.

64. Rüdiger M. From import dependence to self-sufficiency in Denmark, 1945–2000. *Energy Policy* 2019. No. 125. P. 82–89.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.050>.

65. Losoncz M. Energy dependence and supply in Central and Eastern Europe. *The Analyst-Central and Eastern European Review-English Edition*. 2006. No. (01). P. 73–88. URL: <https://www.ceeol.com/search/article-detail?id=92777>.

66. Gupta E. Oil vulnerability index of oil-importing countries. *Energy policy* 2008. Vol. 36 (3). P. 1195–1211.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.011>

67. Judge A., Maltby T., Sharples J. D. Challenging reductionism in analyses of EU-Russia energy relations. *Geopolitics*. 2016. Vol. 21 (4). P. 751–762.

DOI: <https://doi.org/10.1080/14650045.2016.1222520>

68. Khaustova V., Kyzym M., Salashenko T., Hubarieva I. Assessment of the Fuel Security of the European Countries and the Threat of Ukraine's Fall into the Trap of Fuel Dependence. *Science and Innovation*. 2024. Vol. 20 (4). P. 3–21.

DOI: <https://doi.org/10.15407/scine20.04.003>

69. Proedrou F. EU Decarbonization under Geopolitical Pressure: Changing Paradigms and Implications for Energy and Climate Policy. *Sustainability*. 2023. No. 15. 5083.

DOI: <https://doi.org/10.3390/su15065083>

70. Acevedo R. A., Lorca-Susino M. The European Union oil dependency: a threat to economic growth and diplomatic freedom. *International Journal of Energy Sector Management*. 2021. Vol. 15. Issue 5. P. 987–1006.

DOI: <https://doi.org/10.1108/IJESM-10-2020-0010>

71. Tichý L., Dubský Z. The EU energy security relations with Russia until the Ukraine war. *Energy Strategy Reviews*. 2024. Vol. 52. 101313.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101313>

72. Cappelli F., Carnazza G. The Multi-dimensional Oil Dependency Index (MODI) for the European Union. *Resources Policy*. 2023. Vol. 82. 103480.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.103480>

73. Asghar M., Leghari S., Ullah S., Nobanee H. Balancing environmental sustainability: Socio-economic drivers and policy pathways in oil-importing nations. *Energy Strategy Reviews*. 2024. Vol. 55. 101497.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101497>

74. Deniz P. Oil prices and renewable energy: oil dependent countries. *Journal of Research in Economics*. 2019. Vol. 3 (2). P. 139–152.

DOI: <https://doi.org/10.35333/JORE.2019.52>

75. Ang B. W. LMDI decomposition approach: A guide for implementation. *Energy Policy*. 2015. No. 86. P. 233–238

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.007>

76. Ang B. W., Liu N. Energy decomposition analysis: IEA model versus other methods. *Energy Policy*. 2007. No. 35. P. 1426–1432.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.04.020>

77. Ang B. W., Fang Q. Z. A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy*. 2000. No. 25. P. 1149–1176.

DOI: [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00039-6](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00039-6)

78. Eurostat Database. Supply and transformation of oil and petroleum products – monthly data.

DOI: https://doi.org/10.2908/NRG_CB_OILM

79. Eurostat Database. Passenger cars, by type of motor energy.

DOI: https://doi.org/10.2908/ROAD_EQS_CARPDA

80. Eurostat Database. Lorries, by type of motor energy.

DOI: https://doi.org/10.2908/ROAD_EQS_LORMOT

81. Eurostat Database. Motor coaches, buses and trolley buses, by type of motor energy.

DOI: https://doi.org/10.2908/ROAD_EQS_BUSMOT

82. Eurostat Database. Mopeds and motorcycles by type of motor energy.

DOI: https://doi.org/10.2908/ROAD_EQS_MOPEDS

83. Eurostat Database. Aircraft traffic data by reporting country.

DOI: https://doi.org/10.2908/AVIA_TF_ACC

84. Eurostat Database. Maritime goods transport performed in the Exclusive Economic Zone (EEZ) of the countries.

DOI: https://doi.org/10.2908/MAR_TP_GO

85. Eurostat Database. Train traffic performance by train category and source of energy.

DOI: https://doi.org/10.2908/RAIL_TF_TRAVEH

86. Martínez-García M. Á., Ramos-Carvajal C., Cámara Á. Consequences of the energy measures derived from the war in Ukraine on the level of prices of EU countries. *Resources Policy*. 2023. Vol. 86. 104114.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2023.104114>.

87. Dubský Z., Tichý L. The role of narratives in the discourse on energy security of the European Commission: The EU's transition in energy relations with Russia. *The Extractive Industries and Society*. 2024. Vol. 17. 101392.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.exis.2023.101392>.

88. Zhang Q., Mao X., Lu J., Guo Z., Duman Z., Chen Y., Tu K. EU-Russia energy decoupling in combination with the updated NDCs impacts on global fossil energy trade and carbon emissions. *Applied Energy*. 2024. Vol. 356. 122415.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122415>

89. European Commission. RePower EU Plan. COM(2022) 230 final. Brussels, 18.5.2022. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-05/COM_2022_230_1_EN_ACT_part1_v5.pdf

90. Hartvig Á. D., Kiss-Dobronyi B., Kotek P., Tóth B. T., Gutzianas I., Zareczky A. Z. The economic and energy security implications of the Russian energy weapon. *Energy*. 2024. No. 294. 130972.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130972>

91. Salashenko T., Rubino A., Khaustova V., Lippolis S., Ilyash O., Capozza C. Identification of the energy crisis in the EU electricity markets. *In Proceedings of the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Batumi, Georgia, 20.10.2023. Vol. 1269. No. 1. 012008.

DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1269/1/012008>

92. Bösch F. Energy diplomacy: West Germany, the Soviet Union and the oil crises of the 1970s. *Historical Social Research*. Historische Sozialforschung. 2014. P. 165–185. URL: <http://www.jstor.org/stable/24145532>

93. LaBelle M. C. Breaking the era of energy interdependence in Europe: A multidimensional reframing of energy security, sovereignty, and solidarity. *Energy Strategy Reviews*. 2024. No. 52. 101314.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101314>

94. Becker T. Russia's Oil Dependence and the EU. SITE Working Paper Series, Stockholm Institute of Transition Economics (SITE), Stockholm School of Economics. 2016. No. 38. URL: <https://www.econstor.eu/handle/10419/204749>

95. Harsem Ø., Claes D. H. The interdependence of European–Russian energy relations. *Energy Policy*. 2013. No. 59. P. 784–791.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.035>

96. Krickovic A. When interdependence produces conflict: EU-Russia energy relations as a security dilemma. *Contemporary security policy*. 2015. Vol. 36 (1). P. 3–26.

DOI: <https://doi.org/10.1080/13523260.2015.1012350>

97. Casier T. The rise of energy to the top of the EU-Russia agenda: from interdependence to dependence? *Geopolitics*. 2011. Vol. 16 (3). P. 536–552.

DOI: <http://dx.doi.org/10.1080/14650045.2011.520862>

98. Rokicki T., Bórawski P., Szeberényi A. The Impact of the 2020–2022 Crises on EU Countries' Independence from Energy Imports, Particularly from Russia. *Energies*. 2023. Vol. 16. 6629.

DOI: <https://doi.org/10.3390/en16186629>

99. Schubert S. R., Pollak J., Brutschin E. Two futures: EU-Russia relations in the context of Ukraine. *European journal of futures research*. 2014. Vol. 2. P. 1–7.

DOI: <https://doi.org/10.1007/s40309-014-0052-7>

100. European Commission. REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy. PRESS RELEASE 8 March 2022. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

101. European Commission. Russia's war on Ukraine: EU adopts sixth package of sanctions against Russia. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

102. German Federal Foreign Office. Statement of the G7 and Australia on a price cap for seaborne Russian-origin crude oil. URL: <https://www.auswaertiges-amt.de/en/newsroom/news/g7-australia-price-cap-seaborne-russian-origin-crude-oil/2567026>

103. European Commission. EU agrees 10th package of sanctions against Russia. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1185

104. European Commission. EU adopts 11th package of sanctions against Russia for its continued illegal war against Ukraine. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_3429

105. European Commission. EU adopts 12th package of sanctions against Russia for its continued illegal war against Ukraine. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_6566

106. Osička J., Černoch F. European energy politics after Ukraine: The road ahead. *Energy Research & Social Science*. 2022. Vol. 91. 102757.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102757>

107. Perdana S., Vielle M., Schenckery M. European Economic impacts of cutting energy imports from Russia: A computable general equilibrium analysis. *Energy Strategy Reviews*. 2022. Vol. 44. 101006.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.101006>

108. Baqaee D., Moll B., Landais C., Martin P. The economic consequences of a stop of energy imports from Russia. *Focus*. 2022. Vol. 84. URL: <https://www.cae-eco.fr/staticfiles/pdf/cae-focus084.pdf>

109. Chepeliev M., Hertel T., van der Mensbrugghe D. Cutting Russia's fossil fuel exports: Short-term economic pain for long-term environmental gain. *The World Economy*. 2022. Vol. 45 (11). P. 3314–3343.

DOI: <https://doi.org/10.1111/twec.13301>

110. TradingEconomics. Brent crude oil. URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/brent-crude-oil>

111. United Nations Statistical Commission. International Recommendations for Energy Statistics. 2011. URL: <https://unstats.un.org/unsd/energystats/methodology/documents/IRES-web.pdf>

112. Asia Pacific Energy Research Centre (APERC). A Quest for Energy Security in the 21st century; Institute of energy economics, Japan, 2007. URL: https://aperc.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_A_Quest_for_Energy_Security.pdf

113. Kruyt B., Van Vuuren D. P., de Vries H. J., Groenenberg H. Indicators for energy security. *Energy policy*. 2009. Vol. 37 (6). P. 2166–2181.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>

114. Cherp A., Jewell J. The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy policy*. 2014. Vol. 75. P. 415–421.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005>

115. Hughes L. A generic framework for the description and analysis of energy security in an energy system. *Energy Policy*. 2012. Vol. 42. P. 221–231.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.079>

116. Sovacool B. K. Evaluating energy security in the Asia pacific: Towards a more comprehensive approach. *Energy policy*. 2011. Vol. 39 (11). P. 7472–7479.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.008>

117. Ren J., Sovacool B. K. Quantifying, measuring, and strategizing energy security: Determining the most meaningful dimensions and metrics. *Energy*. 2014. Vol. 76. P. 838–849.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.08.083>

118. Fang D., Shi S., Yu Q. Evaluation of sustainable energy security and an empirical analysis of China. *Sustainability*. 2018. Vol. 10 (5). 1685.

DOI: <https://doi.org/10.3390/su10051685>

119. Paravantis J. A., Kontoulis N. Energy security and renewable energy: a geopolitical perspective. In *Renewable Energy-Resources, Challenges and Applications*. IntechOpen. 2020. URL: https://library.oapen.org/bitstream/handle/20.500.12657/43418/external_content.pdf%3Fsequence%3D1%23page%3D41&hl=ru&sa=T&oi=gsb-ggp&ct=res&cd=0&d=3303765175544606106&ei=tg9nZYHvGIInemQHt0J64Aw&scisig=AFWwaeZHX6-Y0mVW7Fg71XMzvSfR

120. Siksnelyte-Butkiene I. Defining the Perception of Energy Security: An Overview. *Economies*. 2023. Vol. 11 (7). 174.

DOI: <https://doi.org/10.3390/economies11070174>

121. Sanchez S. F., Segovia M. A. F., López L. C. R. Estimating a national energy security index in Mexico: a quantitative approach and public policy implications. *Energy Strategy Reviews*. 2023. Vol. 45. 101019.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.101019>

122. Strojny J., Krakowiak-Bal A., Knaga J., Kacorzysk P. Energy Security: A Conceptual Overview. *Energies*. 2023. Vol. 16 (13). 5042.

DOI: <https://doi.org/10.3390/en16135042>

123. Amin S. B., Chang Y., Khan F., Taghizadeh-Hesary F. Energy security and sustainable energy policy in Bangladesh: From the lens of 4As framework. *Energy Policy*. 2022. Vol. 161. 112719.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112719>

124. Miller J. E., Brown E. K. The Cambridge dictionary of linguistics. Cambridge University Press. 2013. URL: <http://lib.bvu.edu.vn/handle/TVDHBRVT/15709>

125. Tengelin K., Sopasakis A. Tick based clustering methodologies establishing support and resistance levels in the currency exchange market. *National Accounting Review*. 2020. Vol. 2 (4). P. 354–366. URL: <https://www.aimspress.com/article/10.3934/NAR.2020021>

126. Eurostat Database. Supply, transformation and consumption of oil and petroleum products. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_oil/default/table?lang=en

127. Kyzym M. O., Salashenko T. I., Khaustova V. Ye., Lelyuk O. V. Conceptual Foundations of Strengthening the Fuel Security of the National Economy. *The Problems of Economy*. 2017. No. 1. P. 79–88. URL: https://www.problecon.com/export_pdf/problems-of-economy-2017-1_0-pages-79_88.pdf

Розділ 2

АНАЛІТИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТВОРЕННЯ В УКРАЇНІ ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО МОТОРНОГО ПАЛИВА З ВУГІЛЛЯ

2.1. Концептуально-логічна модель виробництва синтетичного моторного палива в Україні з вугілля

Концептуально-логічна модель забезпечення розвитку виробництва СМП визначає теоретико-методичні засади дослідження виробництва СМП в Україні. Концептуально-логічну модель (рис. 2.1) розроблено з урахуванням того, що національне виробництво СМП має відповідати принципам: територіального розподілення виробничих потужностей; наближення до ресурсної бази; технологічної інноваційності та варіативності; інвестиційної привабливості та окупності [1].

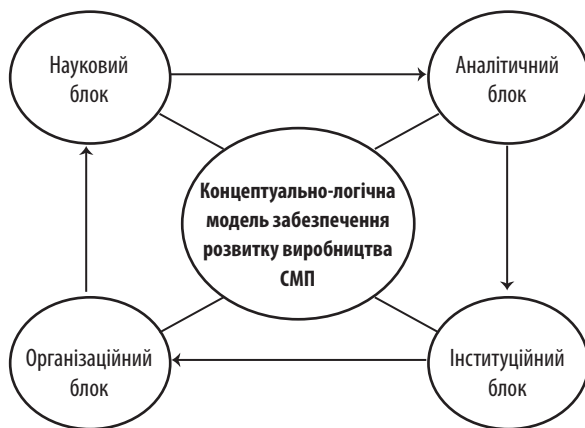


Рис. 2.1. Концептуально-логічна модель забезпечення розвитку виробництва СМП

Джерело: сформовано авторами

Завданням наукового блоку моделі є формування науково-інформаційного забезпечення розробки техніко-економічного обґрунтування створення національного промислового комплексу СМП і моделювання техніко-економічних показників його господарської діяльності. Основу розробки наукових рекомендацій складають джерела наукової, техніко-технологічної, економічної та іншої інформації що відносяться до предмета цього дослідження.

Цільовими результатами досліджень у межах наукового блоку моделі мають бути рекомендації щодо:

- якості та сфери використання СМП; вихідної вугільної сировини для виробництва СМП;
- технологій виробництва СМП, доцільних до освоєння в Україні;
- формування виробничої структури національного промислового комплексу СМП;
- формування системи техніко-економічних нормативів з планування і оцінки результатів господарської діяльності виробничих одиниць національного промислового комплексу СМП;
- методології проведення техніко-економічного обґрунтування і інвестиційного аналізу створення виробничих одиниць національного промислового комплексу СМП.

Завданням аналітичного блоку є забезпечення моделювання аналітичних, планових і оціночних показників розвитку і діяльності національного промислового комплексу СМП в цілому і його господарюючих суб'єктів зокрема.

Цільовими результатами досліджень у межах аналітичного блоку моделі мають бути рекомендації щодо планування і аналізу: попиту і пропозиції на ринку моторного палива; виробничих потужностей і обсягів виробництва СМП; обсягів виробництва вугільної сировини для потреб промислового комплексу СМП; витрат господарської діяльності; ефективності господарської діяльності і інвестицій.

Розробка рекомендацій щодо планування і аналізу попиту і пропозиції на ринку моторного палива і СМП потребують дослідження їх балансу, які здійснюються за такою концептуальною моделлю (рис. 2.2).

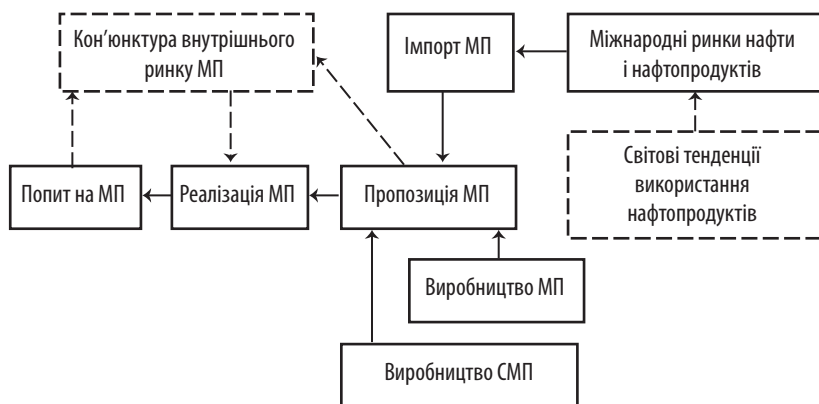


Рис. 2.2. Концептуальна модель аналізу попиту та пропозиції на світовому та українському ринках моторного палива (МП) і СМП

Джерело: сформовано авторами за даними [1]

Завданням інституційного блоку є нормативно-правове забезпечення мотивації розвитку національного виробництва СМП у випадку недостатньої ефективності господарської діяльності підприємств промислового комплексу СМП за умов поточних інституційних вимог.

Цільовими результатами досліджень у межах інституційного блоку моделі мають стати рекомендації (в разі необхідності) щодо: удосконалення регуляторного поля в частині мотивації розвитку економічних відносин у сферах користування надрами, видобутку горючих корисних копалин, виробництві і торгівлі паливно-мастильними матеріалами; державних преференцій з забезпечення розвитку виробництва СМП в Україні; державного програмування створення виробництва СМП.

Завданням організаційного блоку моделі є розробка рекомендацій щодо освоєння і розвитку виробництва СМП в Україні у форматі техніко-економічного обґрунтування.

Цільовими результатами моделювання в межах організаційного блоку мають стати: обґрунтування регіонів розміщення виробничих потужностей промислового комплексу СМП; обґрунтування план-графіку ство-

рення виробничих потужностей; основні техніко-економічні показники господарської діяльності типових виробничих одиниць промислового комплексу СМП; інвестиційний аналіз створення промислового комплексу СМП і його господарюючих суб'єктів; рекомендації щодо залучення фінансових ресурсів на будівництво виробничих одиниць промислового комплексу СМП, створення нових і відновлення зруйнованих виробничих потужностей у вугільній промисловості (в разі необхідності); пропозиції щодо організації виробничої кооперації підприємств промислового комплексу СМП з вугледобувними і нафтопереробними підприємствами.

Світовий досвід техніко-технологічної підготовки, освоєння і розвитку виробництва СМП є основою планування і організації проведення заходів за цими напрямками.

Сучасне політико-економічне положення України визначається ходом поточної російсько-української війни. Зважаючи на те, що частина території України сьогодні знаходиться у тимчасовій окупації, визначальною умовою складання сценаріїв розвитку виробництва СМП визначено територіальну доступність місць розміщення виробничих потужностей. Суттєвими обмеженнями розвитку виробництва СМП є наслідки воєнних дій – зруйновані виробничі потужності вугільної і нафтопереробної промисловості, низька інвестиційна активність приватних й іноземних агентів, обмеження трудових ресурсів, інше.

Перелік і характеристику можливих сценаріїв розвитку виробництва СМП в Україні наведено у *табл. 2.1*.

Таблиця 2.1

Визначальні характеристики сценаріїв освоєння виробництва СМП в Україні

№	Назва сценарію	Умови реалізації	Досвід країн виробництва СМП в подібних умовах
1	песимістичний (стартовий)	воєнного стану	Німеччина
2	реалістичний	повоєнного стану	ПАР
3	оптимістичний	відновлення та стабілізації економіки	ПАР, США, КНР

Джерело: сформовано авторами

Негативний вплив несприятливих передумов на створення промислового комплексу СМП можна знизити за рахунок послідовного будівництва і освоєння його виробничих потужностей відповідно до вимог визначених вище сценаріїв розвитку виробництва СМП в Україні.

Відповідно до наведених вище принципів моделювання виробничі потужності доцільно розміщати у місцях високої концентрації вугільних копалин починаючи з територій їх видобутку, максимально віддалених від зони бойових дій.

Ключові положення сценаріїв розвитку виробництва СМП в Україні наведено у *табл. 2.2*.

Таблиця 2.2

Ключові положення сценаріїв розвитку виробництва СМП в Україні

№	Назва сценарію	Сировинна база (вугільні басейни)	Територіальні промислові комплекси	Мета сценарію – створення виробничих потужностей, достатніх для забезпечення:
1	песимістичний	Львівсько-Волинський	Західний	критичних потреб у моторному паливі
2	реалістичний	Львівсько-Волинський та Дніпровський	Західний та Центральний	суттєвого зниження зовнішньої нафтової залежності
3	оптимістичний	Львівсько-Волинський, Дніпровський та Донецький	Західний, Центральний та Східний	достатньої нафтової незалежності

Джерело: сформовано авторами

Крім охарактеризованих вище, можливі ще два сценарії розвитку СМП, а саме створення національного промислового комплексу в такому складі – Західного і Східного та Центрального і Східного комплексів.

Однак, зважаючи на більш несприятливі передумови, а саме необхідність відновлення вугледобувної промисловості у Донецькому басейні,

цей сценарій в очікуваних умовах є очевидно високовитратним і мало актуальним, а тому далі не розглядається.

Зважаючи на викладене вище, розвиток національного виробництва СМП в країні можна проводити окремо за будь-яким з трьох вище наведених сценаріїв залежно від передбачених ними цілей (табл. 2.2). Цей підхід під час реалізації поетапних сценаріїв (сценарії 2 та 3) забезпечує можливість проведення корективи проєктів, планів будівництва і виробництва з урахуванням власного досвіду, отриманого за результатами реалізації попередніх сценаріїв розвитку виробництва, що значно підвищить мобільність інвестиційного управління.

2.2. Аналіз стану і тенденцій розвитку світового ринку нафти та нафтопродуктів

Світова забезпеченість запасами нафти на кінець 2022 р., за статистичними даними компанії «Брітіш Петролеум», складала близько 1756,4 млрд бар.*; з яких в 2022 р. було видобуто близько 34,25 млрд бар. Це свідчить про те, що за нинішніх об'ємів видобутку нафти запасів нафти у світі залишилося менше, ніж на 52 роки [2].

На рис. 2.3 наведено динаміку світових запасів нафти в 1990–2022 рр.

З рис. 2.3 видно, що динаміка світових розвіданих запасів нафти має стійку тенденцію зростання. Показник зростає з року в рік, винятком лише став 2015 р., коли було зафіксовано менший об'єм нафти, ніж у попередньому році. Зростання у 2022 р. порівняно з 1990 р. запасів нафти склало 75,5 %, або 755,5 млрд бар.

У табл. 2.3 наведено дані щодо розвіданих запасів нафти за регіонами світу.

Згідно з даними, наведеними в табл. 2.3, видно, що у 2020 р. найбільші об'єми розвіданих запасів нафти були у регіоні Близький Схід – 835,9 млрд бар., що становить 48,25 % світових запасів нафти.

* Барель далі по тексту скорочено визначатиметься як «бар.»

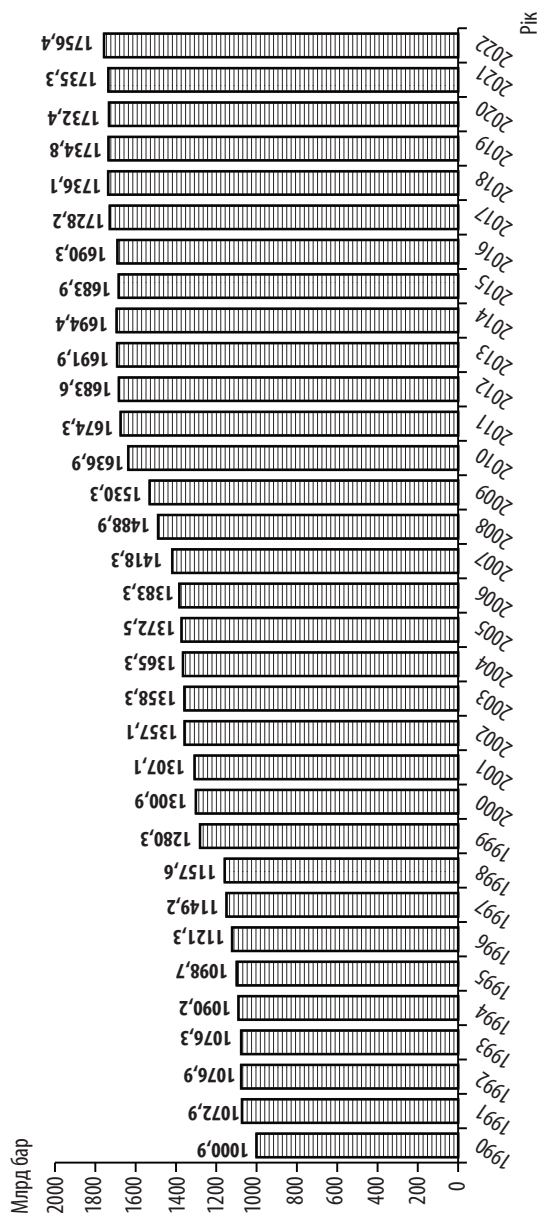


Рис. 2.3. Динаміка світових розвіданих запасів нафти в 1990–2022 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Таблиця 2.3

Розвідані запаси нафти за регіонами світу, млрд бар.

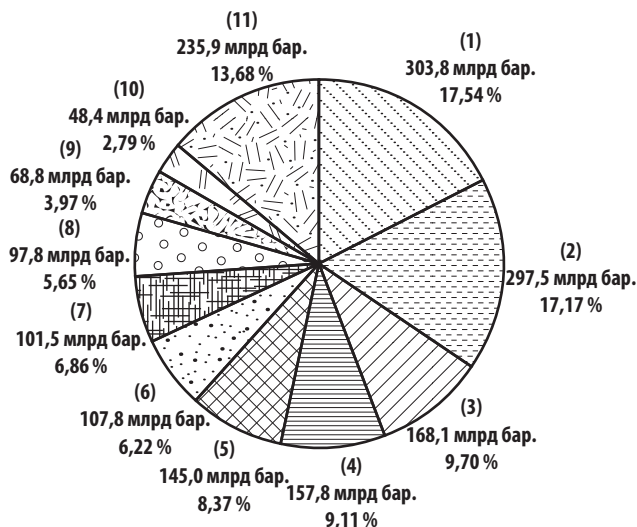
Регіони світу	Рік						Темп приросту 2020/1990, %	Частка у світо- вих запасах, %
	1990	2000	2010	2015	2018	2019	2020	
Північна Америка	101,0	236,5	220,3	229,2	246,1	243,9	242,9	14,02
Південна та Централь- на Америка	71,0	96,0	320,1	322,8	324,4	324,0	323,4	18,67
Європа та Євразія	75,9	141,1	157,9	154,7	160,2	160,4	159,9	9,23
Близький Схід	659,6	696,7	765,9	802,9	833,9	836,0	835,9	48,25
Африка	58,7	92,9	124,9	127,6	125,7	125,0	125,1	7,22
Азійсько- Тихоокеанський регіон	34,7	37,7	47,8	46,6	45,9	45,3	45,2	2,61
Світ загалом	1000,9	1300,9	1636,9	1683,9	1736,1	1734,8	1732,4	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Другу позицію займає регіон Південна та Центральна Америка з показником 355,69 млрд бар. (18,67 %). На третьому місці розташований регіон Північна Америка – 242,9 млрд бар. (14,02 %). Найменші обсяги розвіданих запасів нафти – 45,2 млрд бар. (2,61 %) – зафіксовані в Азійсько-Тихоокеанському регіоні.

Найбільший приріст розвіданих об'ємів нафти у 2020 р. порівняно з 1990 р. спостерігався в регіоні Південна та Центральна Америка, який склав 355,7 %. Найменший приріст за розглянутий період був зафіксований в регіоні Близький Схід, за 30 років він склав лише 26,73 %.

На рис. 2.4 наведено 10 країн-лідерів за розвіданими запасами нафти у 2020 р.



Умовні позначення: 1 – Венесуела; 2 – Саудівська Аравія; 3 – Канада; 4 – Іран; 5 – Ірак; 6 – Росія; 7 – Кувейт; 8 – ОАЕ; 9 – США; 10 – Лівія; 11 – Інші

Рис. 2.4. Країни-лідери за запасами нафти в 2020 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

У 2020 р. світовим лідером за розвіданими запасами нафти стала Венесуела, запаси нафти в якій оцінюються на рівні близько 303,8 млрд бар.,

або майже 17,5 % від загальносвітових. На другому місці за цим показником розташувалася Саудівська Аравія – 297,5 млрд бар., близько 17,17 %. Третю позицію займає Канада – 168,1 млрд бар. (9,7 %). Іран розташувався на четвертому місці – 157,8 млрд бар. (9,1 %). Замикає п'ятірку лідерів Ірак – 145 млрд бар. (8,4 %). На першу п'ятірку країн-лідерів припадає близько 61,9 % від загальносвітових розвіданих запасів нафти, а на десятку – 86,4 %.

Зростання обсягів розвідки запасів нафти стимулювалось стійкою тенденцією зростання її світового видобутку. На *рис. 2.5* наведено динаміку видобутку нафти у світі за 1990–2022 рр.

У періоді, що аналізується, спостерігається тенденція поступового зростання видобутку нафти. З 1990 р. по 2022 р. світовий видобуток нафти зріс з 23,73 млрд бар. до 34,25 млрд бар. Приріст у 2022 р. порівняно з 1990 р. склав 44,3 %, або 10,59 млрд бар.

Видобуток нафти за регіонами світу наведено в *табл. 2.4*.

У період 1990–2022 рр. лідером за видобутком нафти був Близький Схід, видобувши у 2022 р. 11,22 млрд бар. нафти, що становить близько 32,8 % загальносвітового видобутку. Друге місце займав регіон Північна Америка, частка якого в загальносвітовому видобутку нафти в 2022 р. складала близько 26,95 %. Третю позицію за видобутком нафти посідає регіон Європа та Євразія, видобувши 6,26 млрд бар. нафти (18,26 %). Найменше було видобуто нафти регіоном Південна та Центральна Америка – 2,32 млрд бар. (6,8 %).

Загалом за період, який розглядається, простежується зростання видобутку нафти за всіма регіонами, але різними темпами. Треба зазначити, що в регіоні Північна Америка спостерігається найбільший приріст видобутку нафти. Так, темп приросту в 2020 р. порівняно з 1990 р. по цьому регіону склав 82,96 %. А найменший приріст спостерігається в регіоні Африка, лише 5,65 %.

На *рис. 2.6* подано 10 країн-лідерів за видобутком нафти у 2022 р.

Перше місце серед усіх країн світу за видобутком нафти у 2022 р. зайняли США, видобувши 6,49 млрд бар., що складає близько 18,94 % світового видобутку. За ними розташувалася Саудівська Аравія, яка видобула

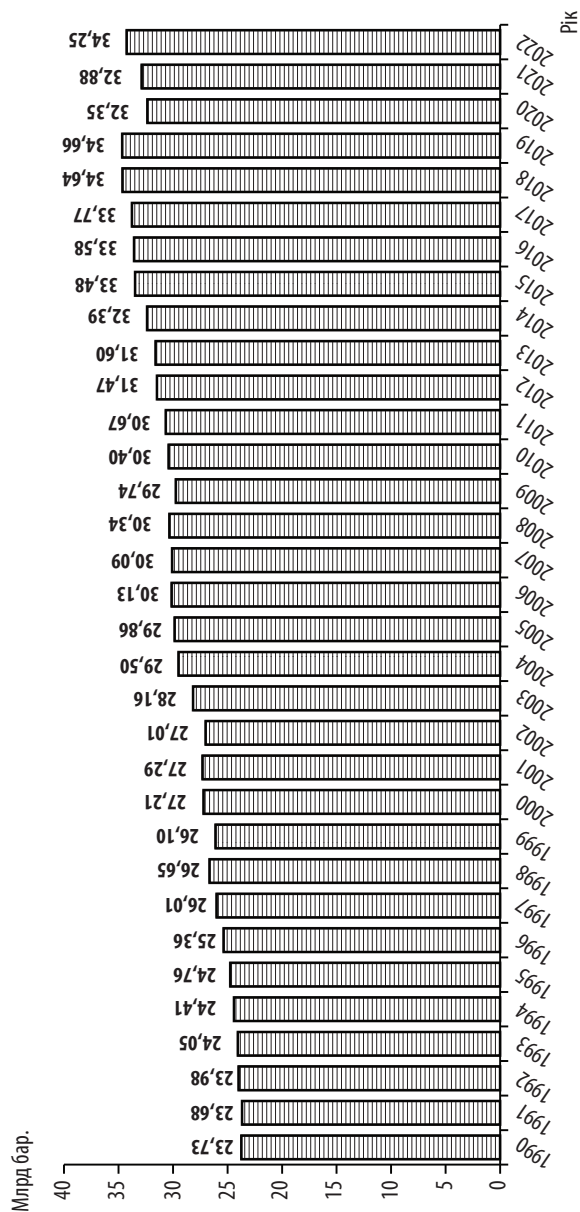


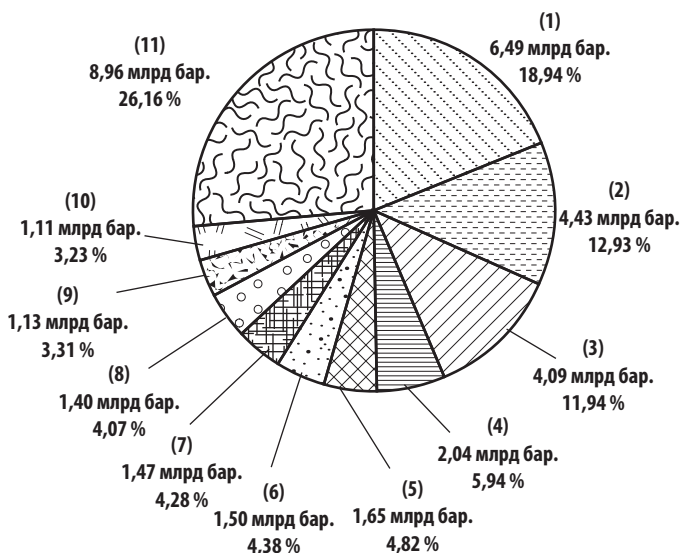
Рис. 2.5. Динаміка видобутку нафти у світі за 1990–2022 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Таблиця 2.4
Видобуток нафти за регіонами світу, млрд бар.

Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому видобутку %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	5,05	5,07	5,06	7,21	7,04	7,37	8,26	8,92	8,59	8,77	9,23	26,95
Південна та Цен- тральна Америка	1,65	2,44	2,71	2,92	2,77	2,66	2,43	2,30	2,17	2,17	2,32	6,78
Європа та Євразія	5,87	5,47	6,47	6,41	6,50	6,54	6,63	6,63	6,24	6,32	6,26	18,26
Близький Схід	6,29	8,50	9,35	10,92	11,57	11,40	11,52	10,96	10,10	10,27	11,22	32,76
Африка	2,43	2,84	3,73	2,96	2,77	2,96	3,02	3,05	2,53	2,66	2,57	7,50
Азійсько- Тихоокеанський регіон	2,45	2,88	3,09	3,06	2,94	2,84	2,79	2,80	2,72	2,69	2,65	7,75
Світ загалом	23,73	27,21	30,40	33,48	33,58	33,77	34,64	34,66	32,35	32,88	34,25	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]



Умовні позначення: 1 – США; 2 – Саудівська Аравія; 3 – рф; 4 – Канада; 5 – Ірак;
6 – Китай; 7 – ОАЕ; 8 – Іран; 9 – Бразилія; 10 – Кувейт; 11 – інші

Рис. 2.6. Країни-лідери за видобутком нафти в світі за 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

4,43 млрд бар., що складає близько 12,93 % світового видобутку. Третю позицію за видобутком нафти посідає рф з показником 4,09 млрд бар. (11,94 %). Четверте місце посіла Канада – 2,04 млрд бар. (5,94 %). Замикає п'ятірку лідерів за видобутком нафти Ірак, який у 2022 р. видобув 1,65 млрд бар. нафти, що становить 4,82 % від загальносвітового видобутку.

На рис. 2.7 наведено темпи приросту запасів і видобутку нафти в світі порівняно з базовим 1990 р.

З рис. 2.7 видно, що темпи приросту запасів нафти зростають значно стрімкіше, ніж темпи видобутку, особливо ця динаміка стає помітною з 2007 р. У 2022 р. темп приросту запасів нафти в 1,7 разу перевищує показник темпу приросту видобутку нафти. Однак випереджаючі щодо видобутку темпи приросту світових запасів нафти ще не свідчать про пози-

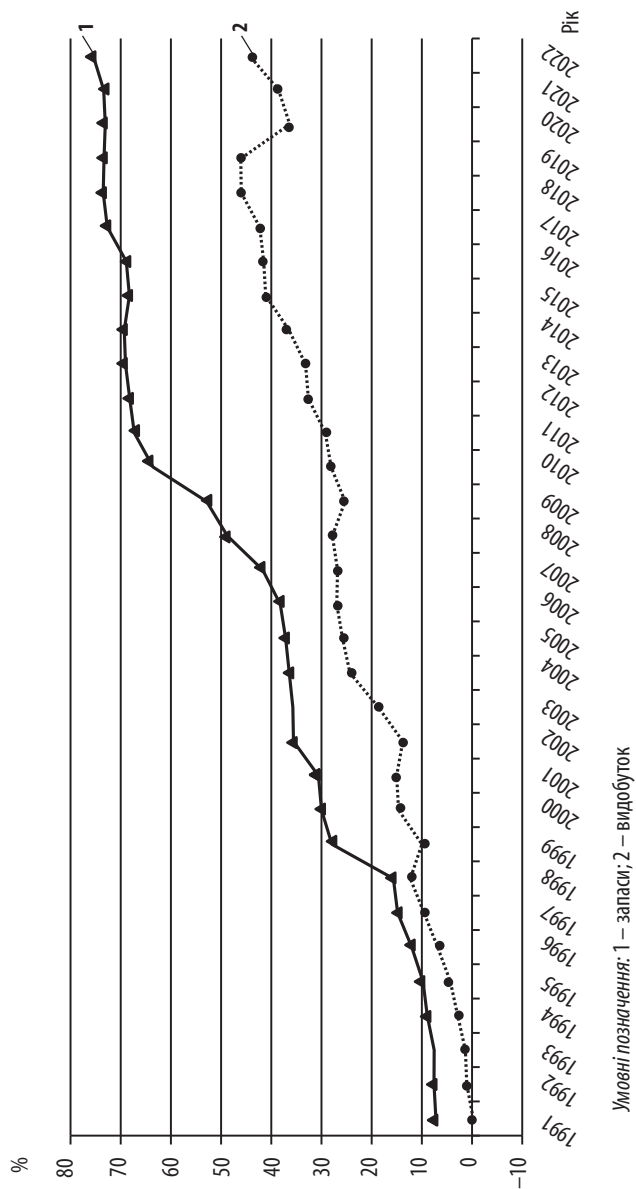


Рис. 2.7. Темпи приросту запасів і видобутку нафти до базового 1990 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

тивні тенденції розвитку світової сфери нафто користування, зважаючи на нижченаведені факти.

Значна частина приросту запасів нафти – 275,2 млрд бар. – виникла в результаті декларації у 1999 р. Канадою (131,8 млрд бар.) та 2008 і 2009 рр. Венесуелою (111,8 млрд бар.) запасів важкої нафти важкодоступних родовищ та бітумінозних пісків, а також у 2002 р. необґрунтовано-го збільшення декларованих Іраком запасів (31,6 млрд бар.).

Поряд з вищезазначеним слід вказати, що ще у 1980-х роках країнами Близького Сходу необґрунтовано було задекларовано зростання запасів нафти на 205 млрд бар., у тому числі:

- у 1984 році Кувейтом на 25,7 млрд бар., тобто на 38,4 % щодо попереднього року;
- у 1986 році Іраком на 28 млрд бар., або 38,9 %;
- у 1986 році ОАЕ 64 млрд бар., або в 2,9 рази;
- у 1988 році Саудівською Аравією на 85,4 млрд бар., або на 50,4 %.

Зважаючи на вищезазначені факти, можна констатувати, що серед задекларованих у 2022 р. світових запасів нафти – 1756,4 млрд бар., 480,2 млрд бар., або 27,3 %, складали необґрунтовані або недосяжні за сучасних технологій.

Таким чином, можна стверджувати, що сучасна світова сфера нафто-користування перебуває у стані перманентних структурних змін, які обумовлюються скороченням частки видобутку якісної нафти з легкодоступних покладів і родовищ та збільшенням частки видобутку низькоякісної нафти з важкодоступних покладів і родовищ.

Зростання світового видобутку нафти визначалось зростанням попиту на неї. На *рис. 2.8* наведено світову динаміку споживання нафти.

Споживання нафти у світі за останні 32 років збільшилося в 1,5 рази. У 2022 р. воно склало 35,52 млрд бар., в 1990 р. воно складало 24,22 млрд бар. Приріст у 2022 р. порівняно з 1990 р. склав 46,7 %, або 11,3 млрд бар. (*рис. 2.8*).

У *табл. 2.5* наведено динаміку споживання нафти за регіонами світу.

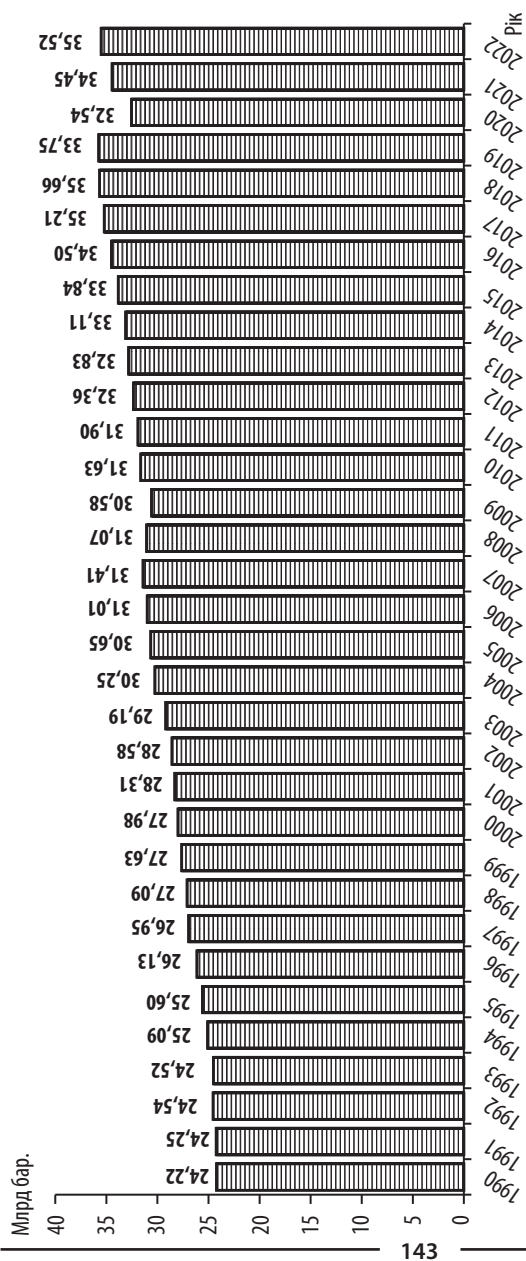


Рис. 2.8. Динаміка споживання нафти у світі за 1990–2022 рр., млрд бар.

Джерело: сформовано авторами [2–8]

Таблиця 2.5

Споживання нафти за регіонами світу, млрд бар.

Region	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому споживанні %	
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021			2022
Північна Америка	7,44	8,65	8,35	8,38	8,44	8,50	8,69	8,66	7,63	8,30	8,59	15,45	24,18
Південна та Цен- тральна Америка	1,28	1,79	2,15	2,33	2,27	2,27	2,20	2,15	1,88	2,12	2,25	75,03	6,32
Європа та Євразія	8,53	7,09	6,92	6,75	6,88	7,02	7,03	7,04	6,27	6,59	6,82	-20,01	19,21
Близький Схід	1,26	1,83	2,85	3,26	3,34	3,39	3,35	3,27	3,01	3,17	3,45	174,25	9,71
Африка	0,72	0,89	1,26	1,41	1,42	1,45	1,47	1,48	1,32	1,44	1,52	112,06	4,28
Азійсько- Тихоокеанський регіон	4,99	7,72	10,10	11,70	12,14	12,59	12,92	13,16	12,42	12,83	12,89	158,21	36,30
Світ загалом	24,22	27,98	31,63	33,84	34,50	35,21	35,66	35,75	32,54	34,45	35,52	46,66	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Лідером серед регіонів світу за споживанням нафти у 2022 р. став Азійсько-Тихоокеанський регіон – 12,89 млрд бар. нафти, що становить близько 36,3 % від світової величини (табл. 2.5). В 1990 р. лідером за споживанням нафти був регіон Європа та Євразія, а Азійсько-Тихоокеанський регіон посідав лише 3-тє місце з показником 4,99 млрд бар. Таке стрімке зростання споживання нафти в Азійсько-Тихоокеанському регіоні здебільшого зумовлене збільшенням споживання нафти Китаєм, який у 2022 р. посів за цим показником 2-ге місце у світі, поступаючись тільки США. На другому місці знаходиться регіон Північна Америка, показник якого у 2022 р. склав 8,59 млрд бар., що складає близько 24,18 % від загальносвітового споживання. Третє місце за цим показником посідає регіон Європа та Євразія, який у 2022 р. спожив 6,82 млрд бар. Нафти, що складає 19,21 % світового споживання. Найменше нафти у 2022 р. було спожито регіоном Африка – 1,52 млрд бар. (4,28 %).

У 2022 р. порівняно з 1990 р. найбільше збільшення темпів споживання нафти зафіксовано в регіоні Близький Схід та Азійсько-Тихоокеанський регіон (174,25 % та 158,21 % відповідно). Найменший показник темпу приросту у 2022 р. порівняно з 1990 р. зафіксовано в регіоні Європа та Євразія (-20,01 %).

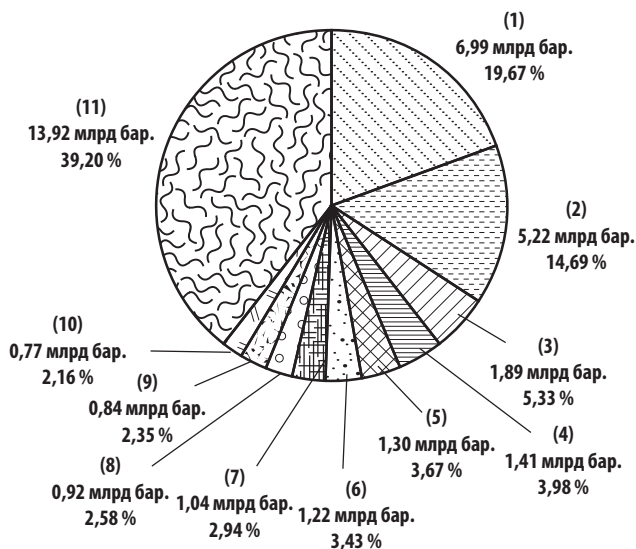
На *рис. 2.9* наведено 10 країн-лідерів за споживанням нафти у 2022 р.

Основними світовими споживачами нафти є США (19,67 %) та Китай (14,69 %), які у 2022 р. спожили 6,99 та 5,22 млрд бар. відповідно. Зі значним відставанням від головних світових лідерів слідують Індія – 1,89 млрд бар. (5,33 %), Саудівська Аравія – 1,41 млрд бар. (3,98 %) та рф – 1,3 млрд бар. (3,67 %). На першу п'ятірку країн-лідерів припадає близько 47,34 % загальносвітового споживання нафти.

На *рис. 2.10* наведено темпи приросту видобутку та споживання нафти у світі щодо базового 1990 р.

З *рис. 2.10* видно, що темпи приросту споживання нафти перевищують темпи видобутку нафти. У 2022 р. темп приросту споживання перевищує темп приросту видобутку на 2,33 %, що свідчить про те, що попит на нафту перевищує пропозицію, що зумовлює зростання цін на нафту.

На *рис. 2.11* наведено динаміку світового експорту нафти.



Умовні позначення: 1 – США; 2 – Китай; 3 – Індія; 4 – Саудівська Аравія; 5 – рф;
6 – Японія; 7 – Південна Корея; 8 – Бразилія; 9 – Канада; 10 – Мексика; 11 – інші

Рис. 2.9. Країни-лідери за споживанням нафти у 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

З рис. 2.11 видно, що загалом динаміка світового експорту нафти демонструє зростаючу тенденцію. У 2022 р. порівнянні з 1990 р. експорт нафти збільшився на 55,58 %, або на 5,63 млрд бар.

У табл. 2.6 наведено дані, що характеризують експорт нафти за регіонами світу.

Лідером у 2022 р. за експортом нафти став регіон Близький Схід, експортувавши 6,63 млрд бар., що становить близько 41,76 % від загальносвітового експорту нафти. На другому місці за цим показником розташувався регіон Європа та Євразія, експортувавши 3,19 млрд бар. нафти (20,1 %). Третю позицію посів регіон Північна Америка, експорт нафти з цього регіону склав 2,91 млрд бар. (18,32 %). Аутсайдером за цим показником був Азійсько-Тихоокеанський регіон із показником 0,26 млрд бар., що склало лише 1,64 % від загальносвітового експорту.

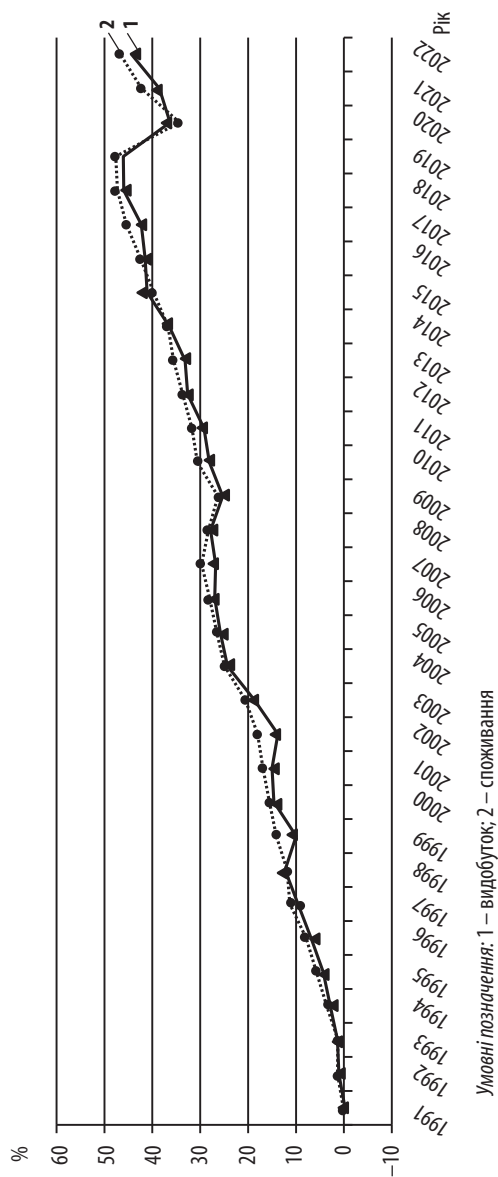


Рис. 2.10. Темпи приросту видобутку та споживання нафти до базового 1990 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

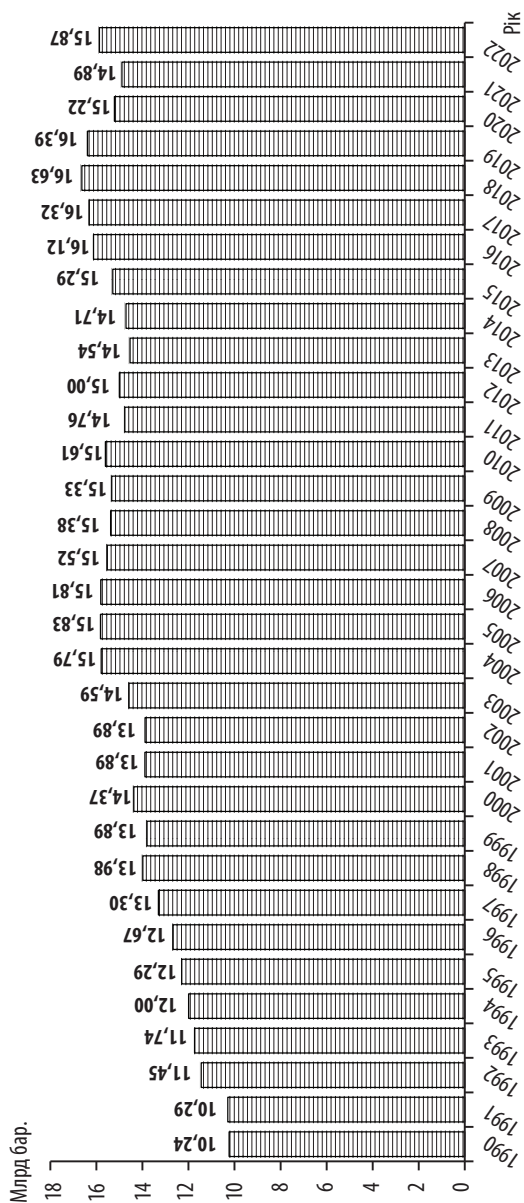


Рис. 2.11. Динаміка світового експорту нафти за 1990–2022 рр., млрд бар.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

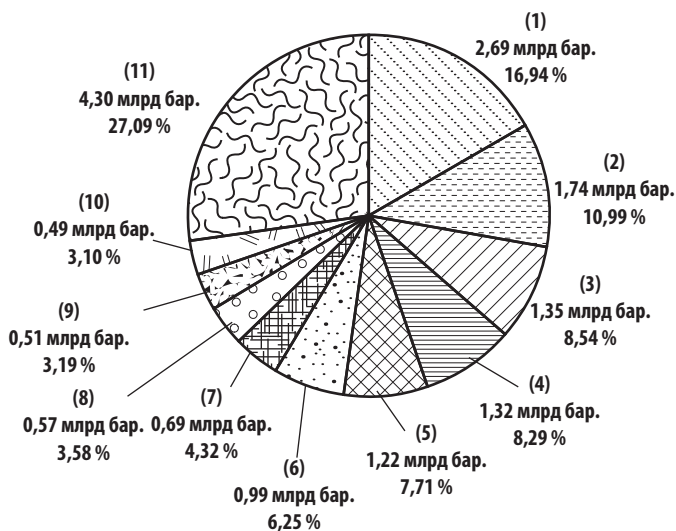
Таблиця 2.6
Експорт нафти за регіонами світу, млрд бар.

Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому експорті %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	0,7	1,1	1	1,01	1,19	1,94	2,38	2,75	2,75	2,64	2,91	18,32
Південна та Цен- тральна Америка	0,6	1,1	1,2	1,90	1,87	1,40	1,27	1,20	1,10	1,00	1,12	7,04
Європа та Євразія	1,8	2,2	3,1	2,26	2,10	3,40	3,46	3,44	3,25	3,15	3,19	20,10
Близький Схід	4,6	5,9	6,1	6,22	7,01	6,85	6,90	6,42	5,94	5,85	6,63	41,76
Африка	1,8	3,2	3,6	3,34	3,46	2,27	2,22	2,24	1,84	1,93	1,77	11,13
Азійсько- Тихоокеанський регіон	0,8	0,8	0,6	0,48	0,50	0,46	0,41	0,34	0,35	0,32	0,26	1,64
Світ загалом	10,2	14,4	15,6	15,22	16,12	16,32	16,63	16,39	15,22	14,89	15,87	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Що стосується приросту цього показника у 2022 р. порівняно з 1990 р., то лідером є регіон Північна Америка, приріст якого склав 315,42 %. Найгірший показник за темпом приросту експорту нафти продемонстрував Азійсько-Тихоокеанський регіон (-67,52 %).

На рис. 2.12 наведено дані щодо експорту нафти за окремими країнами.



Умовні позначення: 1 – Саудівська Аравія; 2 – Росія; 3 – Ірак; 4 – США; 5 – Канада;
6 – ОАЕ; 7 – Кувейт; 8 – Норвегія; 9 – Нігерія; 10 – Бразилія; 11 – інші

Рис. 2.12. Країни-лідери експортом нафти у 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Основним експортером нафти в світі у 2022 р. стала Саудівська Аравія, експортувавши 2,69 млрд бар. нафти, що становить близько 16,94 % від загальносвітового експорту нафти. Другу позицію за цим показником посідає РФ, експорт якої у 2022 р. склав 1,74 млрд бар. (10,99 %). На третьому місці розташувалися Ірак з показником 1,35 млрд бар. (8,54 %). США у 2022 р. посіли за експортом нафти четверте місце, експортувавши 1,32 млрд бар. (8,29 %).

Замикає п'ятірку лідерів за цим показником Канада, експорт нафти з якої склав 1,22 млрд бар. (7,71 %). Загалом на 5 країн-лідерів припадає близько 52,47 % від загальносвітового експорту нафти.

На *рис. 2.13* наведено динаміку світового імпорту нафти.

З *рис. 2.13* видно, що динаміка імпорту нафти демонструє зростаючу тенденцію. У 2022 р. порівняно з 1990 р. цей показник зріс на 58,19 %, з 10,27 млрд бар. у 1990 р. до 16,29 млрд бар. у 2022 р.

У *табл. 2.7* наведено дані щодо імпорту нафти за окремими регіонами світу.

Лідуючою позицію серед регіонів світу за імпортом нафти в 2022 р. посідає Азійсько-Тихоокеанський регіон, який імпортував 8,88 млрд бар. нафти, що становить близько 54,47 % загальносвітового імпорту. Другу позицію посідає регіон Європа та Євразія, імпортувавши 4,25 млрд бар. нафти (26,07 %). На третьому місці за цим показником розташувався регіон Північна Америка, імпорт нафти якого склав 2,58 млрд бар., що становить близько 15,84 % від загальносвітового показника. Найменший показник імпорту нафти в 2022 р. зафіксовано в регіоні Близький Схід – 0,14 млрд бар., що становить лише 0,85 % від світового імпорту нафти.

Що стосується темпів приросту в 2022 р. порівняно з 1990 р., то найбільший показник зафіксовано в Азійсько-Тихоокеанському регіоні – 228,72 %. Найменший же був зафіксований в регіоні Південна та Центральна Америка, він становить (-56,32 %).

На *рис. 2.14* наведено дані щодо імпорту нафти за окремими країнами.

Лідуючою країною за імпортом нафти серед усіх країн став Китай, імпорт нафти з якого оцінюється на рівні близько 3,72 млрд бар., що становить 22,82 % загальносвітового імпорту нафти. На другому місці за цим показником розташувалися США – 2,29 млрд бар., або близько 14,06 %. Третю позицію з показником 1,67 млрд бар. посідає Індія (10,27 %). Південна Корея розташувалася на четвертому місці з показником 1 млрд бар. (6,16 %). Замикає п'ятірку лідерів Японія – 1 млрд бар. (6,12 %). На 5 країн-лідерів припадає близько 59,45 % від загальносвітового імпорту нафти, а на 10 країн-лідерів – 73,03 %.

На *рис. 2.15* наведено напрями торгівлі нафтою у 2022 р.

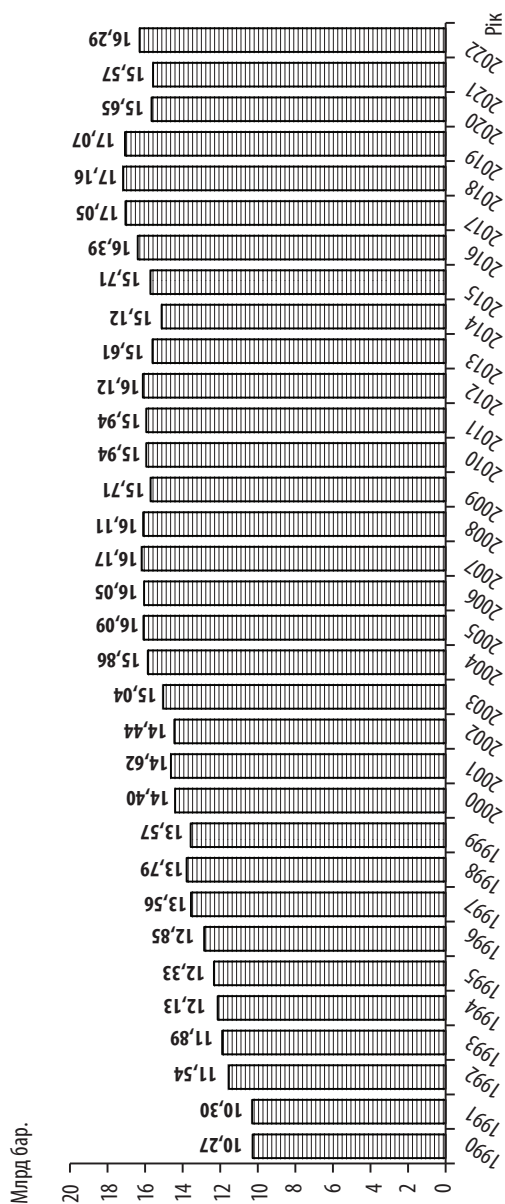


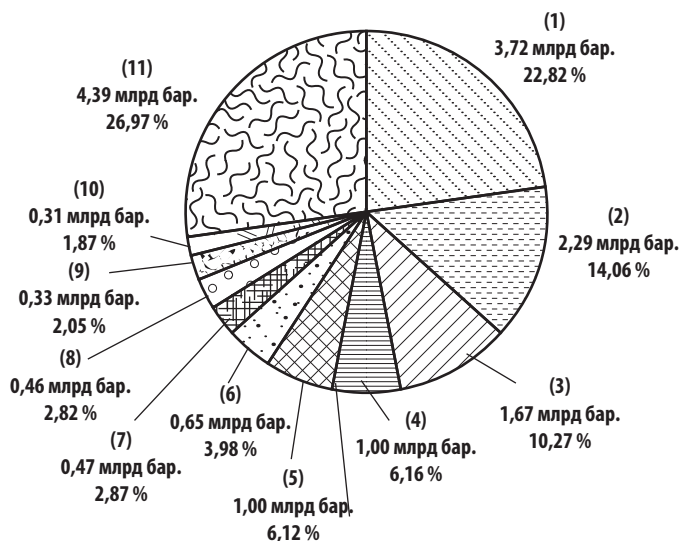
Рис. 2.13. Динаміка світового імпорту нафти за 1990–2022 рр., млрд бар.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Таблиця 2.7
Імпорт нафти за регіонами світу, млрд бар.

Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому імпорті %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	2,7	4,8	6,7	7,51	8,06	3,27	3,17	2,86	2,48	2,53	2,58	15,84
Південна та Центральна Америка	4,2	4,8	4,5	4,52	4,41	0,25	0,25	0,22	0,18	0,20	0,26	1,61
Європа та Євразія	2,3	3,6	3,6	2,89	3,20	4,59	4,48	4,53	3,92	3,99	4,25	26,07
Близький Схід	0,6	0,7	0,6	0,34	0,31	0,18	0,17	0,16	0,17	0,18	0,19	1,16
Африка	0,2	0,3	0,3	0,26	0,24	0,22	0,23	0,24	0,23	0,16	0,14	0,85
Азійсько-Тихоокеанський регіон	0,2	0,2	0,2	0,20	0,18	8,55	8,87	9,06	8,68	8,50	8,88	54,47
Світ загалом	10,3	14,4	15,9	15,71	16,39	17,05	17,16	17,07	15,65	15,57	16,29	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]



Умовні позначення: 1 – Китай; 2 – США; 3 – Індія; 4 – Південна Корея; 5 – Японія; 6 – Німеччина; 7 – Іспанія; 8 – Італія; 9 – Таїланд; 10 – Велика Британія; 11 – інші

Рис. 2.14. Країни-лідери за імпортом нафти у 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Таким чином з рис. 2.15 видно, що в 2022 р. в основному країни регіону Південна та Центральна Америка експортували сиру нафту до Азії, а саме до Китаю – 0,443 млрд бар., Північної Америки – 0,308 млрд бар., та Європи – 0,150 млрд бар.

З країн Північної Америки експорт у 2022 р. здійснювався за такими напрямками: країни ОЕСР Європи – 0,568 млрд бар., до країн ОЕСР Азійсько-Тихоокеанського регіону – 0,197 млрд бар., Індія – 0,151 млрд бар., до країн Азії – 0,127 млрд бар. та до Китаю – 0,087 млрд бар.

Основними торговельними партнерами регіону Євразія за експортом являються країни ОЕСР Європи – 0,410 млрд бар.

Основними країнами партнерами регіону Близький Схід за експортом являються: Китай – 1,982 млрд бар., ОЕСР Азійсько-Тихоокеанського

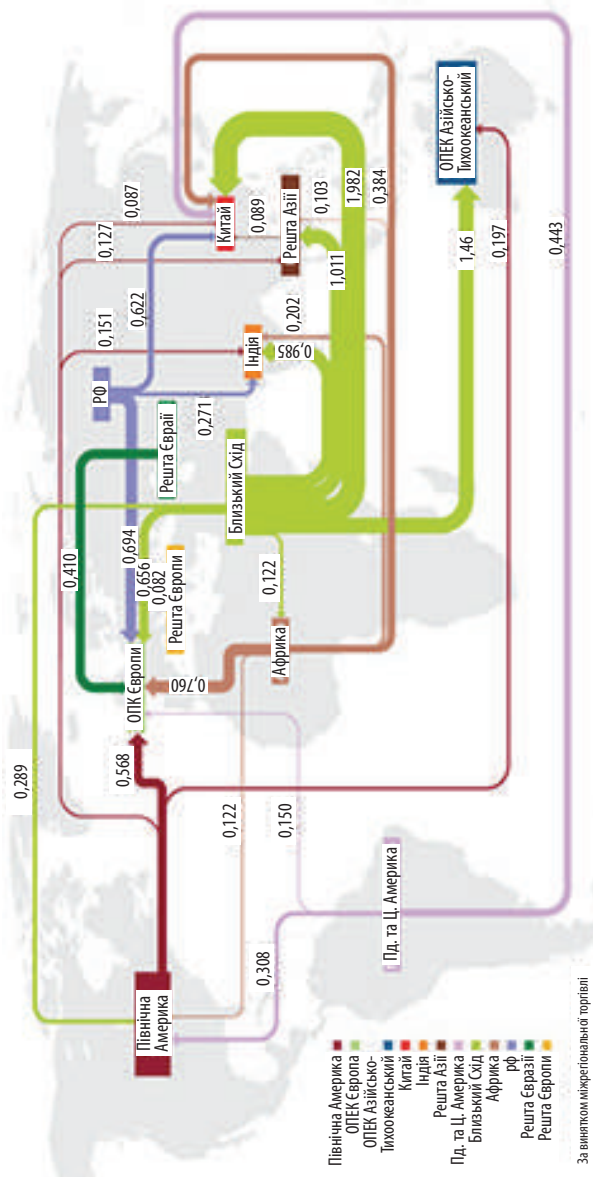


Рис. 2.15. Світова торгівля сировою нафтою за напрямками в 2022 р., млрд бар.

Ажерело: сформовано авторами за даними [8]

регіону – 1,46 млрд бар., решта Азії – 1,011 млрд бар., ОЕСР Європи – 0,656 млрд бар., Північна Америка – 0,289 млрд бар. та Африка – 0,112 млрд бар.

Важливими партнерами регіону Африка за експортом є країни ОЕСР Європи – 0,76 млрд бар., регіону Азія – 0,689 млрд бар., в тому числі Китай – 0,384 млрд бар., Індія – 0,202 млрд бар. та країни регіону Північна Америка – 0,122 млрд бар.

Країни Азії експортують переважно нафту до Китаю – 0,89 млрд бар.

Основними партнерами за експортом сирової нафти країн СНД (рф) у 2022 р. були країни ОЕСР Європи – 0,694 млрд бар., Китай – 0,622 млрд бар. та Індія – 0,271 млрд бар.

На рис. 2.16 наведено динаміку виробництва нафтопродуктів у світі за 1990–2022 рр.

У періоді, що аналізується, спостерігається тенденція поступового зростання виробництва нафтопродуктів. З 1990 р. по 2022 р. світове виробництво нафтопродуктів зросло на 39,1 %, або на 9,35 млрд бар.

Виробництво нафтопродуктів за регіонами світу наведено в табл. 2.8.

У 2022 р. лідером з виробництва нафтопродуктів став Азійсько-Тихоокеанський регіон, виробивши 12,01 млрд бар. нафтопродуктів, що становить близько 36,11 % загальносвітового виробництва. Друге місце посідав регіон Північна Америка, частка якого в загальносвітовому виробництві нафтопродуктів у 2022 р. склала близько 24,72 %. Третю позицію з виробництва нафтопродуктів посідає регіон Європа та Євразія, виробивши 7,91 млрд бар. нафти (23,79 %). Найменше було вироблено нафтопродуктів країнами Африканського регіону – 0,73 млрд бар. (2,18 %).

Загалом за період, який розглядається, простежується зростання виробництва нафтопродуктів за трьома регіонами. Треба зазначити, що Азійсько-Тихоокеанський регіон демонструє найбільш стрімке зростання виробництва нафтопродуктів. Так, темп приросту у 2022 р. порівняно з 1990 р. за цим регіоном склав 187,31 %. А найменший приріст спостерігається в регіоні Південна та Центральна Америка (-20,68 %).

На рис. 2.17 наведено 10 країн-лідерів з виробництва нафтопродуктів у 2022 р.

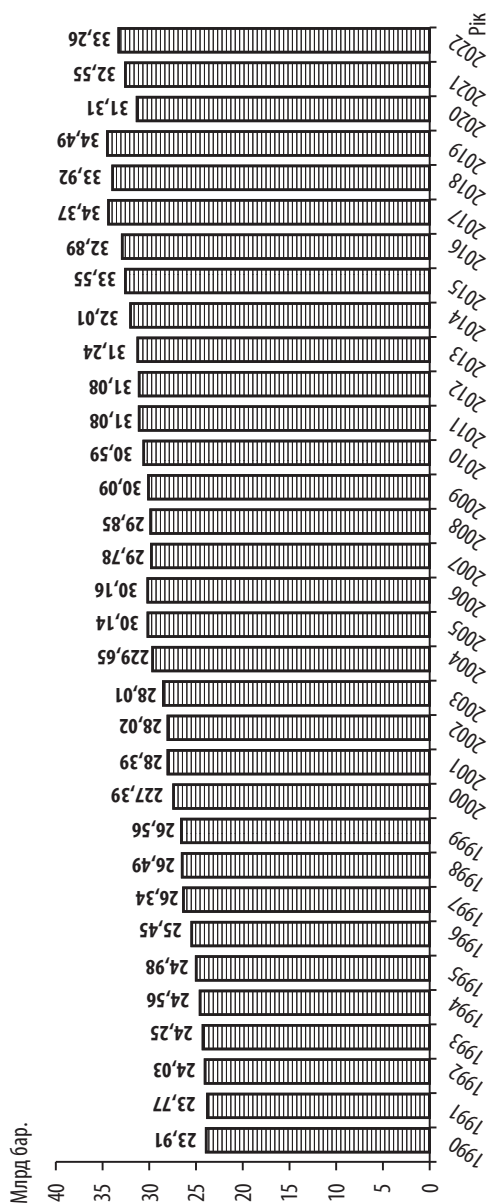


Рис. 2.16. Динаміка виробництва нафтопродуктів у світі за 1990–2022 рр.

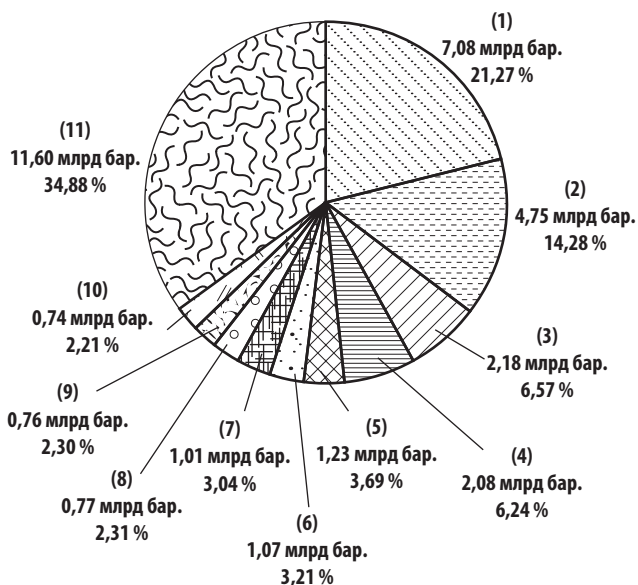
Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Таблиця 2.8

Виробництво нафтопродуктів за регіонами світу, млрд бар.

Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому виробництві %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	6,71	7,57	7,97	8,01	8,06	8,53	8,57	8,59	7,40	7,89	8,22	24,72
Південна та Центральна Америка	1,72	2,18	2,17	2,46	2,34	1,68	1,63	1,60	1,32	1,33	1,36	4,10
Європа та Євразія	8,81	7,63	7,59	8,02	7,93	8,56	8,52	8,42	7,60	7,87	7,91	23,79
Близький Схід	1,65	2,19	2,5	2,96	3,16	2,88	3,02	2,93	2,59	2,85	3,03	9,10
Африка	0,84	0,9	0,96	0,79	0,78	0,74	0,73	0,76	0,70	0,69	0,73	2,18
Азійсько-Тихоокеанський регіон	4,18	6,92	9,4	10,32	10,61	11,53	11,90	12,19	11,70	11,92	12,01	36,11
Світ загалом	23,91	27,39	30,59	32,55	32,89	33,92	34,37	34,49	31,31	32,55	33,26	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]



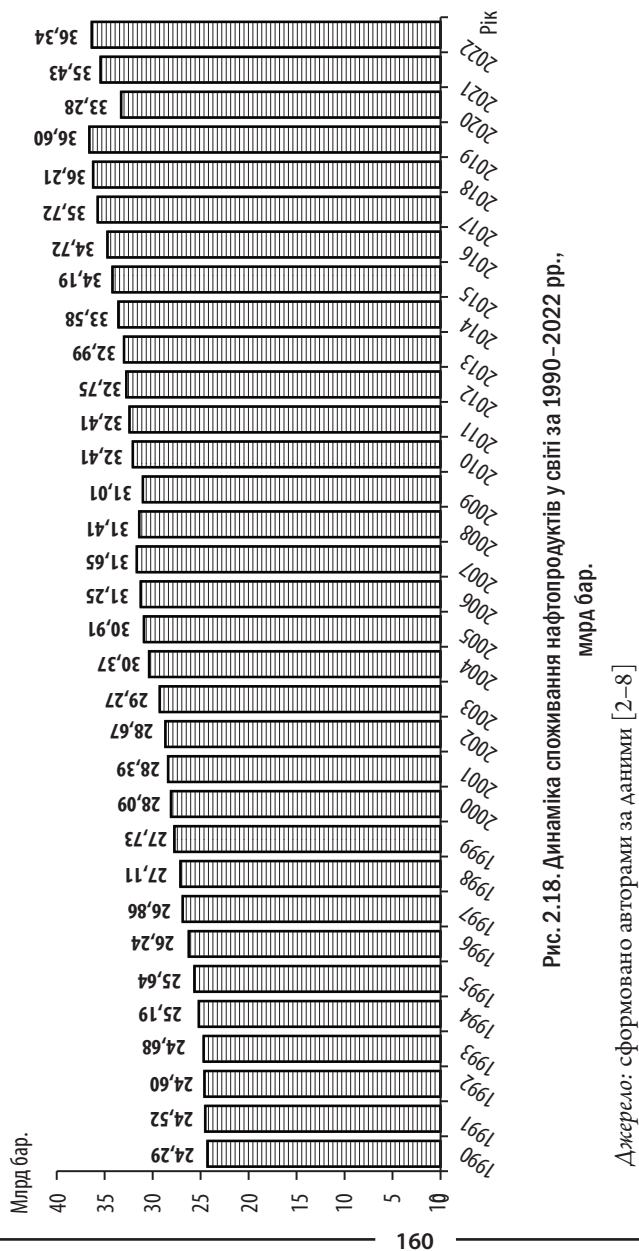
Умовні позначення: 1 – США; 2 – Китай; 3 – рф; 4 – Індія; 5 – Південна Корея; 6 – Японія; 7 – Саудівська Аравія; 8 – Німеччина; 9 – Канада; 10 – Бразилія; 11 – інші

Рис. 2.17. Країни-лідери з виробництва нафтопродуктів за 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Перше місце серед всіх країн світу за виробництвом нафтопродуктів у 2022 р. посіли США, виробивши 7,08 млрд бар., що складає близько 21,27 % світового виробництва. За ними з деяким відставанням розташувався Китай, який виробив 4,75 млрд бар., що складає близько 14,28 % світового виробництва нафтопродуктів. Третю позицію за виробництвом нафтопродуктів посідає РФ з показником 2,18 млрд бар. (6,57 %). Четверте місце посіла Індія – 2,08 млрд бар. (6,24 %). Замикає п'ятірку лідерів за виробництвом нафтопродуктів Південна Корея, яка в 2022 р. виробила 1,23 млрд бар. нафтопродуктів, що становить 3,69 % від загальносвітового виробництва.

На рис. 2.18 наведено світову динаміку споживання нафтопродуктів.



Споживання нафтопродуктів у світі за останні 32 років збільшилося на 49,61 %. У 2022 р. воно склало 36,34 млрд бар., у 1990 р. воно складало 24,29 млрд бар. (рис. 2.18).

У табл. 2.9 наведено динаміку споживання нафтопродуктів за регіонами світу.

Лідером серед регіонів світу за споживанням нафтопродуктів у 2022 р. став Азійсько-Тихоокеанський регіон – 13,3 млрд бар. нафти, що становить близько 36,6 % від світової величини (табл. 2.9). У 1990 р. лідером за споживанням нафтопродуктів був регіон Європа та Євразія, а Азійсько-Тихоокеанський регіон посідав лише 3 місце з показником 5,04 млрд бар. На другому місці знаходиться регіон Північна Америка, показник якого у 2022 р. склав 9,13 млрд бар., що складає близько 25,12 % від загальносвітового споживання. Третє місце за цим показником посідає регіон Європа та Євразія, який у 2022 р. спожив 6,93 млрд бар. Нафтопродуктів, що складає 19,06 % світового споживання. Найменше нафтопродуктів у 2022 р. було спожито регіоном Африка – 1,61 млрд бар.

У 2022 р. порівняно з 1990 р. найбільше збільшення темпів споживання нафтопродуктів зафіксовано в Азійсько-Тихоокеанському регіоні та на Близькому Сході (163,92 % та 138,4 % відповідно). Найменший показник темпу приросту в 2022 р. порівняно з 1990 р. зафіксовано в регіоні Європа та Євразія (-17,83 %).

На рис. 2.19 приведено дані щодо споживання нафтопродуктів за країнами.

Основними світовими споживачами нафтопродуктів є США (20,52 %) та Китай (14,92 %), які у 2022 р. спожили 7,46 та 5,42 млрд бар. відповідно. Зі значним відставанням від головних світових лідерів слідують Індія – 1,6 млрд бар. (4,6 %), рф – 1,3 млрд бар. (3,58 %) та Японія – 1,23 млрд бар. (3,38 %). На першу п'ятірку країн-лідерів припадає близько 47,6 % загальносвітового споживання нафтопродуктів. На рис. 2.20 наведено темпи приросту виробництва та споживання нафтопродуктів у світі щодо базового 1990 р.

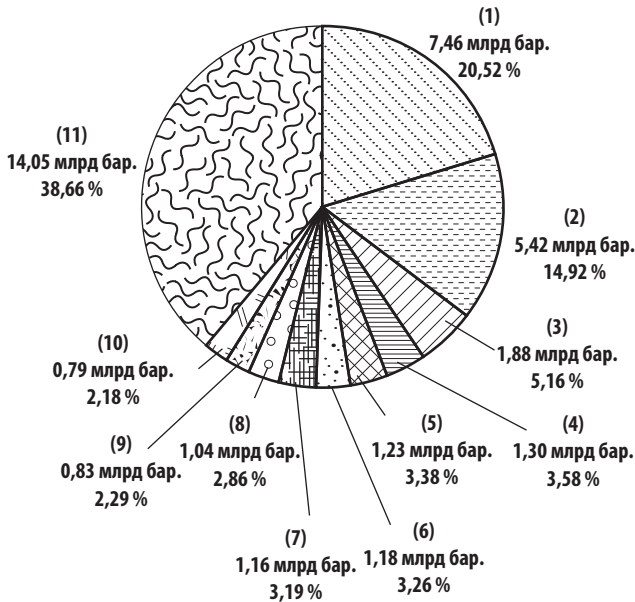
З рис. 2.20 видно, що темпи приросту споживання нафтопродуктів значно перевищують темпи виробництва нафтопродуктів. У 2022 р. темп

Таблиця 2.9

Споживання нафтопродуктів за регіонами світу, млрд бар.

Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому споживанні %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	7,42	8,69	8,6	8,02	8,09	9,08	9,25	9,27	8,19	8,87	9,13	25,12
Південна та Центральна Америка	1,38	1,89	2,4	3,35	3,3	2,37	2,38	2,41	2,15	2,28	2,35	6,46
Європа та Євразія	8,43	7,17	7,15	6,95	7,08	7,22	7,23	7,24	6,41	6,82	6,93	19,06
Близький Схід	1,27	1,79	2,69	2,99	2,99	3,00	2,97	2,99	2,72	2,84	3,03	8,33
Африка	0,76	0,92	1,28	1,46	1,49	1,53	1,58	1,62	1,49	1,54	1,61	4,42
Азійсько-Тихоокеанський регіон	5,04	7,63	9,96	11,42	11,76	12,51	12,80	13,07	12,32	13,07	13,30	36,60
Світ загалом	24,29	28,09	32,07	34,19	34,72	35,72	36,21	36,60	33,28	35,43	36,34	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]



Умовні позначення: 1 – США; 2 – Китай; 3 – Індія; 4 – рф; 5 – Японія; 6 – Бразилія; 7 – Саудівська Аравія; 8 – Південна Корея; 9 – Канада; 10 – Німеччина; 11 – інші

Рис. 2.19. Країни-лідери за споживанням нафтопродуктів у 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

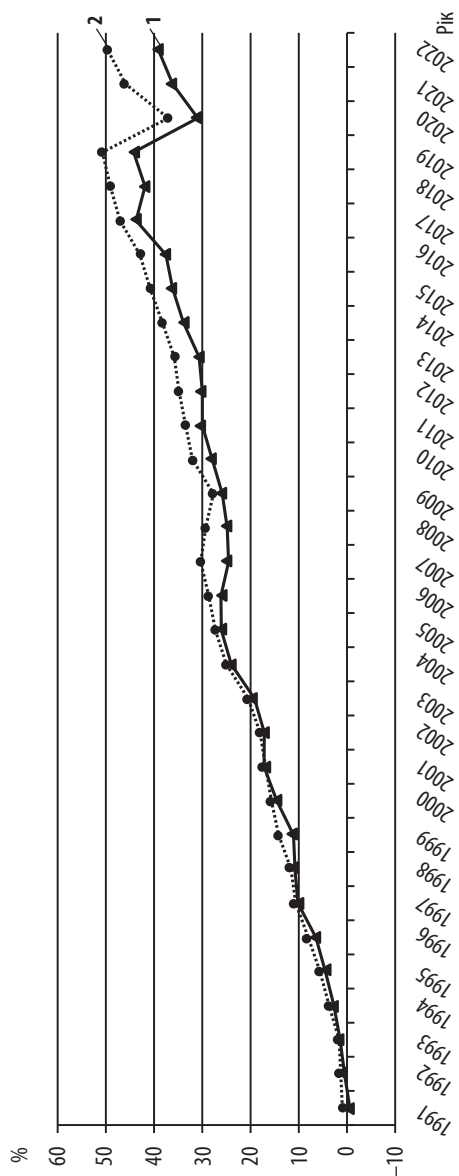
приросту споживання перевищує темп приросту видобутку на 10,53 %, що свідчить про те, що попит на нафтопродукти перевищує пропозицію.

На рис. 2.21 наведено динаміку світового експорту нафтопродуктів.

З рис. 2.21 видно, що загалом динаміка світового експорту нафтопродуктів демонструє зростаючу тенденцію. У 2022 р. порівняно з 1990 р. експорт нафтопродуктів збільшився на 135,07 %, або на 6,29 млрд бар.

У табл. 2.10 наведено дані, що характеризують експорт нафтопродуктів за регіонами світу.

Лідером у 2022 р. за експортом нафтопродуктів став регіон Європа та Євразія, експортувавши 3,54 млрд бар., що становить близько 32,32 % від



Умовні позначення: 1 – видобуток; 2 – споживання

Рис. 2.20. Темпи приросту виробництва та споживання нафтопродуктів до базового 1990 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

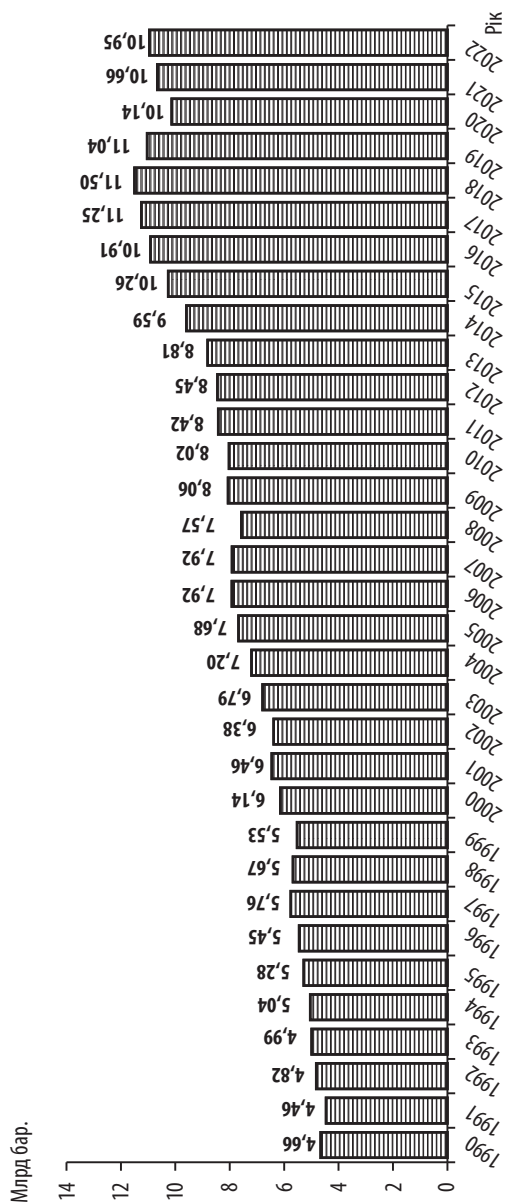


Рис. 2.21. Динаміка світового експорту нафтопродуктів за 1990–2022 рр., млрд бар.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Таблиця 2.10

Експорт нафтопродуктів за регіонами світу, млрд бар.

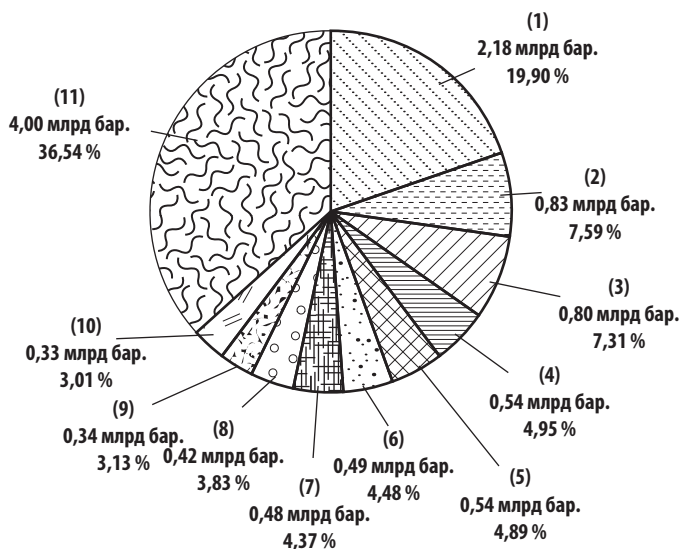
Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому споживанні %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	0,4	0,49	0,98	1,74	1,86	2,14	2,24	2,22	2,14	2,26	2,41	22,02
Південна та Центральна Америка	0,57	0,84	0,72	0,44	0,45	0,36	0,39	0,31	0,31	0,29	0,33	3,04
Європа та Євразія	1,82	2,22	3,06	3,82	3,77	4,06	3,96	3,84	3,45	3,63	3,54	32,32
Близький Схід	0,9	1,18	1,11	1,36	1,72	1,45	1,74	1,47	1,30	1,50	1,62	14,78
Африка	0,31	0,37	0,22	0,33	0,31	0,31	0,31	0,31	0,33	0,33	0,30	2,74
Азійсько-Тихоокеанський регіон	0,65	1,05	1,94	2,58	2,8	2,92	2,87	2,88	2,61	2,65	2,75	25,10
Світ загалом	4,66	6,14	8,02	10,26	10,91	11,25	11,50	11,04	10,14	10,66	10,95	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

загальносвітового експорту нафтопродуктів. На другому місці за цим показником розташувався Азійсько-Тихоокеанський регіон, експортувавши 2,75 млрд бар. нафтопродуктів (25,1 %). Третю позицію посідав регіон Північна Америка, експорт нафтопродуктів з цього регіону склав 2,41 млрд бар. (22,02 %). Аутсайдером за цим показником був регіон Африка – 0,3 млрд бар., що склало лише 2,74 % від загальносвітового експорту.

Що стосується приросту цього показника в 2022 р. порівняно з 1990 р., то лідером є регіон Північна Америка, приріст якого склав 503,1 %. Найгірший показник за темпом приросту експорту нафтопродуктів продемонстрував регіон Південна та Центральна Америка (-41,54 %).

На рис. 2.22 наведено дані щодо експорту нафтопродуктів за окремими країнами.



Умовні позначення: 1 – США; 2 – РФ; 3 – Нідерланди; 4 – Сінгапур; 5 – Саудівська Аравія; 6 – Південна Корея; 7 – Індія; 8 – Китай; 9 – Малайзія; 10 – Кувейт; 11 – інші

Рис. 2.22. Країни-лідери за експортом нафтопродуктів у 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

Основним експортером нафтопродуктів у світі у 2022 р. стали США, експортувавши 2,18 млрд бар. нафтопродуктів, що становить близько 19,9 % від загальносвітового експорту нафтопродуктів. Другу позицію за цим показником посідає рф, експорт якої у 2022 р. склав 0,83 млрд бар. (7,59 %). На третьому місці розташувалися Нідерланди з показником 0,80 млрд бар. (7,31 %). Сінгапур у 2022 р., експортувавши 0,54 млрд бар. (4,95 %), посів за експортом нафтопродуктів четверте місце. Замикає п'ятірку лідерів за цим показником Саудівська Аравія, експорт нафтопродуктів якої склав 0,45 млрд бар. (4,89 %).

На рис. 2.23 наведено динаміку світового імпорту нафтопродуктів.

З рис. 2.23 видно, що динаміка імпорту нафтопродуктів демонструє зростаючу тенденцію. У 2022 р. порівняно з 1990 р. цей показник зріс на 146,15 %, з 4,11 млрд бар. у 1990 р. до 10,12 млрд бар. у 2022 р.

У табл. 2.11 наведено дані щодо імпорту нафтопродуктів за окремими регіонами світу.

Лідируючу позицію серед регіонів світу за імпортом нафтопродуктів у 2022 р. посідає Азійсько-Тихоокеанський регіон, який імпортував 3,97 млрд бар. нафтопродуктів, що становить близько 39,28 % загальносвітового імпорту. Другу позицію посідає регіон Європа та Євразія, імпортувавши 3,01 млрд бар. нафтопродуктів (29,79 %). На третьому місці за цим показником розташувався регіон Північна Америка, імпорт нафтопродуктів до якої склав 1,29 млрд бар., що становить близько 12,7 % від загальносвітового показника. Найменший показник імпорту нафтопродуктів у 2022 р. зафіксовано в регіоні Близький Схід – 0,86 млрд бар., що становить лише 3,96 % від світового імпорту нафтопродуктів.

Що стосується темпів приросту в 2020 р. порівняно з 1990 р., то найбільший показник зафіксовано в регіоні Африка 564,58 %. Найменший же був зафіксований в регіоні Європа та Євразія, він становить 77,26 %

На рис. 2.24 наведено дані щодо імпорту нафтопродуктів за окремими країнами.

Лідируючою країною за імпортом нафтопродуктів серед всіх країн стали США, імпорт нафтопродуктів до яких оцінюється на рівні близько 0,74 млрд бар., що становить 7,36 % загальносвітового імпорту нафто-

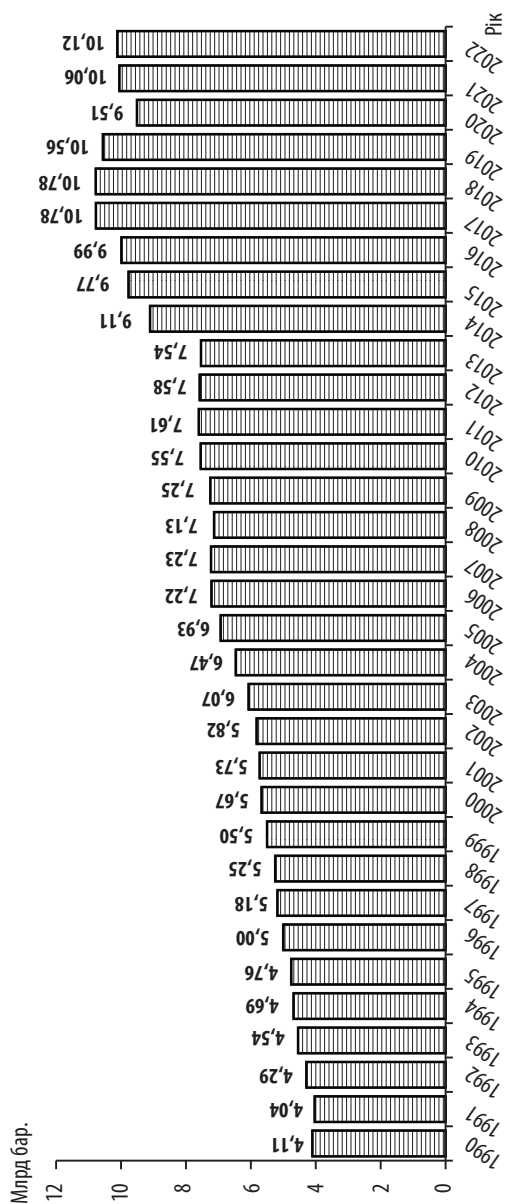


Рис. 2.23. Динаміка світового імпорту нафтопродуктів за 1990 – 2022 рр., млрд бар.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

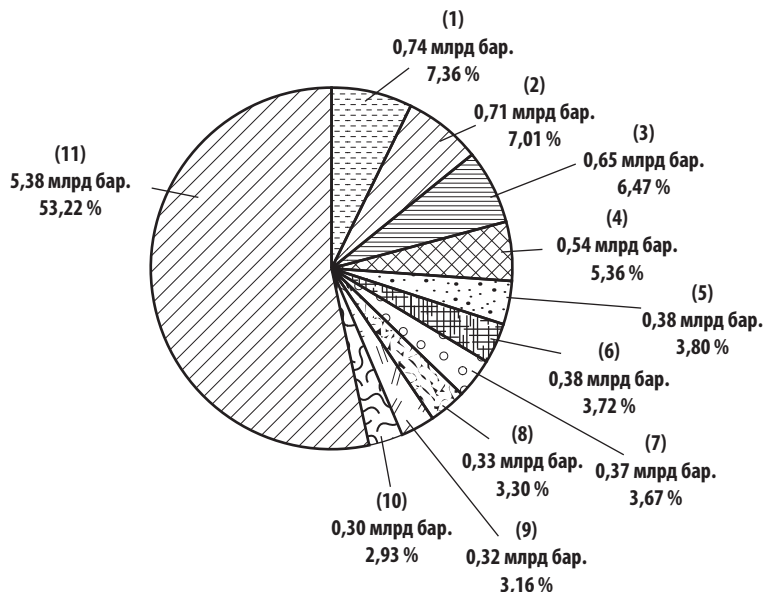
Таблиця 2.11

Імпорт нафтопродуктів за регіонами світу, млрд бар.

Регіон	Рік										Темп приросту 2022/1990 %	Частка у світовому споживанні %
	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Північна Америка	0,7	0,87	0,96	0,85	0,89	1,26	1,36	1,44	1,20	1,37	1,29	12,71
Південна та Центральна Америка	0,2	0,48	0,65	0,97	0,93	0,73	0,76	0,75	0,58	0,66	0,58	5,72
Європа та Євразія	1,7	2,1	2,63	3	3,15	3,26	3,26	3,19	2,83	2,96	3,01	29,79
Близький Схід	0,15	0,17	0,23	0,67	0,67	0,70	0,65	0,40	0,33	0,36	0,40	3,96
Африка	0,13	0,25	0,39	0,69	0,69	0,87	0,87	0,87	0,82	0,86	0,86	8,54
Азійсько-Тихоокеанський регіон	1,23	1,81	2,68	3,58	3,66	3,94	3,89	3,92	3,75	3,85	3,97	39,28
Світ загалом	4,11	5,67	7,55	9,77	9,99	10,78	10,78	10,56	9,51	10,06	10,12	100

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

продуктів. На другому місці за цим показником розташувався Сінгапур – 0,71 млрд бар., близько 7 %.



Умовні позначення: 1 – США; 2 – Сінгапур; 3 – Нідерланди; 4 – Китай; 5 – Індія;
6 – Мексика; 7 – Південна Корея; 8 – Японія; 9 – Франція; 10 – Малайзія; 11 – інші

Рис. 2.24. Країни-лідери за імпортом нафтопродуктів у 2022 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–8]

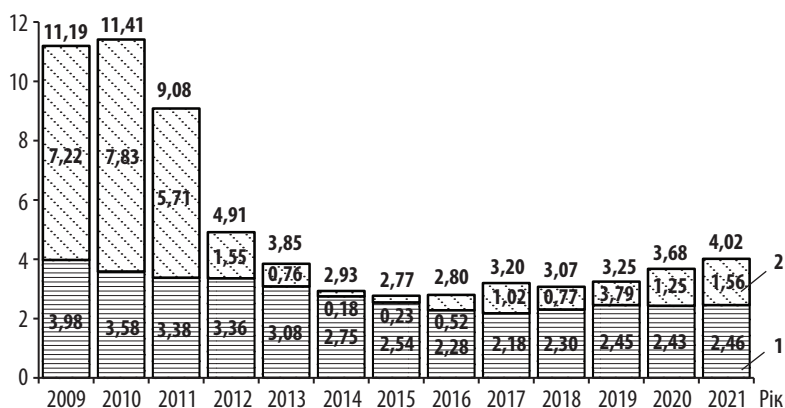
Третю позицію з показником 0,65 млрд бар. займають Нідерланди (6,47 %). Китай розташувався на четвертому місці з показником 0,54 млрд бар. (5,36 %). Замикає п'ятірку лідерів Індія – 0,38 млрд бар. (3,8 %). На 5 країн-лідерів припадає близько 30 % від загальносвітового імпорту нафтопродуктів, а на 10 країн-лідерів – 46,78 %.

2.3. Аналіз тенденцій забезпечення потреб України в моторному паливі

Потреби країни в енергетичних ресурсах визначаються попитом на них. Нафта є сировиною для виробництва палива, що найбільш широко використовується у світі та задовольняє близько третини енергетичних потреб. Вона також використовується для виробництва інших продуктів, в тому числі пластмаси, синтетичних волокон, бітуму та ін. Об'єм світового ринку нафти значно більше, ніж для будь-якого іншого товару, як з точки зору фізичного виробництва, так і діяльності фінансового ринку, зміни на якому мають взаємозалежний та взаємопов'язаний вплив на національні ринки.

Динаміку структури формування пропозиції на Українському ринку сирової нафти в Україні в 2009–2021 рр. наведено на рис. 2.25.

Пропозиція, млн т н.е.



Умовні позначення: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт

Рис. 2.25. Динаміка структури формування пропозиції на ринку сирової нафти у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–29]

З рис. 2.25 видно, що основною складовою формування пропозиції на нафту в Україні є власне виробництво 61,19 %. Імпорт забезпечує 38,8 % пропозиції нафти на вітчизняному ринку. У 2009 р. порівняно з 2021 р. частка імпорту на ринку нафти в Україні складала 64,52 %. Формування такої структури пропозиції відбувається на тлі зменшення в Україні видобутку нафти у 2009–2021 рр.

Показники, що характеризують динаміку видобутку нафти та газового конденсату, наведено на рис. 2.26.

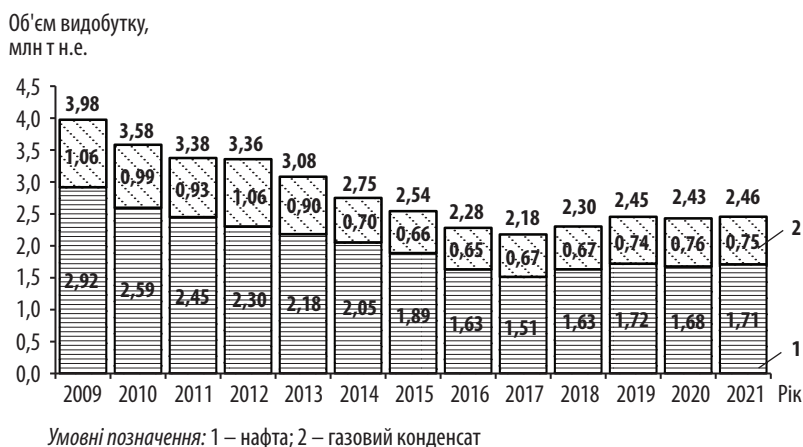


Рис. 2.26. Динаміка видобутку нафти та газового конденсату в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [6–8; 13–24; 27–29]

Як видно з рис. 2.26, з 2010 р. обсяги видобутку нафти та газового конденсату неухильно знижуються. У 2021 р. порівняно з 2009 р. обсяги видобутку нафти та газового конденсату в Україні зменшилися на 1,52 млн т н.е., або на 38,2 %.

У 2021 році в Україні було видобуто 2,46 млн т нафти і газового конденсату, що відповідає показникам 2020 р., у тому числі видобуток конденсату і нафти АТ «Укргазвидобування» на рівні 414 тис. т (на 7,2 % менше, ніж у 2020 році). Видобуток ПАТ «Укрнафта» у 2021 році склав

1,5 млн т нафти, що відповідає рівню 2020 року. Видобуток нафти і конденсату приватними компаніями склав 0,5 млн т. Зокрема, найбільша приватна газовидобувна компанія «Нафтогазвидобування» ДТЕК-Нафтогаз, за підсумками року, видобула 96 тис. т конденсату (+45 %).

На сьогодні експорт нафти та газового конденсату з України носить рудиментарний характер. Істотний потенціал у переробці нафти та газового конденсату і виробництві готових нафтопродуктів для експорту втрачено.

Динаміку експорту з України нафти та газового конденсату наведено на рис. 2.27.

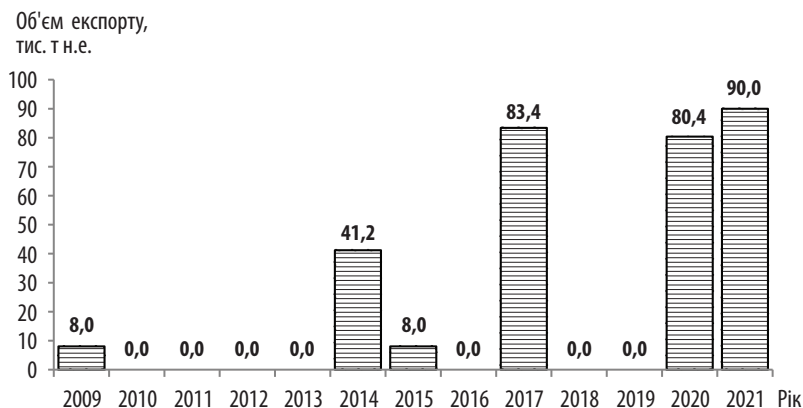


Рис. 2.27. Динаміка експорту нафти та газового конденсату в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–29]

Як видно з рис. 2.27, у 2021 рр. порівняно з 2009 р. відбулося суттєве збільшення поставок з України нафти та газового конденсату на експорт, а саме на 82 тис. т н. е. Найбільший об'єм експорту зафіксовано в 2021 р. – 90,0 тис. т н. е.

Дані, що характеризують динаміку імпорتنних поставок в Україну нафти та газового конденсату в 2009–2021 рр., наведено на рис. 2.28.

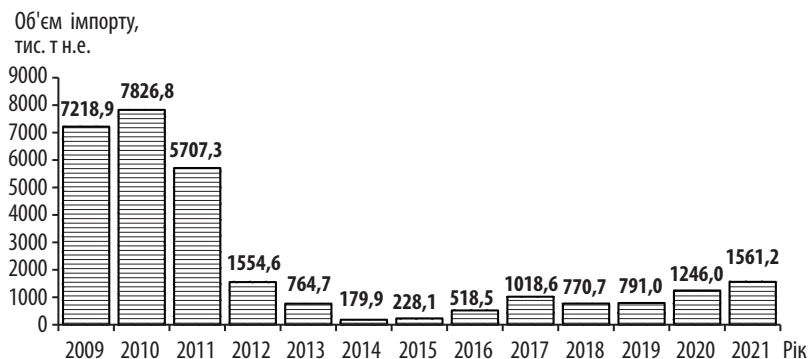


Рис. 2.28. Динаміка імпорту нафти та газового конденсату в Україні
у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–29]

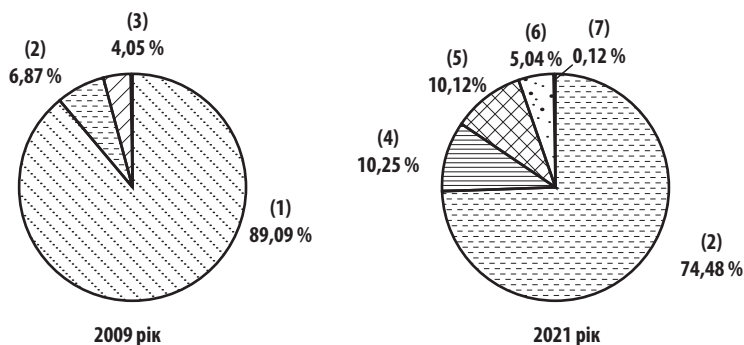
Як видно з рис. 2.28, упродовж 2009–2021 рр. відбулося суттєве скорочення поставок в Україну імпортої нафти та газового конденсату, а саме на 5657,7 тис. т н. е., або на 78,4 %. Відзначається різке скорочення імпортих поставок нафти в 2012 р.

Порівняння географічної структури імпорту Україною нафти та нафтопродуктів сирих в 2009 р. та в 2021 р. з країн Митного Союзу (Росія, Казахстан) та інших країн світу наведено на рис. 2.29.

Як видно з рис. 2.29, імпорт нафти сирової та газового конденсату в Україну за період, що аналізувався, переважно здійснювався лише з однієї країни. При цьому основним імпортером в Україну в 2009 р. була Росія, а в 2021 р. став Азербайджан, на частку якого припадає близько 74,5 % імпорту (1162,77 тис. т н. е.).

За таких умов не можна говорити про достатній рівень диверсифікації поставок у цій сфері, що є питанням забезпечення енергетичної безпеки країни. Оскільки на інші країни припадає лише 25,5 % імпорту нафти в країну, а саме Алжир – 10,25 % (160,03 тис. т н.е.), Лівія – 10,12 % (157,94 тис. т н.е.) та на інші країни – 5,16 % (80,5 тис. т н.е.).

Основними суб'єктами нафтопереробної промисловості України є НПЗ, на яких здійснюється переробка сирової нафти та виготовлення з неї



Умовні позначення: 1 – рф; 2 – Азербайджан; 3 – Казахстан; 4 – Алжир;
5 – Лівія; 6 – Великобританія; 7 – інші

Рис. 2.29. Географічна структура імпорту нафти та нафтопродуктів сирих в Україну у 2009 і 2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [25–29]

нафтопродуктів, основним з яких є моторне паливо. Низька конкурентоспроможність вітчизняної нафтопереробної промисловості визначається її техніко-технологічним оснащенням, що не відповідає сучасним вимогам, та економічними умовами проведення господарської діяльності суб'єктів галузі. Нафтопереробні заводи (НПЗ), які знаходяться на території України, використовують застарілі технології, спрямовані на збільшення виходу важких нафтопродуктів, що не відповідає екологічним вимогам (стандартам), чинним у ЄС.

Негативні тенденції на національному ринку нафтопродуктів переважно викликані занепадом вітчизняної нафтопереробки. Поступове зменшення переробки нафти в країні, яке у періоді, що аналізується, спостерігалось з 2009 р. по 2011 р. Зменшення обсягів первинної переробки у зазначеному періоді було сталим.

У 2012 р. ситуація різко погіршилась, обсяг переробки нафти різко знизився й щодо рівня 2011 р. склав лише 50,5 %. У наступний період з 2013 р. тенденція поступового зниження обсягів переробки нафти поновилась, в результаті чого на кінець 2021 р. обсяги вітчизняної нафто-

переробки щодо рівня 2009 р. скоротились у 3,2 разу. Динаміку первинної переробки нафти сирої та газового конденсату в Україні наведено на рис. 2.30.

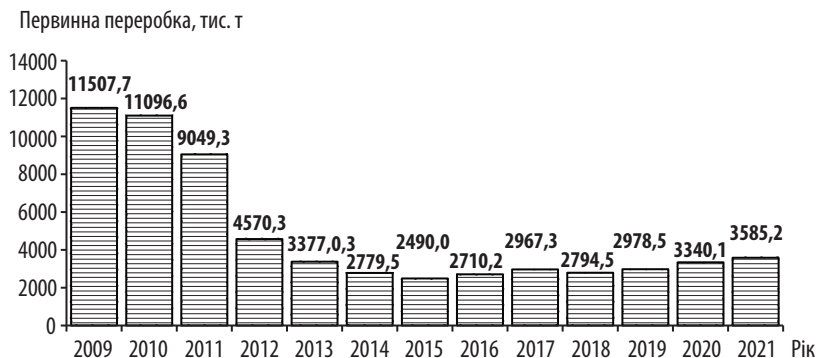


Рис. 2.30. Динаміка первинної переробки нафти сирої та газового конденсату в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

Результатом скорочення обсягів вітчизняної нафтопереробки стала зупинка виробництва на п'яти заводах – основних виробниках моторного палива з семи. У 1990-х роках виробництво моторного палива в Україні здійснювалось шістьма нафтопереробними (Кременчуцьким, Дрогобицьким, Надвірнянським, Лисичанським, Херсонським та Одеським) й одним газопереробним (Шебелинським). У лютому 2022 р., після вторгнення Росії на територію України, було зупинено Шебелинський ГПЗ, а потім він отримав руйнування внаслідок ракетних ударів агресора. У квітні 2022 р. після масованого ракетного обстрілу перестало діяти останнє серед найбільших підприємств України – Кременчуцький НПЗ.

Характеристику виробництв нафтопродуктів в Україні наведено в табл. 2.12.

Таблиця 2.12

Характеристика великих виробництв нафтопродуктів в Україні

Підприємство	Рік заснування	Найбільші власники	Місце розташування	Номінальна потужність із первинної переробки, млн т/рік	Категорія НПЗ	Глибина переробки, %	Стан справ
1	2	3	4	5	6	7	8
Кременчуцький НПЗ	1963	Група Приват – 57 % Нафтогаз – 43 %	Полтавська область	18,6	В – напів-складна схема переробки	72,2	Квітень 2022 р. – завод зупинено у зв'язку з масовими ракетними ударами ЗС РФ
Дрогобицький НПЗ	1866	Група Приват – 75 % ФДМУ – 25 %	Львівська область	3,2	А – проста схема переробки	62,0	2012 р. – завод зупинено на реконструкцію та за-консервовано
Надвірнянський НПЗ	1902	Група Приват – 73 % ФДМУ – 26 %	Івано-Франківська область	2,6	А – проста схема переробки	50,0	2013 р. – завод зупинено на реконструкцію та за-консервовано
Лисичанський НПЗ	1976	ПАО НК Роснафта – 100 %	Луганська область	16,0	В – напів-складна схема переробки	71,5	2013 р. – завод зупинено на реконструкцію, в 2022 р. – обстріляно ракетами ЗС РФ
Херсонський НПЗ	1938	ГК «Континіум» – 100 %	Херсонська область	7,1	А – проста схема переробки	48,0	2009 р. – завод зупинено на реконструкцію

Закінчення табл. 2.12

1	2	3	4	5	6	7	8
Одеський НПЗ	1937	ДП «Укртрансгаз- продукт» – 100 %	Одеська область	3,6	А – проста схема переробки	57,0	2015 р. – завод зупинено на реконструкцію, в 2022 р. – обстріляно ракетами ЗС РФ
Шебелинський ГПЗ	1960	Нафтогаз – 100 %	Харківська область	0,55	А – проста схема переробки		Лютий 2022 р. – завод зупинено та обстріляно ракетами ЗС РФ

Джерело: сформовано авторами

У табл. 2.13 наведено показники, що характеризують переробку нафти сирої та газового конденсату основними виробниками нафтопродуктів.

З табл. 2.13 видно, що у 2021 р. переробку нафти в країні забезпечували лише один з шести нафтопереробних заводів, а саме Кременчуцький НПЗ, який входить у ПАТ «Транснаціональна фінансово-промислова нафтова компанія» Укртатнафта», 43,06 % акцій якої належать НАК «Нафтогаз України», та один газопереробний – Шебелинський ГПЗ, який входить до складу ПАТ «Укргазвидобування», 100 % якої належать НАК «Нафтогаз України». З початком повномасштабної війни РФ проти України останні два заводи припинили свою діяльність.

Національна й енергетична безпека України вимагає найскорішого відновлення або створення нового виробництва моторного палива в країні на власній сировинній базі [27].

Низька інвестиційна активність вітчизняних виробників моторного палива і практична відсутність модернізації виробничих потужностей у більшості з них є одночасно наслідком і причиною технологічної відсталості та низького рівня завантаження виробничих потужностей. Зниження обсягів переробки нафти в країні призвело до неефективного використання виробничого потенціалу вітчизняної нафтопереробної галузі. Динаміку завантаження виробничих потужностей первинної переробки нафти у 2009–2021 рр. наведено на рис. 2.31.

З рис. 2.31 видно, що вітчизняна нафтопереробна промисловість ще у 2009 р. мала недопустимо низький рівень завантаження виробничих потужностей – 27,8 %. Ця тенденція мала продовження й протягом періоду що аналізується, в результаті у 2021 р. рівень завантаження виробничих потужностей первинної нафтопереробки склав лише 8,7 %.

Для більш ефективного використання ресурсів в Україні необхідно будувати нові НПЗ з повною схемою переробки та проводити модернізацію і реконструкцію наявних НПЗ, використовувати нові інноваційні методи переробки нафти. Ці заходи вимагають значних капіталовкладень і часу, але їхня рентабельність доведена світовим досвідом. Використовувати застарілі технології переробки нафти при очікуванні зменшення

Таблиця 2.13

Динаміка переробки нафти сирої та газового конденсату основними виробниками нафтопродуктів в Україні у 2009–2021 рр., тис. т

Підприємство	Рік											
	2009	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Кременчуцький НПЗ	3188,8	3119,0	3033,6	2400	2086,3	2017,4	2194,8	2473,8	2340,5	2505,8	2917,6	3164,6
Дрогобицький НПЗ	422,9	165,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Надвірнянський НПЗ	155,3	137,8	9,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Лисичанський НПЗ	4952,8	4946,4	810	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Херсонський НПЗ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Одеський НПЗ	2051,6	0	0	345,6	213	0	0	0	0	0	0	0
Шебелінський ГПЗ	736,3	680,3	663,2	584,3	480,2	472,6	515,4	493,5	454,00	472,71	422,5	420,6
Інші малі НПЗ	0,0	0,1	54,5	47,1	0	0	0	0	0	0	0	0
Всього	11507,7	9049,3	4570,3	3377,0	2779,5	2490,0	2710,2	2967,3	2794,5	2978,5	3340,1	3585,2

Джерело: сформовано авторами за даними [9–10; 24; 28–44]

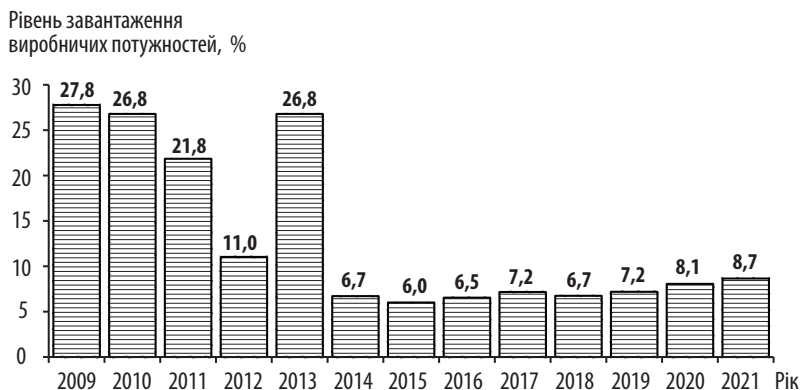


Рис. 2.31. Динаміка завантаження виробничих потужностей первинної переробки нафти в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [9–10; 24; 28–44]

світових запасів є нераціональним кроком у розвитку нафтопереробної промисловості України.

Головним регулятором сфери нафтокористування в Україні є ринок моторного палива. Співвідношення попиту і пропозиції, тобто кон'юнктура цього ринку є визначальним чинником формування умов обігу моторного палива в країні.

На рис. 2.32 наведено динаміку структури попиту на моторне паливо в Україні.

З рис. 2.32 видно, що у 2021 р. попит на моторне паливо становив 12,44 млн т н. е. Загалом у 2009–2021 рр. попит на моторне паливо зріс на 1,23 млн т н. е., або на 10,97 %. Спостерігалось зменшення попиту на бензин у 2009–2021 рр. на 2,62 млн т н. е., або на 52,9 %, та збільшення попиту на дизельне паливо на 2,67 млн т н. е., або на 49,4 %, та ЗНГ на 1,18 млн т н. е. (137,2 %).

Структуру попиту на моторне паливо в Україні наведено на рис. 2.33.

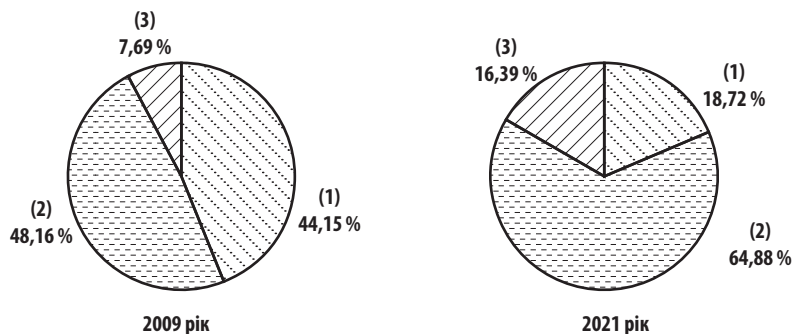
З рис. 2.33 видно, що відбувається заміщення у попиті бензину на дизельне паливо. Так, із 2009 р. по 2021 р. частка дизельного палива в загальному обороті моторного палива зросла на 16,72 процентних пункти.

Об'єм попиту,
млн т н.е.



Рис. 2.32. Динаміка структури попиту на моторне паливо в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]



Умовні позначення: 1 – бензин моторний; 2 – дизельне паливо; 3 – зріджені нафтові гази (ЗНГ)

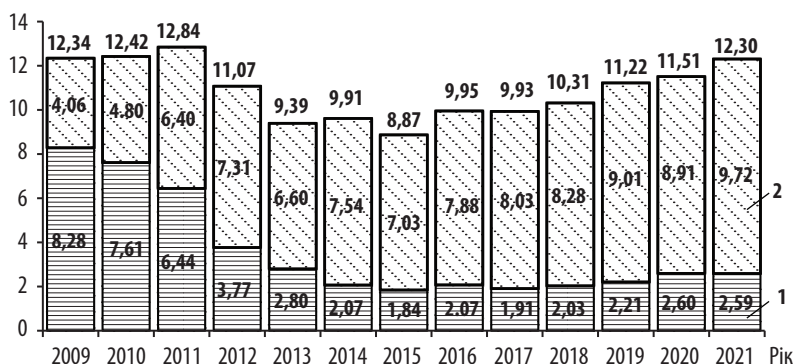
Рис. 2.33. Структура попиту на моторне паливо в Україні

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

У 2021 р. структура попиту на моторне паливо виглядала таким чином: дизельне паливо – 64,88 %, бензин моторний – 18,72 %, ЗНГ – 16,39 %.

Динаміку структури пропозиції моторного палива та її зміни в період із 2009–2021 рр. наведено на рис. 2.34 та 2.35.

Об'єм пропозиції,
млн т н.е.



Умовні позначення: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт

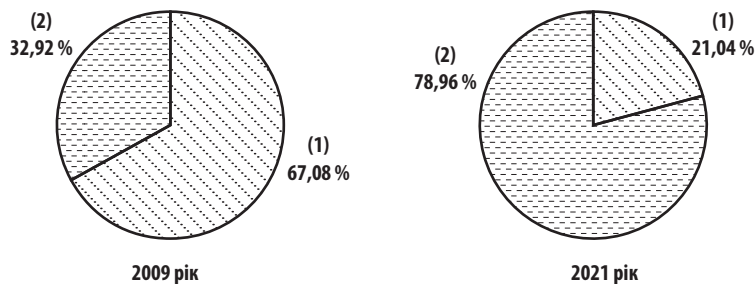
Рис. 2.34. Динаміка структури пропозиції моторного палива в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

З рис. 2.34 та 2.35 видно, що скорочення попиту викликало відповідне скорочення пропозиції на ринку моторного палива України. Скорочення пропозиції супроводжувалось і негативними змінами в її структурі, а саме збільшенням частки імпорту в загальній величині поставок. Так, частка імпорту збільшилась з 32,92 % у 2009 р. до 78,96 % у 2021 р. Об'єм пропозиції моторного палива в 2022 р. склав 12,3 млн т н.е.

Структуру виробництва та імпорту моторного палива за видами наведено на рис. 2.36.

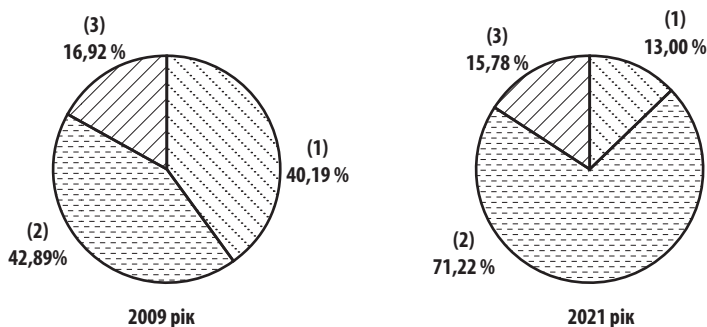
З рис. 2.36 видно, що структура імпорту (9,716 млн т н.е.) моторного палива в Україні за його видами становила: дизельне паливо – 71,2 %, бензин – 15,78 %, зріджений природний газ – 13,0 %.



Умовні позначення: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт

Рис. 2.35. Структура пропозиції моторного палива в Україні

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]



Умовні позначення: 1 – бензин моторний; 2 – дизельне паливо; 3 – зріджені нафтові гази (ЗНГ)

Рис. 2.36. Структура виробництва й імпорту моторного палива за видами в Україні в 2021 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

Структура виробництва (2,588 млн т н. е.) моторного палива в Україні за його видами складала: дизельне паливо – 42,89 %, бензин – 40,19 %, зріджені нафтові гази – 16,92 %.

Основною причиною збільшення обсягів імпорту моторного палива в країну було скасування ввізного мита на імпортовані нафтопродукти на

тлі відносно низької якості нафтопродуктів українського виробництва та зупинки всіх основних виробників нафтопродуктів в Україні.

Динаміку структури пропозиції бензину автомобільного та її зміни в період 2009–2021 рр. наведено на *рис. 2.37* та 2.38.

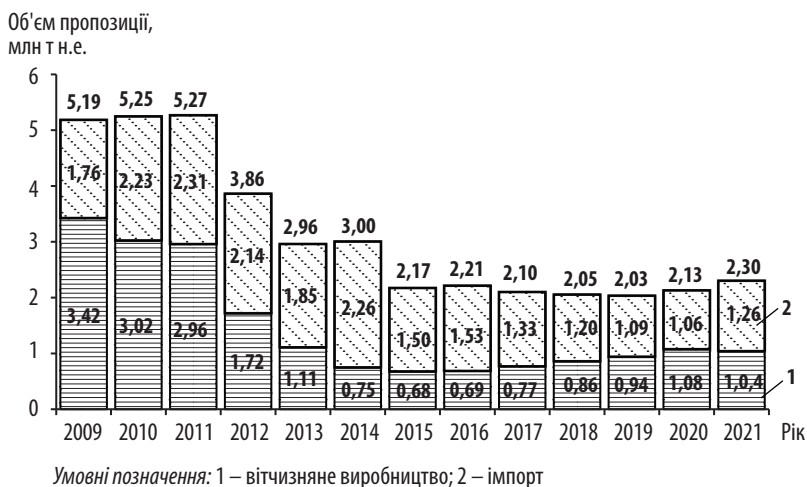


Рис. 2.37. Динаміка структури пропозиції бензину автомобільного в Україні у 2009–2021 рр.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

З *рис. 2.37* видно, що динаміка пропозиції бензину автомобільного має тенденцію до зниження. Так, у 2021 р. порівняно з 2009 р. пропозиція скоротилася на 2,89 млн т н. е., або 55,7 %. Пропозиція українського ринку бензинів у 2021 р. склала 2,3 млн т, що більше рівня минулого року на 170 тис. т.

З *рис. 2.38* видно, що основним джерелом формування пропозиції бензину автомобільного в Україні у 2021 р. був імпорт. За аналізований період частка імпорту в загальній величині пропозиції бензину автомобільного збільшилась з 33,98 % до 54,84%.

Імпортний ресурс у 2021 р становив 54,8 % від загального обсягу ринку – 1,26 млн т; власне виробництво бензинів, без урахування обся-

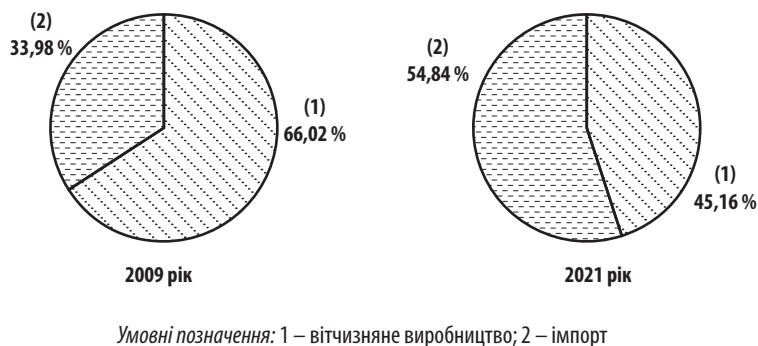
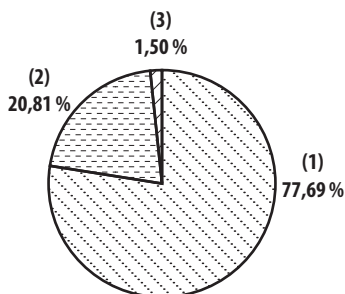


Рис. 2.38. Структура пропозиції бензину автомобільного в Україні

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

гів міні-НПЗ, оцінюється в 1,04 млн т і знаходиться практично на рівні показників 2020 року. Левова частка цього обсягу була вироблена на базі Кременчуцького НПЗ, частка компанії-власника на ринку бензинів складала близько 38,0 %

Географічну структуру імпорту бензину автомобільного наведено на рис. 2.39.



Умовні позначення: 1 – Білорусь; 2 – Литва; 3 – інші

Рис. 2.39. Географічна структура імпорту бензину автомобільного в Україні у 2021 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [9; 24–26; 28]

З рис. 2.39 видно, що структура імпорту бензину автомобільного в Україні в 2021 р. по країнах світу є такою: Білорусь – 77,69 %, Литва – 20,8 % та інші – 1,5 %. Білорусь, як і в 2020 році, залишалася основним постачальником бензинів на ринок України, обсяги поставок у 2021 році склали 0,981 млн т. Понад 90,0 % від загального обсягу білоруського імпорту складала продукція Мозирського НПЗ. Білоруський ресурс переважно надходив до України залізницею. Понад 60,0 % від загального обсягу надходжень – поставки бензину А-95, на другому місці – бензин А-92. У 2021 році з Білорусі постачалися також бензини А-98 та А-100. Імпорт бензинів з Литви (виробництва Мажейкяйського НПЗ) у 2021 році зріс до 262,78 тис. т і переважно був представлений маркою А-95. У 2021 році проводився також імпорт ресурсу морем, переважно з Греції та Румунії.

Динаміку структури пропозиції дизельного палива та її зміни в період 2009–2021 рр. наведено на рис. 2.40 та рис. 2.41.

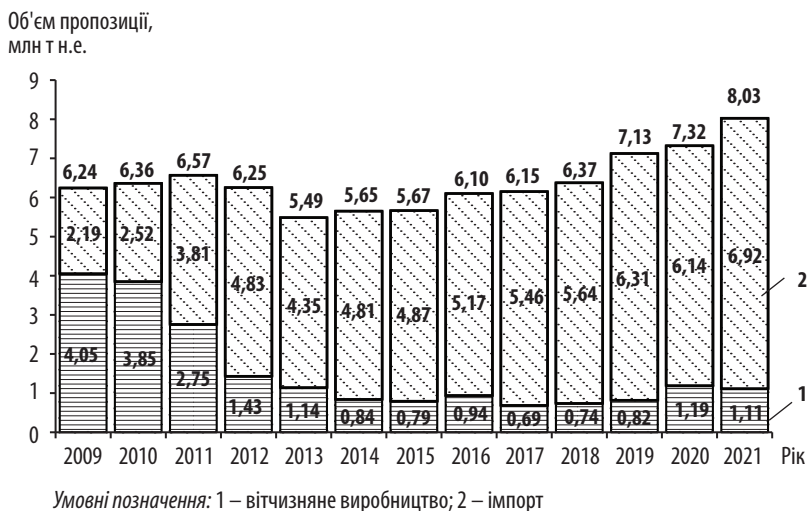
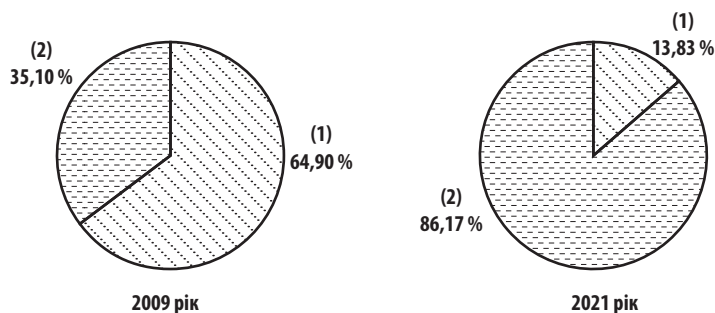


Рис. 2.40. Динаміка структури пропозиції дизельного палива в Україні у 2009–2021 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]



Умовні позначення: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт

Рис. 2.41. Структура пропозиції дизельного палива в Україні

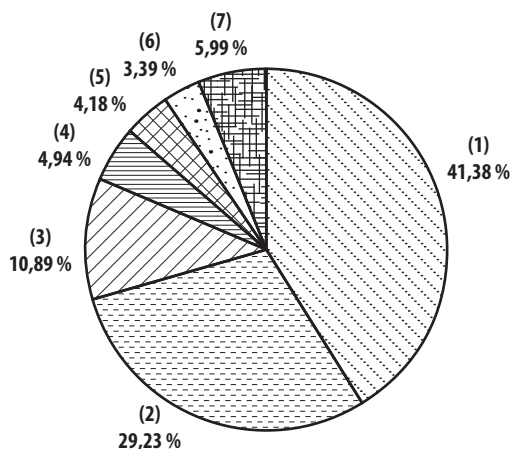
Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

З рис. 2.40 та рис. 2.41 видно, що, на відміну від бензину автомобільного у 2021 р. порівняно з 2009 р., пропозиція дизельного палива зросла на 1,79 млн т н. е. або 28,7 %. Основною складовою формування пропозиції дизельного палива в Україні у 2021 р. був імпорт, частка якого у загальному постачанні складала 86,17 %. За період, що аналізувався, частка, а отже, і значущість імпорту дизельного палива на ринку країни зросла майже у 2,5 разу.

Географічну структуру імпорту дизельного палива наведено на рис. 2.42.

З рис. 2.42 видно, що основним постачальником імпортного ресурсу в 2021 р. стала Білорусь, обсяги поставок з якої складали 2,86 млн т н. е. (41,38 %) і переважно були представлені продукцією Мозирського НПЗ, яка надходила в Україну залізницею. Імпортні поставки дизельного пального з Росії у 2021 р. склали 2,02 млн т н. е. (29,23 %). Надходження литовського ресурсу (Мажейкяйський НПЗ) склали 0,753 млн т н. е. (10,89 %).

У 2021 році суттєво активізувався імпорт ресурсу морем, загальний обсяг надходжень, що були прийняті в порти Миколаїв, Одеса, Південний, Херсон та інші, склав 1,28 млн т н. е. і представлений переважно диз-



Умовні позначення: 1 – Білорусь; 2 – рф; 3 – Литва; 4 – Туреччина; 5 – Греція; 6 – Індія; 7 – інші

Рис. 2.42. Географічна структура імпорту дизельного палива в Україні у 2021 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [9; 24–26; 28]

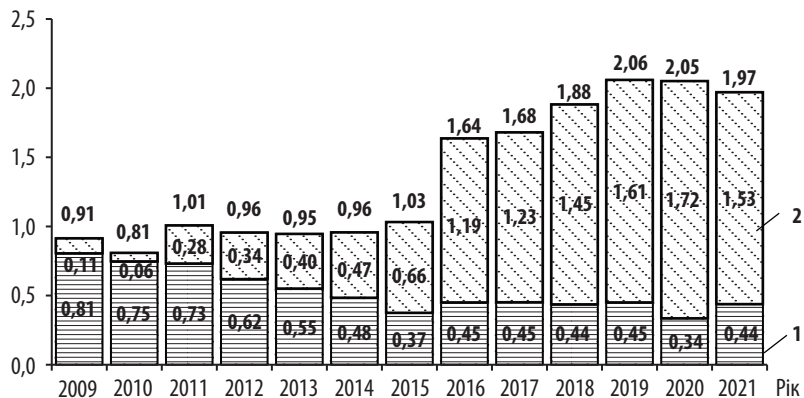
паливом виробництва Туреччини – 0,342 млн т н. е. (26,71 %), Греції – 0,289 млн т н. е. (22,6 %) та Індії – 0,235 млн т н.е. (18,34 %). У 2021 році ресурс надходив також з Ізраїлю, Італії, Болгарії, Малайзії, Іспанії.

Динаміку структури пропозиції зрідженого природного газу та її зміни в період 2009–2021 рр. наведено на *рис. 2.43* та *рис. 2.44*.

З *рис. 2.43* та *рис. 2.44* видно, що у 2021 р. порівняно з 2009 р. пропозиція зрідженого природного газу зросла на 1,06 млн т н.е., або 116,5 %. Баланс ринку скрапленого газу в Україні в 2021 р. склав 1,97 млн т н.е. Основною складовою формування пропозиції зрідженого природного газу в Україні у 2021 р. був імпорт, частка якого у загальному постачанні склала 77,78 %. За період, що аналізувався, частка, а отже, і значущість імпорту зрідженого природного газу на ринку країни зросла у 6,5 разу.

У 2021 р. українські виробники збільшили обсяги виробництва скрапленого газу до 438 тис. т н. е. (+102 тис. т н. е. до рівня 2020 р.). Збільшенню обсягів виробництва сприяло нарощення обсягів переробки Кре-

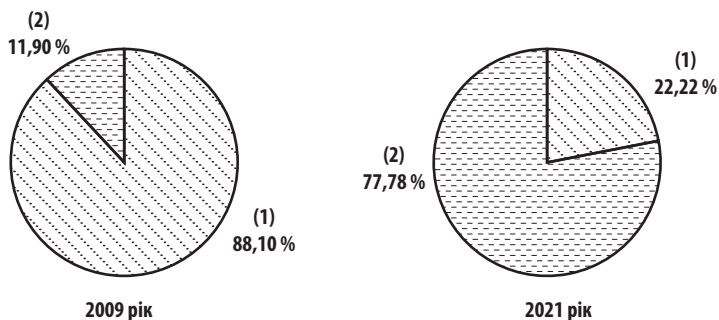
Об'єм пропозиції,
млн т н.е.



Умовні позначення: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт

Рис. 2.43. Динаміка структури пропозиції зріджених нафтових газів в Україні у 2009–2021 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]



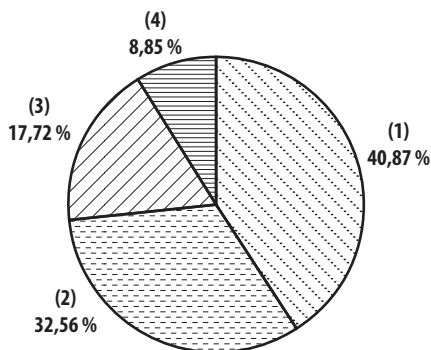
Умовні позначення: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт

Рис. 2.44. Структура пропозиції зріджених нафтових газів в Україні

Джерело: сформовано авторами за даними [2–44]

менчуцьким НПЗ, а отже, й виробництва скрапленого газу. За оцінками експертів, 2021 рік в Україні відзначився падінням автогазового сегмента LPG і збільшенням рівня споживання скрапленого газу промисловими та сільгосп підприємствами, які активно переходили з використання природного газу у виробничих процесах на скраплений.

Географічну структуру імпорту зрідженого природного газу наведено на *рис. 2.45*.



Умовні позначення: 1 – рф; 2 – Казахстан; 3 – Білорусь; 4 – інші

Рис. 2.45. Географічна структура імпорту зріджених нафтових газів в Україні у 2021 р.

Джерело: сформовано авторами за даними [9; 24–26; 28]

З рис. 2.45 видно, що найбільшим експортером скрапленого газу в 2021 р. залишалась рф – 40,87 % (0,626 млн т н. е.). Зменшення обсягів імпорту з рф в основному обумовлено зміною постачальника ресурсу (посередника на ринку України) – навесні 2021 року роботу трейдера Proton Energy було зупинено. Іншою причиною була низка аварій на переробних і видобувних підприємствах рф. Другим за обсягами постачання на ринок України в 2021 р. є Казахстан – 32,56 % (0,499 млн т н.е.). За оцінкою, обсяг надходжень з Казахстану за останні 5 років збільшено майже в одинадцять разів. Обсяги постачання з Білорусі (переважно ресурс виробництва Речицького ГПЗ та Мозирського НПЗ) у 2021 р. склали 136 тис. т н. е. (17,7 %). Практично три чверті імпортного газу поставлено залізницею

з росії та Казахстану. Білоруський ресурс переважно надходив автопартіями. В 2021 р. активізувався імпорт морем, загальний рівень надходжень в порти України склав 114,7 тис. т н. е., що на чверть більше обсягів 2020 р. Більшу частину морського імпорту становив ресурс виробництва «Тенгішевройл» (Казахстан). У 2021 р. вперше було імпортовано морем ресурс з Великої Британії (2,3 тис. т н. е.) та Нігерії (5,05 тис. т н. е.).

Таким чином, можна констатувати, що тенденції змін на національному ринку моторного палива визначені негативним впливом скорочення попиту в результаті зростання цін, яке, своєю чергою, викликано структурним зсувом у поставках на користь імпорту готового моторного палива. Ця тенденція ще більше посилює наслідки проблем, що сьогодні стали перед нафтопереробною галуззю України.

Зменшення обсягів виробництва всіх видів світих нафтопродуктів в Україні відбувалося під впливом цілої сукупності взаємопов'язаних факторів. Так, раніше вітчизняні НПЗ працювали з великою маржею, але тепер маржа переробки нафти на немодернізованих заводах негативна. Тому залишається або працювати собі в збиток, або економити на податках, якості і інших видатках. Так сталося, тому що на тлі поширеної практики надання преференцій близьким до влади учасникам ринку вітчизняні підприємства не були зацікавлені і практично не проводили модернізацію.

Отже, основними фактами, що впливають на виробництво моторного палива в Україні, є: низький технологічний рівень переробки і якості продуктів; маленька маржа нафтопереробки; несуттєве фінансування модернізації виробництва; сировинна залежність; значні обсяги імпорту моторного палива.

На тлі наведених вище факторів закономірним представляється скорочення в Україні обсягів виробництва основних видів моторного палива. Зменшення обсягів виробництва основних видів моторного палива було характерним як для бензину, так і для дизельного палива.

Основними чинниками зниження ефективності національної нафтопереробної галузі були й залишаються низька конкурентоспроможність нафтопродуктів вітчизняного виробництва, яка виникла в результаті по-

слаблення регуляторних бар'єрів на імпорتنі поставки нафтопродуктів і здійснення ризиків низької диверсифікації джерел імпорту нафтової сировини. Такими чинниками були:

- скасування у 2005 р. Україною ввізного мита на готові нафтопродукти, яке обумовило суттєві зміни кон'юнктури національного ринку моторного палива на користь імпортних нафтопродуктів;

- введення у 2011 р. російською федерацією вивізного мита (для України) на сиру нафту, яке зробило економічно недоцільним використання вітчизняною нафтопереробною галуззю російської нафтової сировини.

Оцінивши стан нафтової та нафтопереробної галузі України, можна зробити висновок, що на цей момент існує системна криза нафтопереробної галузі України, основними причинами якої є: по-перше, недостатність обсягів вітчизняного нафтовидобутку для задоволення потреб національної нафтопереробки; неефективність заходів державного регулювання вітчизняного ринку готових нафтопродуктів; орієнтованість на імпорт готових моторних палив; спровоковане російською федерацією припинення поставок сирової нафти з цієї країни за відсутності ефективних дій в Україні по заміщенню цього джерела поставками з інших регіонів світу, руйнація залишків нафтопереробного комплексу внаслідок широкомасштабної військової агресії з боку російської федерації.

Національна й енергетична безпека України вимагає найскорішого відновлення або створення нового виробництва моторного палива в країні на власній сировинній базі.

Для більш ефективного використання ресурсів в Україні необхідно будувати нові НПЗ з повною схемою переробки та проводити модернізацію і реконструкцію наявних НПЗ, використовувати нові інноваційні методи переробки нафти.

Висновки до розділу 2

1. У межах проведеного дослідження запропоновано концептуально-логічну модель забезпечення розвитку виробництва СМП в Україні, яка визначає теоретико-методичні засади його дослідження. Концептуально-логічну модель розроблено з урахуванням того, що

національне виробництво СМП має відповідати принципам: територіального розподілення виробничих потужностей; наближення до ресурсної бази; технологічної інноваційності та варіативності; інвестиційної привабливості та окупності. Модель сформовано з 4 основних блоків: науковий, аналітичний, інституційний та організаційний.

2. Сформовано концептуальну модель аналізу попиту та пропозиції на світовому та українському ринках нафтового і синтетичного моторного палива, яка є основою для розробки рекомендацій щодо планування і аналізу попиту і пропозиції на ринках моторного палива.
3. На підставі запропонованих моделей розроблено та надано характеристики сценарію розвитку виробництва СМП в Україні. Обґрунтовано, що, відповідно до принципів моделювання, виробничі потужності доцільно розміщати у місцях високої концентрації вугільних копалин, починаючи з територій їх видобутку, максимально віддалених від зони бойових дій.
4. Визначено, що згідно зі статистичними даними компанії «Брітіш Петролеум», світові запаси нафти станом на кінець 2022 р. складала близько 1756,4 млрд барелів, що на 75,5 % вище оцінок, зроблених цією ж компанією наприкінці 1990 р.

Динаміка показників, що характеризують світовий ринок нафти і нафтопродуктів за період з 1990 р. по 2022 р., свідчить про стале зростання розвідки, видобутку, споживання і світової торгівлі сировиною нафтою і нафтопродуктами. Так, за період, що аналізується, зростання складало: світового видобутку – 44,7 % (з 23,7 до 34,3 млрд барелів), споживання – 53,0 % (з 23,2 до 35,5 млрд барелів), експорту – 55,6 % (з 10,2 до 15,9 млрд барелів), імпорту – 58,2 % (з 10,3 до 16,3 млрд барелів).

Аналогічні тенденції протягом 1990–2022 рр. характерні і для готових нафтопродуктів: їх виробництво зросло на 39,1 % (з 22,9 до 34,3 млрд барелів), споживання – на 49,6 % (з 24,3 до 36,3 млрд барелів), експорт – на 135,1 % (з 4,7 до 11,0 млрд барелів), імпорт – на 146,2 % (з 4,1 до 10,1 млрд барелів).

5. Обґрунтовано, що тенденції українського ринку сирої нафти і нафтопродуктів суттєво відрізняються від загальносвітових. Передусім це пояснюється занепадом нафтодобувної галузі і застарілістю технологічних схем вітчизняних потужностей з нафтопереробки. Виснаженість запасів нафти і недостатній обсяг геолого-розвідувальних робіт призвели до зниження видобутку нафти і газового конденсату протягом 2009–2021 рр. на 40,0 % (з 4,0 до 2,5 млн т н. е). Імпорт сирої нафти протягом цього періоду скоротився на 78,4 % (з 7,2 до 1,6 млн т н. е). Відповідно скоротилися і обсяги первинної переробки сирої нафти і газового конденсату – на 69,3 % (з 11678,2 до 3585,2 млн т н. е.), а завантаження виробничих потужностей нафтопереробки знизилося з 27,8 до 8,7 %.
6. Визначено, що нафтопереробні потужності, які були зосереджені на 6 нафтопереробних заводах, протягом початку XXI сторіччя виводилися з експлуатації внаслідок відсутності інвестицій на модернізацію виробництва. На початок 2022 р. в експлуатації залишалися тільки Кременчуцький нафтопереробний завод і Шебелінський завод з переробки газового конденсату. У 2022 р. ці підприємства зазнали суттєвих пошкоджень внаслідок російських ракетних атак, і їх експлуатація припинена. На цей час потреби в моторному паливі задовольняються виключно за рахунок імпортних поставок.
7. Доведено, що ємність українського ринку в довоєнні часи станом на кінець 2021 р. оцінювалася в 12,4 млн т н. е. моторного палива, з яких 64,9 % – дизельне паливо, 18,7 % – бензин і 16,4 % – скраплений нафтовий газ. У довоєнному 2021 р. вітчизняне виробництво моторних палив складало 2,6 млн т н. е., у тому числі: дизельне паливо – 42,9 %, бензин – 40,2 %, зріджений природний газ – 16,9 %. Решта попиту задовольнялася за рахунок імпорту, структура якого мала вигляд: дизельне паливо – 71,2 %, бензин – 13,0 %, зріджений природний газ – 15,8 %.

Перелік джерел до розділу 2

1. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Шпілевський В. В. Концептуальне моделювання розвитку виробництва синтетичного рідкого палива в Україні. *Бізнес Інформ*. 2023. № 12. С. 181–190.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2023-12-181-190>

2. BP Statistical Review of World Energy 2023. *British Petroleum*. URL: https://www.energyinst.org/__data/assets/excel_doc/0007/1055545/EI-stats-review-all-data.xlsx

3. BP Statistical Review of World Energy 2017. *British Petroleum*. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

4. BP Statistical Review of World Energy 2023. *British Petroleum*. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

5. Управління енергетичної інформації. U. S. *Energy Information Administration*. URL: <https://www.eia.gov/international/data/world>

6. OPEC Annual Statistical Bulletin 2017. *The Organization of the Petroleum Exporting Countries*. URL: <https://asb.opec.org/index.php/data-download>

7. OPEC Annual Statistical Bulletin 2022. *The Organization of the Petroleum Exporting Countries*. URL: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB_2022.pdf

8. OPEC Annual Statistical Bulletin 2023. *The Organization of the Petroleum Exporting Countries*. URL: <https://asb.opec.org/index.php/data-download>

9. Khaustova V., Kyzym M., Kostenko D., Shpilevskiy V. Analysis of trends in meeting Ukraine's needs for motor fuel. *Проблеми економіки*. 2023. № 4 (58). С. 82–98.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2023-4-82-98>

10. Державна служба статистики України. URL: <http://www.ukrstat.gov.ua>
11. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. Київ : Державна служба статистики України, 2021. 177 с.
12. Energy balance. *Eurostat*. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Balances-April2022.zip/7784e000-9579-c47f-986d-92dc82f893a5?t=1649926648023>
13. Виробництво основних видів промислової продукції за 2003–2014 роки // Державна служба статистики України. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2006/pr/prm_ric/prm_ric_u/vov2005_u.html
14. Виробництво основних видів промислової продукції у 2015 році // Державна служба статистики України. URL: http://ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2013/pr/ovp/ovp_u/ovp2015.html
15. Виробництво основних видів промислової продукції у 2016 році // Державна служба статистики України. URL: http://ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2013/pr/ovp/ovp_u/ovp2016_u.zip
16. Виробництво окремих видів промислової продукції за 2011–2020 роки // Державна служба статистики України. URL: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2006/pr/prm_ric/xls/vppv_2011_2020.xlsx
17. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. Київ : Державна служба статистики України, 2006. 305 с.
18. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. / за кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2009. 443 с.
19. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. / за кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2011. 315 с.
20. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. / за кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2013. 334 с.
21. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. / за кер. А. О. Фризоренко. Київ : Державна служба статистики України, 2015. 325 с.
22. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. / за кер. А. О. Фризоренко. Київ : Державна служба статистики України, 2016. 157 с.
23. Паливно-енергетичні ресурси України : стат. зб. / за кер. В. Кру-

гляк. Київ : Державна служба статистики України, 2021. 177 с.

24. Річний звіт 2021: розширена презентація // НАК «НАФТОГАЗ». URL: <https://www.naftogaz.com/short/67171076>

25. Експорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу (2009 рік) // Державна служба статистики України. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2009/zd/e_iovt/e_iovt_1209.htm52

26. Зовнішня торгівля окремими видами товарів за країнами світу у 2021 році // Державна служба статистики України. URL: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2021/zd/e_iovt/ei_12_2021.zip

27. Салашенко Т. І., Костенко Д. М., Хаустов М. М. Паливна безпека України: виклики та шляхи подолання. *Бізнес Інформ*. 2023. № 11. С. 209–217.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2023-11-209-217>

28. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Шпілевський В. В., Салашенко Т. І., Котляров Є. І., Шульга І. В. та ін. Техніко-економічні засади створення підгалузі з виробництва рідкого синтетичного палива в Україні. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 212 с.

29. Khaustova V., Hubarieva I., Kostenko D., Salashenko T., Mykhailenko D. Rationale for the Creation and Characteristics of the National High-Tech Production of Motor Biofuel. *Systems, Decision and Control in Energy V. Studies in Systems, Decision and Control*. 2023. Vol. 481.

DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-35088-7_31

30. Імпорт бензину та дизельного палива в Україні. Статистична інформація. *Eurostat*. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/statistics-a-z>

31. Кудинов І., Сиренко А. Імпорт 2014: вичищая осадки прошлого. *НафтоРинок*. 02.02.2015. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=276

32. Сычов Н. Длинный бензиновый минус. *НафтоРинок*. 26.01.2016. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=332

33. Сычов Н. Рынок бензинов 2016: не все потеряно. *НафтоРинок*. 16.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/stati/rynok-benzinov-2016-ne-vse-poteryano>

34. Баланс бензинов украинского рынка в 2016 году вырос почти на

6% (Графіка). *НафтоРинок*. 17.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/novosti/balans-benzinov-ukrainskogo-rynka-v-2016-godu-vyros-pochti-na-6-grafika>

35. Сычов Н. Импорт ДТ 2015: залились по горлышко. *НафтоРинок*. 01.02.2016. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=333

36. Сычов Н., Сиренко А. Рынок ДТ – 2016: сравняли качество до 5. *НафтоРинок*. 23.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/stati/rynok-dt--2016-sravnyali-kachestvo-do-5>

37. Баланс украинского рынка дизельного топлива в 2016 году вырос на 7,1% (Графика). *НафтоРинок*. 24.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/novosti/balans-ukrainskogo-rynka-dizelnogo-topлива-v-2016-godu-vyros-na-71-grafika>

38. Нефтепереработка 2011: в стране невыученных уроков. *НафтоРинок*. 13.02.2012. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=115

39. Спасет ли государство свою нефтепереработку? *НафтоРинок*. 05.09.2011. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=94

40. Украинские НПЗ в 2011 году загружены на 34% при мировом показателе 81,5%. *Зеркало недели. Украина*. 10.11.2011. URL: https://zn.ua/ECONOMICS/ukrainskie_npz_v_2011_godu_zagruzheny_na_34_pri_mirovom_pokazatele_81,5.html

41. Загальнодоступна база даних ДКЦПФР про ринок цінних паперів. Агентство з розвитку інфраструктури фондового ринку України (АРІФ-РУ). Stockmarket infrastructure development agency of Ukraine (SMIDA). URL: <http://smida.gov.ua/db/emitent>

42. Кременчуцький НПЗ планує в 2017 році збільшити обсяг переробки нафти на 25% – до 2,5 млн тонн нафти. *НафтоРинок*. 14.09.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/uk/novini/kremenchuckiy-npz-planu-v-2017-roc-zblshiti-obsyag-pererobki-nafti-na-25-do-25-mln-tonn-nafti>

43. ПАТ «Укргазвидобування». URL: <http://ugv.com.ua/page/pererobka>

44. Звіт про управління УКРТАТНАФТА за 2020 р. URL: <https://ukrtatnafta.com/wp-content/uploads/2021/10/3BIT-ПРО->

Розділ 3

СИРОВИННО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ СТВОРЕННЯ В УКРАЇНІ ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО МОТОРНОГО ПАЛИВА З ВУГІЛЛЯ

3.1. Оцінка сировинного потенціалу виробництва синтетичного моторного палива з вугілля в Україні

За оцінками Всесвітньої Ради з енергетики світових запасів, нафти зараз залишилось приблизно на 40 років, природного газу – на 60 років, а твердих паливних копалин, перш за все вугілля, – на 240 років [1]. Відповідно до цього саме тверде паливо має бути головним джерелом забезпечення потреб людства в енергетичних ресурсах та органічній сировині. Світовий видобуток вугілля в останні десятиріччя зростає в середньому на 3,5 % на рік та у 2022 р. сягнув 8 млрд т, зрісши у понад 2,5 разу порівняно з 1995 р. [2].

Ситуація в Україні в цілому відповідає загальносвітовій [3]. До того ж наявні в нашій країні геологічні запаси рідкого та газоподібного палива порівняно малі, а імпортозалежність національного ринку моторного палива на початок 2022 р. становила: за дизельним паливом – 118 %, бензином – 59 %, зрідженим природним газом – 113 %, біопаливом – 97 % [4]. Це призводить до залежності економіки країни від імпортних поставок. За таких умов необхідна розробка та промислова реалізація технологій, які дозволяють використовувати наявні в Україні ресурси органічної сировини. Перш за все це – викопне вугілля, запаси якого у нас складають майже 50 млрд т.

Викопне вугілля різних родовищ та пластів має неоднакові властивості. Його класифікація для умов України стандартизована ДСТУ 3472:2015 «Вугілля буре, кам'яне, антрацит. Класифікація» [5] (див. *табл. 3.1*).

Таблиця 3.1

Класифікація українського вугілля за ДСТУ 3472:2015

Вид вугілля	Марка вугілля	Позначка		Класифікаційні показники				
		Марка	Група	Середній довільний показник відбиття вітринити $<R_0, r>$, %	Вихід легких речовин на сухий знезолений стан $Vdaf$, %	Товщина пластичного шару u , мм	Індекс R_{gr} RI, од.	Вища теплота згоряння на сухий знезолений стан Q_{sdaf} , МДж/кг
Буре	Буре	Б		$<0,4$	50-70	-	-	$Q_d^{af} \leq 24$
	Довгополум'яне	Д		0,4-0,59	35-50	<6	-	-
	Довгополум'яне газове	ДГ		0,5-0,69	35-44	6-9	-	-
	Газове	Г	Г1	0,6-0,69	38-44	10-16	-	-
	Газове	Г	Г2	0,7-0,79	36-42	10-24	-	-
	Газове жирне піснувате	ГЖП		0,8-0,89	33-39	10-16	-	-
	Газове жирне	ГЖ		0,8-0,89	33-38	>17	-	-
	Жирне	Ж		0,9-1,19	28-36	>17	-	-
	Коксове	К	К1	1,04-1,19	28-30	13-16	-	-
	Коксове	К	К2	1,2-1,49	18-28	13-28	-	-
	Піснувате спікливе	ПС		1,5-1,69	14-22	6-12	13-50	-
	Пісне	П		1,7-2,59	8-18	<6	<13	-
Антрацит	Антрацит	А		2,6-6	<8	-	-	33,1-35,2

Джерело: сформовано авторами за даними [5; 6]

Ця класифікація базується на трьох основних параметрах:

- середньому довільному показнику відбиття світла вітринітом $<R_{o,r}>$, %, визначеному за ІСО 7404-5-85 [6];
- товщині пластичного шару y , утворюваного вугільною речовиною за нагріву без доступу повітря в інтервалі температур 350...650 °С у спеціальному стандартному стакані за ДСТУ 7722:2015 [7];
- виході летких речовин, утворюваних з горючої маси вугілля за нагріву без доступу повітря до 950 °С V^{daf} , %, визначених за ІСО 562:2010 [8].

Експериментальні значення трьох наведених класифікаційних показників дають можливість визначити марочну приналежність більшості вугілля. В тих випадках, коли цих основних параметрів недостатньо, для визначення марочної приналежності використовують ще два додаткових параметри:

- спікливу здатність, що характеризується індексом Рога RI , визначеним за ДСТУ 7723:2015 [9];
- вищу теплоту спалювання в МДж/кг на сухий беззольний стан Q_s^{daf} , визначену за ДСТУ ІСО 1928:2006 [10].

Для того щоб визначити марочну приналежність вугілля, треба спочатку за табл. 3.1 виділити всі можливі марки, в яких припустимий інтервал за середнім показником відбиття вітриніту містить в собі виміряне значення цієї величини. Потім з цих марок треба виокремити лише ті, в яких припустимий інтервал за виходом летких речовин містить в собі виміряне значення цієї величини. Нарешті, з тих марок, що залишились, треба визначити ту, в якій припустимий інтервал за товщиною пластичного шару містить в собі виміряне значення цієї величини. Якщо виміряні значення всіх трьох основних класифікаційних параметрів входять в припустимі інтервали двох або кількох марок, треба використовувати два додаткових класифікаційних параметри.

Якщо для вугілля експериментально визначені величини класифікаційних параметрів, сполучення яких не передбачено табл. 3.1, то пріоритетними для віднесення вугілля до тієї або іншої марки є середній показник відбиття вітриніту та товщина пластичного шару.

Приклад. Виміряні значення трьох основних класифікаційних показників складають: $\langle R_o \rangle = 0,55 \%$; $V^{daf} = 36,0 \%$; $y = 8$ мм. За середнім показником відбитку вітриніту в табл. 1 виділяємо дві марки вугілля: Д (0,4-0,59 %) та ДГ (0,5-0,69 %). За виходом летких речовин обидві ці марки залишаються в розгляді: Д (35-50 %) та ДГ (35-44 %). Нарешті, за товщиною пластичного шару остаточно визначаємо марку ДГ (6-9 мм).

Слід зазначити також особливі випадки визначення марочної приналежності, які певною мірою можуть розглядатись як «виключення» із викладених вище загальних правил. Вони передбачені примітками до табл. 3.1 ДСТУ 3472:2015.

Зокрема, для бурого вугілля, вологість якого сягає 50 % та вище, вища теплота згоряння розраховується не на сухий, а на вологий неззолений стан Q_s^{af} . Вона має бути не більше 24 МДж/кг. Це – класифікаційний параметр, що відокремлює буре вугілля від кам'яного.

Вугілля із середнім довільним показником відбиття вітриніту 0,9-0,99 % та товщиною пластичного шару 10-16 мм належить до марки ГЖП.

Якщо вихід летких речовин на сухий беззолний стан $V^{daf} < 8 \%$, а вища теплота згоряння на цей же стан $Q_s^{daf} \geq 35,2$ МДж/кг, то таке вугілля належить до марки П.

Балансові запаси твердих паливних копалин поділяють на низку категорій [11]:

А – запаси вугілля у виробітках, що експлуатуються, будуються та проєктуються;

В – запаси вугілля з достатньо повно визначеними умовами розробки родовищ;

C_1 – запаси, визначені на підставі рідкої мережі бурових свердловин, дані про які використовуються для постановки детальних розвідувальних робіт;

C_2 – імовірні запаси, дані про які використовуються для перспективного планування геологорозвідувальних робіт.

Запаси вугілля в Україні за категоріями А+В+ C_1 станом на 01.01.2010 р. складали 44784,3 млн т, з яких на частку Донецького басейну припадає по-

над 93 %, Львівсько-Волинського – близько 4,5 % та Дніпровського бурого вугільного – 2 % [12].

На *рис. 3.1* наведено мапу вугільних басейнів України.

У структурі балансових запасів наявні всі марки вугілля – від бурого до антрациту. Серед наявних запасів 12985 млн т коксівного вугілля, в тому числі 4252,7 млн т особливо цінних марок Ж та К. 1101 млн т бурого вугілля, придатні до відкритої розробки.

Окрім наведених вище, за результатами техніко-економічної оцінки, в цей час до забалансових запасів вугілля віднесено 17370,4 млн т, в тому числі коксівного вугілля 3,3 млрд т. Зі вказаної кількості до забалансового вугілля віднесено: за недостатньою потужністю пласта (менше 400 мм) 75,4 %; за гірсько-геологічними умовами (зокрема, круте падіння пласта з кутом нахилу 45° та більше) 15,1 %; за надмірною зольністю (45 % та більше) – 9,5 %. На території України зосереджено ще й так зване «солоно» вугілля (із вмістом хлориду натрію NaCl більше 2 % в перерахунку на оксид натрію Na₂O): 10 млрд т в Західному Донбасі та 2 млрд т в Північному Донбасі. Його переробка призводить до надзвичайно інтенсивної корозії устаткування, тому видобуток такого вугілля наразі не здійснюється (*рис. 3.2*) [14].

Таким чином, кількість запасів твердих горючих копалин в Україні ні дозволяє видобувати та використовувати їх в промисловості та для комунально-побутових потреб протягом кількох століть, а також створює передумови для нарощування видобутку вугілля та використання його не лише в енергетиці та металургії, але і в інших галузях національного господарства.

У *табл. 3.2* та на *рис. 3.3* наведено структуру запасів вугілля в Україні за марками [13]. З неї видно, що в наявних запасах переважає малометаморфоване вугілля марок Б, Д та Г – його частка перевищує дві третини.

Отже, структурна перебудова господарства України з орієнтацією на використання як джерела енергії та хімічної сировини твердих горючих копалин має передбачати, перш за все, використання малометаморфованого вугілля.

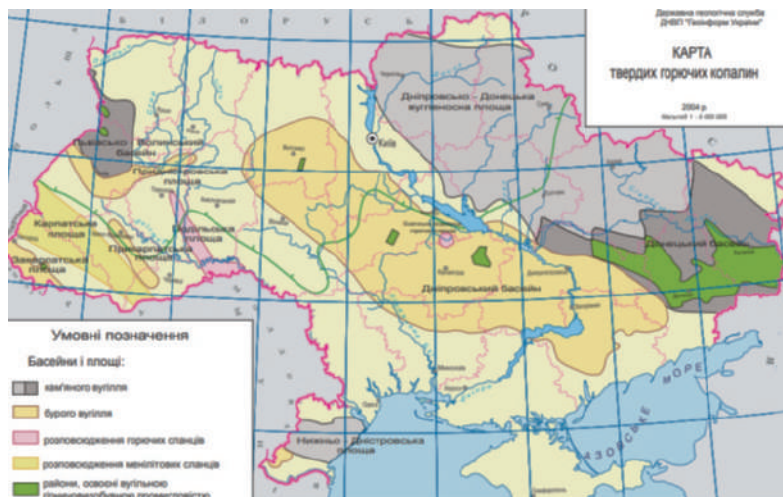
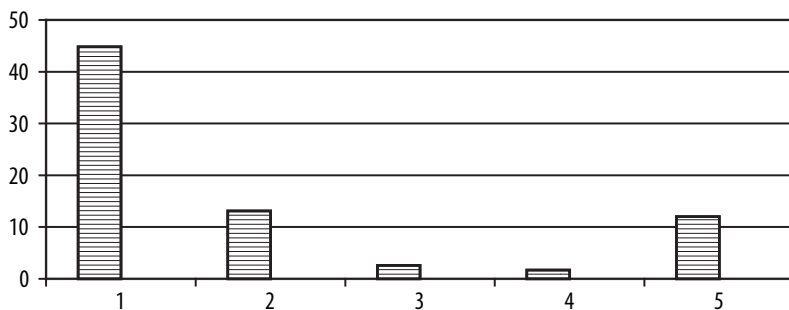


Рис. 3.1. Вугільні басейни України

Джерело: [13]

Млрд т



Умовні позначення: 1 – балансові; 2 – забалансові з недостатньою потужністю пласта;
3 – забалансові за гірсько-геологічними умовами; 4 – забалансові за зольністю; 5 – солоне вугілля

Рис. 3.2. Поклади вугілля в Україні

Джерело: сформовано авторами за даними [12; 14]

Таблиця 3.2

Структура запасів вугілля в Україні по марках (категорії A+B+C₁)

Марка	Млн. т	%
Б	2593,3	5,8
Д	13008,7	29,0
ДГ	6777,8	15,1
Г	7991,1	17,8
Ж	2642,8	5,9
К	1979,9	4,4
ПС	1021,5	2,3
П	2598,7	5,9
А	6170,5	13,8
Разом по Україні	44784,3	100,0

Джерело: сформовано авторами за даними [12]

Відомо, що елементний склад органічної маси основних марок викопного вугілля України [15] в метаморфічному ряду від бурого вугілля до антрациту характеризується зниженням вмісту кисню та водню за одночасного збільшення масової частки вуглецю (див. табл. 3.3 та рис. 3.4).

Таблиця 3.3

Середній елементний склад органічної маси основних марок викопного вугілля України, %

Марка	Вуглець C^{daf}	Водень H^{daf}	Азот N^{daf}	Сірка S^{daf}_t	Кисень O^{daf}_d
Б	65,8	5,7	1,6	2,7	24,2
Д	78,8	5,7	1,6	2,4	11,5
Г	82,7	5,5	1,5	1,8	6,5
Ж	86,2	5,3	1,5	1,1	5,9
К	89,2	4,9	1,5	1,0	3,3
ПС	90,4	4,6	1,5	1,1	2,4
П	91,7	4,3	1,5	1,1	1,4
А	94,9	2,0	0,8	0,8	1,5

Джерело: сформовано авторами за даними [16]

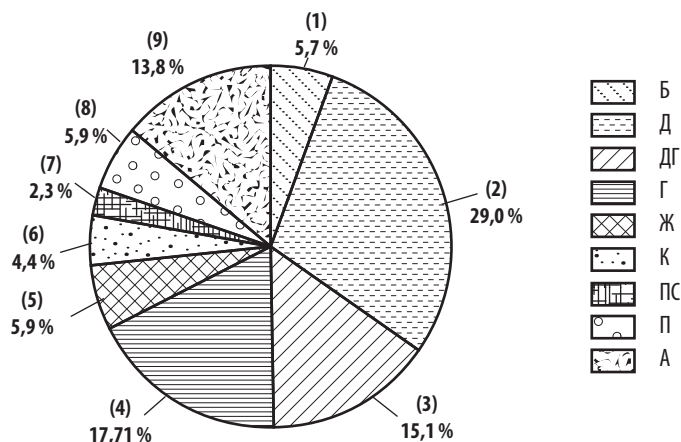


Рис. 3.3. Марочна структура балансових запасів вугілля в Україні, %

Джерело: сформовано авторами за даними [12]

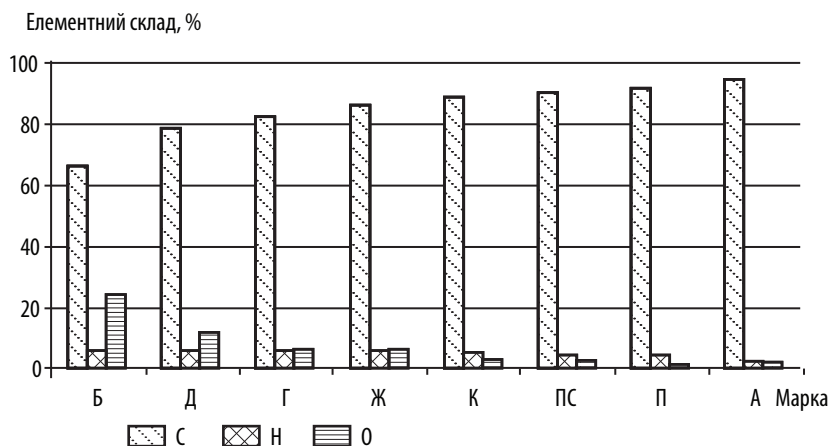


Рис. 3.4. Середній елементний склад органічної маси основних марок вугілля, %

Джерело: сформовано авторами за даними [16]

Водночас відомо, що для хімічної переробки найціннішим є вугілля саме з високим вмістом кисню і з великою кількістю карбонільних $=C=O$, гідроксильних $-OH$ та карбоксильних $-COOH$ функціональних груп в макромолекулах вугільної речовини, оскільки енергії зв'язку атомів у таких групах нижчі аналогічних величин для вуглець-вуглецевого та вуглець-водневого зв'язків. Отже, і з погляду хімії та технології горючих копалин для виробництва з вугілля синтетичного рідкого палива також доцільне використання малометаморфованого вугілля, перш за все марок Б, Д та ДГ.

Запаси такого вугілля зосереджені в Донецькому, Львівсько-Волинському, Дніпровському басейнах, а також у Ново-Дмитрівському, Сула-Удайському родовищах Дніпровсько-Донецької улоговини та на Ільницькому і Рокосівському родовищах Закарпатської вугленосної площі.

Станом на 01.01.2010 р. балансові запаси вугілля марок Б, Д та ДГ в Україні складали за категоріями $A+B+C_1$ 22379,8 млн т, за категорією C_2 – 5195 млн т.

За ступенем освоєння запасів у Донецькому басейні розробляється та підготовлено до освоєння балансових запасів категорії $A+B+C_1$ за маркою Д 13008,3 млн т (31,4 %), а за маркою ДГ 6526,1 млн т (15,8 %), в тому числі коксівного 1604,9 млн т (3,9 % від загальних запасів або 13,1 % від запасів коксівного вугілля у басейні). Балансові запаси бурого вугілля, наявні лише в Петриківському вугленосному районі Західного Донбасу, віднесені до перспективних для розвідування ділянок, тобто наразі не освоюються.

На діючих шахтах Львівсько-Волинського басейну частка запасів вугілля марки ДГ складають близько 17 %. Решта знаходиться на балансі для будівництва нових вугільних підприємств, як резервні розвідані ділянки для реконструкції та подовження терміну експлуатації діючих підприємств тощо.

В Дніпровському буровугільному басейні до 2011 р. розроблялось та було підготовлено до освоєння 913 млн т балансових запасів за категоріями $A+B+C_1$, або 46,8 % від загальних запасів басейну, з них знаходилось

в експлуатації та на балансі діючих шахт і розрізів 297 млн т; було підготовлено до розробки та знаходилось на балансі шахт і розрізів, які будуються, 22 млн т; знаходилось на резервних розвіданих ділянках 594 млн т. Запаси в кількості 1037 млн т (54,2 %) не підготовлені до промислового освоєння та знаходяться на розвідуваних, перспективних для розвідування та інших родовищах і ділянках.

У Закарпатській області є два родовища: Ільницьке з балансовими запасами категорій А+В+С₁ 28 млн т та Рокосівське із запасами за категоріями В+С₁ 11 млн т. Родовище «Ільницьке» розроблялось шахтою «Ільницька». 1990 р. було видобуто 49 тис т вугілля. Того ж року шахта була ліквідована через низькі техніко-економічні показники. Промислове освоєння Рокосівського родовища через глибоке залягання пластів, невеликі запаси, низьку якість вугілля було визнане недоцільним.

Сула-Удайське родовище розташовано в Полтавській області. На родовищі виділено для шахт та розрізів ділянки «Мелехівська» та «Сінчанська». Промисловий інтерес мають два вугільних пласти – нижній та верхній, середня потужність яких складає відповідно 3,8 м та 2,7 м. Глибина залягання верхнього пласта – 15-98,5 м. Запаси родовища становлять 505 млн т, в тому числі придатних для відкритих робіт 181 млн т.

Ново-Дмитрівське родовище знаходиться в Харківській області. Промислове значення мають пласти ІІІ₂ («Потужний») та ІV₂ («Складний»), що містять у собі відповідно 75 % та 19,6 % від загальної кількості підрахованих запасів. Середня потужність пластів: ІІІ₂ – 50 м; ІV₂ – 7,5 м. Запаси родовища в кількості 390 млн т підготовлені до промислового освоєння та є резервом для будівництва розрізу потужністю 9 млн т вугілля на рік.

У табл. 3.4 наведені дані про видобуток малометаморфованого енергетичного вугілля марок Д, ДГ та Г за 2019 р. на діючих підприємствах України, а також головні властивості цього вугілля за даними досліджень у ДП «УХІН» за 2018–2023 рр.

З наведених даних видно, що видобуте вугілля має високу зольність сухої маси A^d (до 40 % та вище), що зумовлює необхідність його збагачення перед використанням. Високий вміст загальної сірки в сухій масі вугілля S_t^d є характерним для українського вугілля та зумовлений підви-

Таблиця 3.4

Видобуток та головні властивості малометаморфованого вугілля за 10 місяців 2019 р.

Підприємство	Марка	Видобуток, тис т	A ^d , %		Технічний аналіз, %			R ⁰ , %	ZOK	Елементний склад органічної маси, %					Хімічний склад золи, %							
			план	факт	S ^d _t	W ^t _t	V ^{daf} _t			C ^{daf} _t	H ^{daf} _t	S ^{daf} _t	N ^{daf} _t	O ^{daf} _t	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃	Решта	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Дніпропетровська обл.		11564		42,6																		
		11564		42,6																		
ПАТ «ДТЕК Павлоград-вугілля»		11564		42,6																		
ВСП ш. Павлоградська	ДГ	2246		48,8	1,4	13,5	44,1	6	0,55	25	80,9	5,3	2,0	1,1	10,7	29,15	17,25	25,41	16,85	0,89	4,89	5,46
ВСП ш. Західно-Донбаська	ДГ	1935		42,3																		
ВСП ш. Тернівська	ДГ	1319		40,5																		
ВСП ш. ім. Героїв Космосу	Г	1100		49,5	1,0	13,6	41,6	7	0,51	31												
ВСП ш. Благодатна	Г	1402		47,0	1,5	16,0	43,3	6	0,52	25												
ВСП ш. Самарська	Г	1238		50,3	2,0	12,0	40,8	8	0,53	10	83,6	5,6	1,6	0,9	1,3	57,10	20,40	7,50	5,30	0,50	1,10	8,10

Продовження табл. 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ВСП ш. Дніпровська	Г	1422		35,1	1,7	11,0	42,9	7	0,55	33	85,5	5,8	2,1	0,7	1,0	61,82	22,63	6,48	1,40	2,01	1,64	4,02
ВСП ш. ім. М. І. Сташ-кова	Г	902		42,6																		
Донецька обл.		530																				
Державні підприємства		435																				
ДП ш/у Південнодон-баська № 1	ДП	355	48,0	43,1																		
ДП Селидіввугілля		80																				
ВП ш. Курахівська	ДП	15	46,1	28,4	3,0	11,5	43,1	5	0,50	9	77,8	5,2	3,5	1,3	12,2							
ВП ш. Україна	ДП	58	43,5	43,8	3,5	11,0	41,0	7	0,58	15	78,8	5,4	3,4	1,2	10,5	46,98	26,58	16,13	2,78	1,54	2,14	3,11
ВП ш. Котляревська	Г	7	43,6	23,5	3,8	9,0	40,7	8	0,60	9	79,6	5,4	3,4	1,1	10,5	46,98	26,58	16,13	2,78	1,54	2,14	3,11
ТОВ ДТЕК Доброділля-вугілля		95		48,8																		
Ш. Піонер	ДП	95	38,4	48,8		11,5	39,4	6	0,61	14	81,8	5,8	1,6	1,1	10,3	45,52	20,32	20,02	5,25	13,8	2,30	5,21
Луганська обл.		190																				

Продовження табл. 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Державні підприємства																							
		28																					
ДП Первомайськвугілля		28																					
Ш. Тошківська	ДП	26	24,0	20,9			10,5	43,0	9	0,50	15	78,3	5,1	2,8	1,3	12,0	51,60	21,62	15,20	3,61	1,38	2,58	4,01
Ш. Золоте	Г	2	41,0	24,2																			
ПАТ Лисчанськвугілля		162																					
Ш. ім. Д.Ф. Мельникова	ДП	125	46,3	52,0	3,4	9,2	42,4	8	0,52	16	78,7	5,3	3,0	1,3	11,7								
Ш. ім. Г.Г. Капустіна	ДП	19	28,3	28,3	3,6	13,7	41,6	0	0,55														
Ш. Привільнянська	ДП	10	46,2	48,8	3,1	12,5	40,7	0	0,51														
Ш. Новодружеська	ДП	8	32,8	30,4	3,8	9,1	42,0	6	0,53	17	78,8	5,0	2,6	1,3	12,3								
Львівська обл.		1004																					
ДП Львіввугілля		1004																					
Ш. Степова	Г	200	34,6	36,3																			

Закінчення табл. 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Ш. Червоноградська	Ж	183	50,5	50,9																		
Ш. Лісова	Г	171	32,5	27,5																		
Ш. Відродження	Г	172	51,0	52,3																		
Ш. Межирічанська	Г	154	51,2	46,6																		
Ш. Великомоствіська	Г	124	43,3	49,7																		
Волинська обл.		59	41,7	42,1																		
ДП Волиньвугілля		59	41,7	42,1																		
Ш. Бужанська	ДГ	29	47,3	55,4																		
Ш. № 9 Нововолинська	ДГ	30	28,8	29,0	3,6	8,0	39,1	6	0,64	20	80,4	5,1	3,2	1,1	10,2	30,53	19,00	28,32	13,86	1,99	4,34	1,96

Джерело: сформовано авторами за даними [4; 17]

щеним вмістом у вугіллі піриту FeS_2 . Загальна вологість робочої маси видобутого вугілля W_t^r визначається умовами обводненості вугільних пластів і вмістом конституційної води, пов'язаної з органічною масою вугілля за допомогою фізико-хімічних зв'язків. Вугілля має високий вихід легких речовин із сухої незолоної маси V^{daf} , низьку спікливість, що характеризується малою товщиною пластичного шару Y , або її практично повну відсутність, низький середній довільний показник відбитку вітриніту R_o , що і визначає належність такого вугілля до малометаморфованих марок.

З петрографічної точки зору вугілля є достатньо однорідним (особливо видобуте в Центральному Донбасі), про що свідчить відносно невисокий вміст опіснювальних компонентів ΣOK (фюзиніту та 2/3 семівітриніту). Низький ступінь метаморфізму вугілля закономірно визначає відносно невисокий вміст в органічній масі вуглецю та підвищений – водню і кисню. Вміст сірки та азоту в цілому характерний для українського вугілля та визначається в першу чергу умовами вуглеутворення. Підвищений вміст у мінеральній частині вугілля оксидів залізу та сірки зумовлений зазначеним вище високим вмістом у вугіллі піриту.

Мінеральна частина також містить значні кількості оксидів лужноземельних металів (кальцію CaO та магнію MgO), що зумовлює відносно невисоку температуру плавлення золи. З точки зору газифікації вугілля це є позитивним фактором, оскільки дає можливість організації рідкого шлаковидалення.

З точки зору сировинного забезпечення процесів виробництва синтетичного рідкого палива слід зазначити, що вугільна промисловість України вже кілька десятиріч занурена в системну кризу. За період 1991–2021 рр. видобуток вугілля скоротився понад у 4,5 разу – від 133,7 млн т до 29,4 млн т.

При цьому державними шахтами 2021 р. було видобуто лише 5,6 млн т вугілля. У 2022 р. через широкомасштабну військову агресію видобуток вугілля скоротився ще в 2,8 разу – до 2,0 млн т [18].

Вугілля, видобуте на приватних шахтах, повністю розподілене між активами власників для подальшого використання на енергетичних і ме-

талургійних підприємствах, тобто вільних ресурсів для нових виробничих потужностей, зокрема з виробництва синтетичного рідкого палива, немає.

Зараз, за даними Донецької ОДА, на підконтрольній Україні території знаходиться 30 вуглевидобувних підприємств – 10 приватних і 20 державних [19]. З останніх 8 знаходяться у стані ліквідації або підготовки до неї.

Отже, розраховувати на ресурси наявних вуглевидобувних підприємств для промислової реалізації процесів виробництва синтетичного рідкого палива нереально. Треба, на нашу думку, орієнтуватися на геологічні запаси вугілля, що знаходяться в основних економічних регіонах України – східному, центральному та західному.

Східний регіон. За розгляду сировинної бази виробництва синтетичного рідкого палива на сході України вважаємо за доцільне, в першу чергу, розглядати поклади вугілля, що знаходяться у відносно стабільних областях – Харківській та Дніпропетровській. При цьому, окрім вже згаданих покладів бурого вугілля Ново-Дмитрівського родовища, варто взяти до уваги кам'яне малометаморфоване вугілля Лозівського району Західного Донбасу, родовища якого розташовані на межі зазначених областей [20]. Територія в цілому задовільно забезпечена транспортною інфраструктурою та головними видами ресурсів, необхідних для промислового освоєння родовищ та створення підприємств з виробництва синтетичного рідкого палива. Введення в експлуатацію цієї нової вугленосної території видається в сучасних обставинах цілком реальною перспективою для збільшення видобутку вугілля в Україні.

Розвиток геологорозвідувальних робіт у межах Лозівського вугленосного району нероздільно пов'язаний з реалізацією ідеї Великого Донбасу. Пошуково-розвідувальні роботи тут (з перервами) здійснюються з 1935 р.

Лозівський вугленосний район Західного Донбасу складається з 11 ділянок з різними стадіями виконання пошуково-розвідувальних робіт. Це – витягнутий із заходу на схід прямокутник площею 2840 км², що межує на заході з Павлоградсько-Петропавлівським, а на сході – з Покровськими вугленосними геолого-промисловими районами. Загальні

запаси покладів кам'яного вугілля за категоріями В+С₁ складають 3530,3 млн т. У геологічній будові беруть участь кристалічні породи докембрію та комплекс осадових утворень девонського, кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, палеогенового, неогенового та четвертинного періодів. Основною рисою тектоніки району, що розташований у північній та північно-східній частинах Західного Донбасу, є його приуроченість до перехідної зони від платформних структур Українського кристалічного масиву до складкових структур Донецько-Дніпровської улоговини. Вугленосність району приурочена до відкладень середнього карбону та проявляється на двох ярусах – нижньому (в південній частині Лозівського вугленосного району, світи С₂¹-С₂⁴) та верхньому (в північній частині, світи С₂⁵-С₂⁷), що є природним північно-західним продовженням продуктивних вугленосних товщ Центрального Донбасу. Потужність відкладень складає 1450–1745 м та налічує 78 вугільних пластів і прошарків. В повному розрізі світ С₂¹-С₂⁷ виділено 34 пласти промислового значення потужністю від 0,6 м до 2,35 м. Глибина залягання складає 160–1500 м. Коефіцієнт загальної вугленосності в районі коливається в межах 0,4–3,8, промислової 0,4–3,3. Максимальна кількість промислових пластів приурочена до світ С₂⁶ та С₂⁷. Найбільшою промисловою вугленосністю у верхньому ярусі характеризується світ С₂⁶ (3,3). Промислова вугленосність нижнього ярусу понад у двічі менша – максимальні значення 1,2 (світа С₂²).

На зовнішній вигляд вугілля пластів напівматове, близьке до напівблискучого, нерівномірно смугасте від тонко- до грубосмугастого, рідше штрихувате з вкрапленнями середніх, рідше крупних лінз фюзену, наявність яких надає вугіллю крихкість. Блиск вугілля смоляний. Злам вугілля нерівний, рідше ступінчастий. У вугіллі чітко відзначені тонкі півки піриту та нальоти глинистих мінералів (на основі оксиду алюмінію Al₂O₃) та кальциту CaCO₃.

Різниця у палеогеографічних та тектонічних умовах формування вугленосних формацій Лозівського району і Центрального Донбасу сприяла формуванню вугілля, яке відрізняється як за складом, так і за хіміко-технологічними властивостями, що надало йому специфічних територіальних («провінційних» особливостей).

Основними відмінностями вугілля Лозівського району порівняно з вугіллям середнього карбону Центрального Донбасу є підвищена кількість мацeralьних груп інертиніту та ліптиніту і зменшена кількість мацeralьної групи вітриніту, збільшені сірчистість та зольність з підвищеним вмістом оксидів лужних (Na_2O , K_2O) та лужноземельних (MgO , CaO) металів.

Типовий мікроскопічний вигляд різних мацeralьних груп показаний на рис. 3.5–3.8 [21].

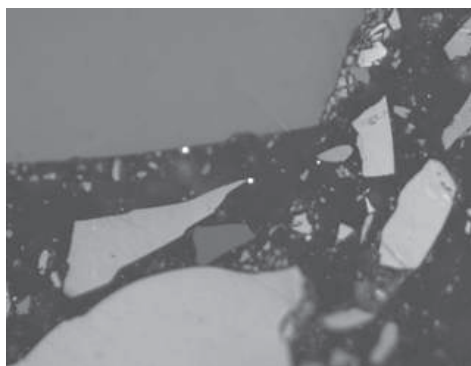


Рис. 3.5. Мікроскопічний вигляд вітриніту

Джерело: [21]

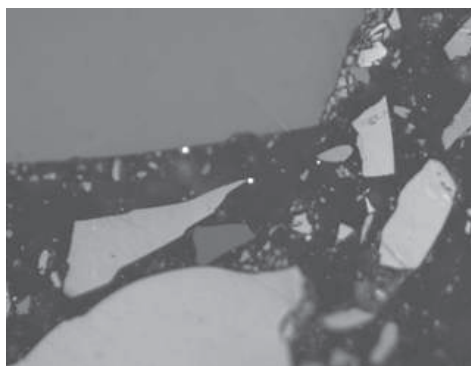


Рис. 3.6. Мікроскопічний вигляд семівітриніту

Джерело: [21]

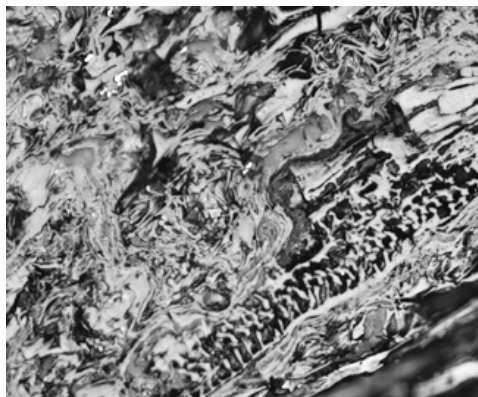


Рис. 3.7. Мікроскопічний вигляд інертиніту (фюзиніту)

Джерело: [21]



Рис. 3.8. Мікроскопічний вигляд лейптиніту

Джерело: [21]

За характерними відмінними між собою особливостями складу і хіміко-технологічними властивостями в стратиграфічному розрізі середнього карбону Лозівського вугленосного району виділено дві групи пластів – нижня та верхня, що мають окремі петрогенетичні особливості.

Вугілля нижнього ярусу характеризується більшим ступенем метаморфізму, меншими – вологістю, сірчистістю, наявністю певної спікливості, більшою теплоотою згоряння.

Особливостями вугілля верхнього ярусу є практично повна відсутність спікливості, виходу первинної смоли, менші вміст мінеральних домішок, теплота згоряння, вміст вуглецю, але майже завжди підвищені вологість, сірчистість, вміст кисню, вихід гумінових кислот та летких речовин. У складі золи вугілля в підвищеній кількості присутні оксиди натрію та калію.

Петрографічну характеристику вугілля нижнього ярусу наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

Петрографічна характеристика вугілля нижнього ярусу Лозівського району
Західного Донбасу

Світа	Петрографічний склад, %				Вміст петрографічних типів, %		Тип за підновленістю	
	Vt+Sv	I	L	ΣOK	Геліти	Гелітити	Наявні	Переважаючі
C ₂ ⁴	74,8	15,5	9,7	16,2	31	69	а, аб, аб-в, б, бв-в	а-аб
C ₂ ³	87,7	7,1	5,2	8,6	96,2	3,8	а, аб, аб-б, б, бв-в	аб-б
C ₂ ²	89,9	5,8	4,3	7,1	99,4	0,6	а-аб, б, бв-в	б
C ₂ ¹	88,5	6,0	5,5	7,0	100,0	0	бв-в	бв-в
Серед- нє	85,3	8,5	6,2	9,7	81,6	18,4	-	-

Джерело: сформовано авторами за даними [22]

За вихідним матеріалом вугілля нижнього ярусу відноситься до гумолітів з рідкими вкрапленнями малопотужних прошарків сапропелітів. Макроскопічно вугілля – напівблискуче, тонко смугасте на штрихуватій

основі, з вкрапленнями фюзинізованих тканин у вигляді штрихів і ліній невеликої потужності. Мікроскопічно вугілля – фрагментарно-атритове, з різним ступенем збереження геліфікованої речовини. За петрографічним складом вугілля відноситься до класу гелітолітів, підкласів гелітів та гелітитів, з переважанням фюзиніто-гелітового та фюзиніто-гелітитового типів, із середнім сумарним вмістом вітриніту V_t та семівітриніту S_v 85,3 %, інертиніту I – 8,5 %, ліптиніту L – 6,2 %. У стратиграфічному розрізі від пластів світи C_2^1 до C_2^4 в петрографічному складі вугілля зменшується кількість компонентів групи вітриніту та збільшується кількість компонентів груп інертиніту і ліптиніту. Для вугілля циклу F1-H4 характерним є стабільніший петрографічний склад з переважанням тонкостінної (зрідка середньостінної) кутикули, тонкостінних макроспор, дрібних ліній фюзену, невисоких значень коефіцієнта дюреновості за В. І. Узіюком [23].

Часто кутикули залягають під кутом до напластування. В невеликих кількостях присутні витягнуті смоляні тіла солом'яно-жовтого кольору. Кутинізовані елементи сильно роздроблені, частково до атриту. Колір їх переважно помаранчово-жовтий.

У світі C_2^1 найбільшу потужність має пласт f_0^7 . За структурою геліфікованої речовини вугілля цього пласта відноситься до відновленого типу «бв-в». Присутність буро-червоних та буро-помаранчових відтінків у мацералів групи вітриніту дозволяє припустити наявність слабкої первинної окисненості вугілля.

Кількість вугільних пластів у світі C_2^2 – 11, однак робочу потужність (0,6-2,1 м) мають лише пласти g_1^3 , g_1^2 , g_1 .

Мікроскопічно вугілля пласта g_1 гумусове, кларенове. Він головним чином складений смугами вітрину завтовшки 1–2 мм (рідше до 4 мм), які перешаровуються з гетерогенними смугами кларену, рідше дюрено-кларену. Гетерогенні шари складені перешарованими тонкими фрагментами вітрину та невеликої кількості фюзенізованих та ліптинітових компонентів. Вітриніт однорідний, в окремих шарах слабо грудкуватий та грудкуватий. Колір його червоно-буруватий та червонуватий. Окремі вітринітові грудки мають червонувато-помаранчовий колір. У найбільш однорідному вугіллі залишки вітринізованих рослинних тканин настільки сильно змінені, що втратили ознаки початкової структури та у шліфах ледь

виявляють контури більших фрагментів. В окремих прошарках спостерігаються безструктурні вітринізовані утворення – тіла округло-кутоватих, лінзоподібних та лінзоподібно-кутоватих контурів. Зустрічаються вони як ізольовано, так і скупченнями всередині вітревних фрагментів, та виділяються серед решти компонентів різними контурами, однорідністю та густиною речовини, різким рельєфом. Для пласта характерна наявність листяної паренхіми, зазвичай у вигляді дрібних фрагментів, часто оточених тонкою кутикулою. Листяна тканина характеризується різними, переважно поганими, ступенями збереженості.

Вугілля відноситься до мало- та середньовідновленої груп з коливанням середнього показника відбитку вітриніту (R_0) в межах 0,43-0,53 %.

Робоча вологість W_t^r для вугілля нижнього ярусу коливається в межах 5,9-13,0 % та складає в середньому 10,0 %. Вміст води повітряно-сухої проби W^a за середнім значенням становить 4,1 % з коливаннями від 3,2 % до 5,9 %. Вугілля ярусу відноситься до середньозольного типу ($A^d=16,7-18,9$ %), середнє значення 17,7 %. Загальна сірчистість сухої маси S_t^d для вугілля нижнього ярусу підвищена порівняно з сусідніми вугленосними районами та складає в середньому 3,1 % з коливаннями в межах 2,8–3,5 %, що є більш характерним для Центрального Донбасу. Вихід летких речовин із сухої незолоної маси V_{daf}^l в середньому становить 42,3 % із законотвірним підвищенням показника від пластів світи C_2^1 (40,4 %) до пластів світи C_2^4 (43,8 %). Вища питома теплота згоряння сухої незолоної маси в середньому становить $Q_{daf}^s=32,1$ МДж/кг (7660 ккал/кг). Розрахована за цими даними, згідно із методикою [22], нижча теплота згоряння робочої маси становить в середньому 22,3 МДж/кг (5320 ккал/кг). Товщина пластичного шару $Y=5-6$ мм.

Відповідно до ДСТУ 3472:2015 [5] вугілля класифікується як кам'яне і відноситься до марок Д та ДГ. Згідно з Міжнародною системою класифікації ISO 11760:2018 [24] вугілля нижнього ярусу належить до середнього рангу (кам'яне вугілля).

Вугілля верхнього ярусу відноситься до класу гумітів. Воно складається з продуктів перетворення лігніноцелюлозних тканин ($C_6H_{10}O_5$)_n, органів спороношення та розмноження, кутинових елементів. В незначній кількості зустрічаються смоляні тільця.

Петрографічний склад вугілля верхнього ярусу [25] поданий в табл. 3.6.

Таблиця 3.6

Петрографічний склад вугілля верхнього ярусу

Світа	Петрографічний склад, %				Склад по типах, %		Склад по підтипах, %					
							Геліти			Гелітити		
	Vt	I	L	ΣOK	Геліти	Гелітити	Фюзиніто-геліти	Ліпоїдо-геліти	Фюзинітоліпоїдогеліти	Фюзинітоліпоїдо-гелітити	Ліпоїдо-гелітити	Фюзинітогелітити
C_2^5	81,6	10,5	6,7	11,4	100	-	15,3	7,0	77,7	-	-	-
C_2^6	85,7	6,9	6,2	7,2	100	-	26,5	22,7	50,8	-	-	-
C_2^7	84,4	9,4	5,0	9,8	92,4	7,6	66,4	-	26,0	2,5	2,5	2,6
Сер.	83,9	8,9	6,1	9,5	97,4	2,6	36,0	51,5	9,9	0,8	0,8	0,8

Джерело: сформовано авторами за даними [25]

Вугілля пластів верхнього ярусу гумусове, репрезентоване головним чином гелітами та (для світи C_2^7) гелітитами. Макроструктура переважно смугаста. Переважаючими в складі вугілля є компоненти групи вітриніту. Вміст групи інертиніту незначно переважає вміст групи ліптиніту. Структура основних компонентів групи вітриніту найчастіше фрагментарна, атритово-фрагментарна, рідше – фрагментарно-атритова. За мікроструктурою вугілля головним чином кларенове або дюрено-кларенове, дуже рідко кларено-дюренове. За співвідношенням формених елементів воно найчастіше змішане (спорово-фюзенове), рідше – спорове. Вміст петрографічних груп змінюється як за потужністю пластів, так і за площею їх поширення і в стратиграфічному розрізі.

За площею розповсюдження вугільних пластів найбільшою мінливістю в петрографічному складі мікрокомпонентів групи вітриніту і ліптиніту характеризується вугілля світи C_2^6 , групи інертиніту – вугілля світи C_2^7 . Для вугільних пластів всіх світ відзначене зменшення із заходу на схід

кількості мікрокомпонентів групи вітриніту і збільшення мікрокомпонентів груп інертиніту і ліптиніту. В стратиграфічному розрізі від пластів світи C_2^5 до пластів світи C_2^6 у петрографічному складі вугілля зменшується вміст мікрокомпонентів груп інертиніту і ліптиніту, а вміст кількості групи вітриніту збільшується.

Надалі, вгору по розрізу, відбувається підвищення вмісту групи інертиніту за рахунок зменшення вмісту групи вітриніту за практично однакових значень вмісту групи ліптиніту. З урахуванням петрографічних властивостей за ступенем відновленості вугілля різних пластів досить різноманітне, від маловідновленого до відновленого типу. Вгору за стратиграфічним розрізом кількість пластів, складених більш відновленими типами вугілля, збільшується.

З урахуванням хіміко-технологічних властивостей вугілля відноситься до маловідновленої групи (подібно до вугілля ш/у «Покровське») з коливаннями показника відбиття вітриніту R_0 в межах 0,43-0,48 %.

В табл. 3.7 наведений петрографічний склад вугілля світи C_2^6 , яка характеризується найбільшою вугленосністю у верхньому ярусі.

Таблиця 3.7

Петрографічний склад вугілля світи C_2^6 Лозівської площі

Пласт	Петрографічний склад, %				ΣOK	R_0
	Vt	Sv	I	L		
I_4	$\frac{74-91}{84}$	$\frac{1-3}{1}$	$\frac{1-10}{6}$	$\frac{4-18}{9}$	6,7	0,49
I_5	$\frac{73-92}{83}$	$\frac{1-5}{2}$	$\frac{5-18}{10}$	$\frac{2-8}{5}$	11,3	0,46
I_6	$\frac{71-94}{84}$	$\frac{1-3}{1}$	$\frac{3-20}{8}$	$\frac{4-12}{7}$	8,7	0,47
I_7	$\frac{74-93}{85}$	$\frac{1-4}{1}$	$\frac{3-20}{7}$	$\frac{3-12}{7}$	7,7	0,48
I_8	$\frac{68-94}{84}$	$\frac{1-10}{2}$	$\frac{2-22}{9}$	$\frac{1-15}{5}$	10,3	0,47
середнє	84,2	1,4	7,8	6,6	8,7	0,48

Джерело: сформовано авторами за даними [25; 26]

У табл. 3.8 містяться дані про хіміко-технологічні властивості вугілля цієї ж світи [26].

Найбільшим площинним розповсюдженням з промисловою потужністю у світі C_2^6 характеризуються пласти l_8 та l_4 .

Пласт l_8 є верхнім промисловим пластом світи C_2^6 . Він розташований на 20–25 м нижче маркувального вапняку світи $C_2^7 - M_1$. Загальна площа розповсюдження пласта – 65 км². Площа, де пласт має промислове значення, складає 52,8 км², вона займає середню та східні частини ділянки. Потужність пласта змінюється від 0,6 м до 1,4 м. В чотирьох свердловинах відзначений розмив та фаціальне заміщення вугільного пласта; в двох з них пласт заміщений піщаником SiO_2 , а ще в двох – аргілітом (метаморфованою глиною). Площі розмиву та заміщення є трьома невеликими роз'єднаними ділянками, приуроченими до виходу вугільного пласта на поверхню карбону. Будова пласта переважно складна. Пласт розчленований кількома (від одного до чотирьох) породними прошарками, потужність яких змінюється в широких межах – від 0,02 м до 0,6 м. Найбільш потужні породні прошарки спостерігаються в центральній частині ділянки, далі до периферій їх потужність зменшується.

Максимальна робоча вологість W_t в цілому для вугілля верхнього ярусу становить в середньому 14,1 % з коливаннями в межах 13,0–14,8 %. Вологість повітряно-сухої проби W^n за середніми значеннями становить 5,8 % зі змінами від 4,6 % до 6,6 % із закономірним збільшенням від світи C_2^5 до світи C_2^7 за розрізом ярусу. Вугілля ярусу відноситься до середньозольного типу – зольність сухої маси A^d в середньому складає 14,7 %, змінюючись від 11,3 % до 19,8 %. Загальна сірчистість сухої маси S_t^d для вугілля верхнього ярусу Лозівського району складає 3,3 % з коливаннями в межах 2,9–4,0 %. Вміст мінеральних домішок і сірки поступово зменшується від світи C_2^5 до світи C_2^7 за розрізом ярусу. Вихід летких речовин V^{daf} для вугілля ярусу в середньому становить 41,7 %. Вища питома теплота згоряння Q_s^{daf} в середньому складає 30,9 МДж/кг (7375 ккал / кг), а нижча теплота згоряння робочої маси – Q_i^r – 30,0 МДж/кг (7160 ккал / кг). Товщина пластичного шару Y не перевищує 5 мм. Відповідно до ДСТУ 3472:2015 вугілля класифікується як кам'яне та відноситься до мар-

Таблиця 3.8

Хіміко-технологічні показники вугілля світі C_2^6 Лозівської площі

Плост	W^a , %	A^d , %	S^d , %	V^{daf} , %	Q^{daf} МДж/кг	X , мм	Y , мм
I_4	$\frac{3,2-14,5}{7,3}$	$\frac{5,1-46,3}{17,8}$	$\frac{1,0-3,4}{2,7}$	$\frac{38,0-49,7}{41,7}$	$\frac{28,6-33,3}{30,2}$	44	0
I_5	$\frac{2,6-10,7}{6,6}$	$\frac{5,3-33,1}{13,8}$	$\frac{1,3-4,9}{3,5}$	$\frac{36,4-56,3}{43,7}$	$\frac{27,1-32,5}{30,7}$	43	0
I_6	$\frac{1,9-11,9}{5,3}$	$\frac{5,3-52,8}{15,4}$	$\frac{1,2-5,6}{3,5}$	$\frac{27,4-48,9}{42,2}$	$\frac{29,8-33,3}{31,2}$	46	0
I_7	$\frac{3,3-11,8}{7,2}$	$\frac{4,1-37,3}{15,5}$	$\frac{1,0-4,4}{2,2}$	$\frac{37,4-46,5}{40,5}$	$\frac{25,9-31,9}{30,1}$	36	0
I_8	$\frac{3,7-11,1}{6,8}$	$\frac{4,7-44,0}{12,3}$	$\frac{1,6-5,4}{3,0}$	$\frac{31,4-45,8}{41,5}$	$\frac{26,4-32,6}{29,6}$	48	0
Серед.	6,7	15,0	3,0	41,9	30,36	43	0

Джерело: сформовано авторами за даними [26]

ки Д (Довгополум'яне). Згідно з Міжнародною системою кодифікації ISO 11760:2018 вугілля верхнього ярусу належить до середнього рангу (кам'яне вугілля).

У стратиграфічному розрізі верхніх пластів нижнього ярусу (світи C_2^3 та C_2^4) петрографічний склад змінюється в одному напрямку та у великих інтервалах. Так, вміст групи вітриніту за пластами змінюється від 71,5 % (пласт i_1^5) до 85,9 % (пласт h_4). Значні зміни встановлено і у вмісті групи інертиніту. Максимальні середні його значення (17,0 %) виявлені в пласті i_1^5 , а мінімальні – 4,0 % – також у пласті h_4 . Вміст групи ліптиніту змінюється в межах від 5,3 % (пласт h_4) до 17,7 % (пласт i_1^5). В цілому від нижніх пластів до верхніх чітко встановлюється збільшення вмісту груп інертиніту і ліптиніту на тлі зменшення кількості вітриніту. В інтервалі світ C_2^4 - C_2^6 відбувається поступове збільшення кількості групи вітриніту з 73,8 % до 86,2 %. Кількість групи інертиніту в цьому стратиграфічному відрізку зменшується від 10,2 % до 6,6 %. Зміна вмісту групи ліптиніту відбувається у вузькому інтервалі значень – від 6,5 % до 6,1 %. Надалі в стратиграфічному розрізі відзначається зменшення кількості груп вітриніту і ліптиніту. Вміст групи інертиніту збільшується з 6,6 % до 9,5 %. Петрографічний склад вугілля середнього карбону Лозівського району в стратиграфічному розрізі є розбіжним як за кількістю мацеральних груп, так і за вмістом їх складових, змінюючись хвилеподібно: на тлі зменшення знизу догори кількості вітриніту та підвищення кількості інертиніту та ліптиніту (нижній ярус) та у зворотному напрямку (верхній ярус).

Також за площею Лозівського району відбувається закономірна зміна петрографічного складу вугілля: для нижнього ярусу (C_2^1 - C_2^4) із заходу на схід відбувається збільшення вмісту мацеральної групи вітриніту на тлі зменшення інертиніту та ліптиніту, що збігається з напрямком зміни нижнього карбону Західного Донбасу і свідчить про подібні палеотектонічні умови торфонакопичення (першої стадії вуглеутворення). Для верхнього ярусу (C_2^5 - C_2^7) встановлено, що зміна петрографічного складу відбувається у зворотному напрямку.

Із заходу на схід в типовому петрографічному складі вугілля всіх світ відбувається зменшення вмісту мікрокомпонентів групи вітриніту на за-

гальному тлі збільшення вмісту груп інертиніту і ліптиніту. Так, кількість групи вітриніту зменшується з 89,6 % на Самойлівській площі до 80,4 % на Олександрівській площі. В цьому ж напрямку вміст групи інертиніту збільшується відповідно з 5,5 % до 11,4 %, а групи ліптиніту – з 4,1 % до 7,4 %.

За ступенем відновленості вугілля ярусів змінюється від маловідновленої до відновленої групи. Найбільш різкі коливання ступеня відновленості вугілля характерні для пластів світи C_2^6 . Пласти світи C_2^7 більш відновлені та репрезентовані найчастіше генетичними типами «бв» та «в». Зміна ступеня відновленості вугілля середнього карбону в стратиграфічному відношенні має складноперіодичний характер з головною тенденцією поступового зниження у відкладеннях нижнього ярусу та подальшим підвищенням у пластах верхнього ярусу.

Оцінка придатності для спалювання вугілля Лозівського вугленосного району за діючим в Україні стандартом ДСТУ 4083:2012 [27] встановила мінливість показників якості вугілля за площею розповсюдження пластів. Найкраще відповідає вимогам до спалювання вугілля нижнього ярусу пластів світ C_2^1 - C_2^3 майже на всій площі їх поширення (ділянки Успенівські № № 1, 1-2, 2, 4). За теплою згоряння, вологістю та зольністю вугілля відноситься до першої категорії якості. Якість вугілля пластів верхнього ярусу (світи C_2^5 - C_2^7) характеризується меншою технологічною цінністю. Значення робочої вологи W_t у % частково перевищують норми для вугілля як сировини для енергетики. Негативний вплив на придатність до спалювання має підвищений вміст оксидів лужних металів (натрію та калію, що призводить до утворення так званої «леткої золи») та сірчистість. В цілому таке вугілля придатне до спалювання в суміші з іншими типами вугілля.

Важливою особливістю вугілля пластів Лозівського району є понижений вміст групи ліптиніту (4–9 %) за необхідних для гідрогенізації 10–45 % від загального петрографічного складу. Тому за цим показником вугілля основних пластів відноситься до групи малопродатного до зрідження. За сумою оксидів натрію та калію в золі лише пласти i_3 , m_1^1 відносяться до придатної групи, в інших пластах сума Na_2O+K_2O перевищує 3,0 %. Модуль Na_2O+K_2O золи вугілля за площею розповсюдження

пластів є мінливим та змінюється в широких межах значень від груп придатного до малопродатного для зрідження. За групами зольності пласти $f_0^7, g_1^2, h_{10}, i_3, k_8$ – високозольні та малопродатні до зрідження. Пласт m_1^1 ($A^d=8,0\%$) відноситься до найбільш придатної групи. За всією площею вугілля району характеризується підвищеним вмістом сірки ($S_t^d=4,0\%$), що є позитивною властивістю для процесу зрідження. Пласти $g_1^2, h_{10}, l_4, m_{11}$ відносяться до придатної групи, пласти f_0^7, g_1^2, i_3, k_8 – найбільш придатні за вмістом сірки.

За співвідношенням атомарних показників вмісту водню та вуглецю ($H/C=0,82-0,86$) вугілля всіх пластів за площею поширення відноситься до групи найбільш придатного. За критеріями для показників $R_o, V^{daf}, Vt+L, C^{daf}$ вугілля пластів району відноситься до групи придатного до зрідження. В цілому попередня оцінка середньокарбонового вугілля Лозівського вугленосного району Західного Донбасу показала, що вугілля пластів нижнього ярусу за основними показниками якості відноситься до придатної для гідрогенізації групи. Вугілля верхнього ярусу на більшій площі ділянок відноситься до високопродатної групи з наявністю зон придатного та малопродатного вугілля.

Як уже зазначалось, в Лозівському та Барвенківському районах Харківської області є значні запаси бурого вугілля Ново-Дмитрівського родовища, яке в останній час викликає підвищений інтерес. Вугілля характеризується пластами потужністю до 60 м з невеликою глибиною залягання, які на низці ділянок виходять на поверхню [28].

Вугільна ділянка є окремим родовищем, утвореним глибоким мульдоподібним округлим пластом, що залягає над соляним штоком.

Потужність вугільного пласта коливається між 2 м та 60 м за потужності розкриву між 50 м та 340 м. Коефіцієнт розкриву складає 4:1.

Сіль, що знаходиться глибоко в ґрунті пласта, не справляє впливу на якісні показники вугілля.

Родовище Ново-Дмитрівське розташоване в північно-західній частині Донбасу в Харківській області та знаходиться безпосередньо на північному сході від м. Барвенкове. Приблизно в 25 км північніше родовища розташоване м. Ізюм, а на 150 км південніше – м. Донецьк.

У 1965–1966 рр. на родовищі Ново-Дмитрівське була виконана попередня розвідка, а 1968–1972 рр. – детальна за допомогою мережі бурових скважин з відстанню 400×400 м, а по краю відстань між свердловинами зменшували до 200×200 м.

За детальної розвідки були виявлені балансові запаси сумарно по категоріях А+В 284,4 млн т та по категорії C_1 95,6 млн т, разом 380 млн т. Також відомі запаси за категорією C_2 в кількості 35 млн т.

Вугільне тіло складається з трьох лінз.

Верхня лінза має невелике об'ємне простягання, її потужність коливається від 2 м до 6 м. Враховуючи геологічні запаси цієї лінзи (5 млн т), вона має невелике промислове значення.

Геологічний розріз Ново-Дмитрівського родовища наведено на рис. 3.9.

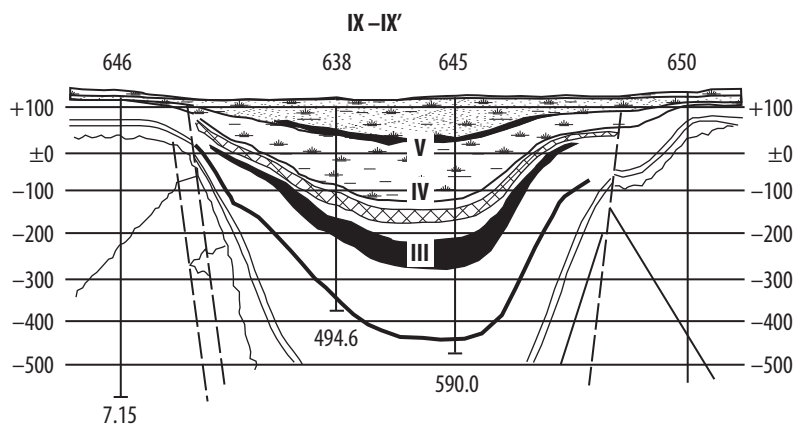


Рис. 3.9. Геологічний розріз Ново-Дмитрівського родовища

Джерело: [4; 17]

Геологічні запаси середньої (другої) лінзи з породними прошарками складають 125 млн т. Ця лінза має умовно складну структуру через часті малопотужні змінювані відкладення розкритих порід та вугілля.

З урахуванням розкривних прошарків ця лінза сягає потужності залягання від 22 м до 30 м.

Головний пласт утворений третьою лінзою, потужність якої складає від 40 м до 60 м. Ця лінза містить 295 млн т бурого вугілля.

Потужність розкривних порід складає на краю мульди 50–60 м, в центрі він зростає до 300–340 м. Розкрив складається переважно з глин, а також сипких матеріалів. Слід зазначити, що частково зустрічаються малопотужні затверділі шари (карбонатні CaCO_3 та гіпсові $2\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ гірські породи). Цей розкривний масив описаний як такий, що легко експонується.

В області родовища зустрічається саморідна сірка у вигляді гнізд величиною від 0,5 мм до 1–8 см у поєднанні із сульфатно-карбонатними гірськими породами.

Простягання сірковмісних гірських порід складає 2 км. Максимальна глибина залягання сягає 322,8 м, а мінімальна – 235,9 м. Запаси саморідної сірки з урахуванням мінімального вмісту в породі сягають 670 тис т.

Результати дослідження кернових проб, отриманих ДП «Бахмутгеологія», наведені в табл. 3.9.

Таблиця 3.9

Характеристика бурого вугілля Ново-Дмитрівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Числові значення					
		Пласт III ₂			Пласт IV ₂		
		Min	Max	Сер.	Min	Max	Сер.
Дійсна густина	г/см ³	1,01	1,49	1,25	1,11	1,34	1,19
Робоча вологість W_r	%	44,2	64,0	50,1	45,2	60,2	52,2
Зольність сухої маси A^d	%	6,3	40,6	14,2	9,6	39,9	24,5
Вихід летких речовин з пальної маси V^{daf}	%	42,8	75,7	58,3	52,3	69,6	61,7
Сірчистість сухої маси загальна S^d_r	%	0,5	8,7	2,7	0,2	7,6	2,2
Теплота згоряння нижча робочої маси Q^r_i	ккал/кг	1142	3628	2560	1120	2614	1906

Джерело: сформовано авторами за даними [4; 17; 29]

Як видно з наведених даних, вугілля має надзвичайно високі вологість, вихід летких речовин, зольність і сірчистість, що в цілому характерно для українського бурого вугілля.

Через великий вміст баластних речовин у вугіллі (вологи та мінералів) його нижча теплота згоряння вкрай мала, що не дозволяє розглядати таке вугілля як ефективне паливо. Отже, необхідна його хіміко-технологічна переробка.

З точки зору промислового освоєння важливо враховувати, що родовище розташоване на рівнині, яка охоплює площу близько 12 км², пронизану системою еродованих мульд та ярами. Висота місцевості над рівнем моря коливається між +160 м на півночі родовища до +100 м в районі Бобровської мульди, розташованої в центрі родовища.

Родовище знаходиться в місцевості, де переважаючим видом діяльності є сільське господарство. Найближчі промислові центри знаходяться на відстані 40–50 км (Краматорськ, Слов'янськ, Рубіжне, Северодонецьк). В центрі родовища знаходиться село Ново-Дмитрівське, яке при розробці родовища має бути переселене.

Південніше від родовища на відстані близько 8 км проходить залізниця Слов'янськ – Харків. Незважаючи на зручну транспортну розв'язку, доставка бурого вугілля до наявних електростанцій та промислових центрів неефективна через специфічні властивості вугілля, які ускладнюють його транспортування на значні відстані.

Забезпечення електричною енергією під час будівництва розрізу здійснюватиметься крізь повітряну лінію електропередачі довжиною 10 км від високовольтної мережі. Питання забезпечення електроенергією за експлуатації розрізу вимагає додаткової проробки. Слід враховувати, що забезпечення власною електроенергією як супутнім продуктом при газифікації вугілля за технологією Техасо або Conoco Philipps в даному випадку неможливе через високу вологість вугілля. Випарена з вугілля волога під час газифікації буде стехіометрично надлишковою, що зробить надлишковим весь водний цикл та призводитиме до утворення великої кількості стічних вод (0,2–0,3 м³/т робочої маси вугілля), які вимагатимуть очищення.

Забезпечення водою здійснюватиметься з колодязів, побудованих для зневоднення розрізу. Питання водозабезпечення за експлуатації розрізу також вимагає додаткової проробки, в тому числі з прогнозуванням змін гідрологічного режиму басейну Сіверського Дінця.

Для автотранспортної розв'язки має бути прокладена дорога довжиною близько 5 км, що з'єднає родовище з існуючою автотрасою Барвенкове-Ізюм.

Через сприятливий коефіцієнт розкриву ($\approx 4:1$), розробка родовища може здійснюватись відкритим способом. При цьому необхідне переміщення розкривних порід, з урахуванням промислово придатного запасу бурого вугілля, складатиме 1,59 млрд м³.

Розкривна фігура знаходитиметься на краю родовища, де потужність розкривних порід є мінімальною. Об'єм розкривної траншеї становитиме ≈ 90 млн м³. Перехід до внутрішнього відвалоутворення ускладнений через округлу форму покладів і постійне падіння шарів в напрямку розробки, тому і в регулярному режимі більша частина розкривних мас має перекидуватись на зовнішній відвал.

Геологічні умови залягання, особливо кут падіння меж шарів, ускладнюватимуть розробку. Проведена досі розвідка не враховувала питання механіки ґрунтів. Тому до початку робіт на передбачуваному розрізі безумовно необхідною є повторна розвідка з дослідженням цього питання. Геотехнічні передумови за результатами повторної розвідки можуть призвести до різкого погіршення економічності експлуатації розрізу, зокрема, через зменшення можливих кутів ухилу уступів, зміни внутрішнього відвалу та більш інтенсивного дренажу.

Враховуючи промислові запаси вугілля, передбачається видобуток 8 млн т щорічно. Пропонується використовувати устаткування безперервної дії. Для видобутку вугілля необхідно організувати два ухили. Видобуток здійснюватиметься багатоківшовими ланцюговими екскаваторами та драглайнами. Породни прошарки драглайном перекидатимуться на захищений ґрунт пласта.

Розкривний комплекс складатиметься з шести ухилів, обладнаних роторними екскаваторами. Кожен роторний екскаватор працюватиме разом

із стрічковим перевантажувачем, що дозволить екскаваторам працювати нижнім і верхнім черпаннями і таким чином збільшити висоту черпання для кожного окремого екскаватору.

Придатні для рекультиватії поверхневі матеріали видобуватимуться однокорововими екскаваторами.

Для обґрунтованого вибору сировинної бази промислових процесів отримання синтетичного рідкого палива з малометаморфованого вугілля на сході України (кам'яне довгополум'яне вугілля Лозівського району або буре вугілля Ново-Дмитрівського родовища) слід, на нашу думку, враховувати такі чинники:

1. Величина капіталовкладень на створення вуглевидобувних потужностей, яка більша за відкритого способу видобутку.
2. Екологічні наслідки вуглевидобування (виведення з обороту родючих ґрунтів, порушення гідрологічного режиму місцевості тощо), які також є значно більш негативними за відкритого способу видобутку.
3. Витратні коефіцієнти сировини (вугілля) на виробництво кінцевої продукції, які будуть нижчими за переробки кам'яного вугілля, що містить менше баластних речовин (вологи та мінералів).
4. Питання забезпечення енергетичними ресурсами. За переробки кам'яного вугілля з відносно невеликою вологістю можливе застосування технології Техасо-кисневої газифікації водовугільної пульпи в потоці. При цьому як супутню продукцію отримуватимуть електроенергію в кількості, що перевищуватиме власні потреби. Її надлишок може реалізовуватись стороннім споживачам, що особливо важливо в умовах значної руйнації генеруючих потужностей в Україні через військові дії. Також за цієї технології немає необхідності у використанні пари. Як уже зазначалось, специфічні властивості бурого вугілля (перш за все висока вологість) не дають можливості здійснювати газифікацію пульпи в потоці. Випарена з вугілля волога під час газифікації буде стехіометрично надлишковою, що зробить надлишковим весь водний цикл та призводитиме до утворення великої кількості стічних вод

(0,2-0,3 м³/т робочої маси вугілля), які вимагатимуть очищення. Крім того, потрібна хімічно очищена вода для отримання пари. Також необхідне вирішення питання забезпечення виробництва електроенергією – від сторонніх споживачів (що видається вкрай сумнівним в сучасних умовах) або організація власного виробництва шляхом спалювання в енергетичних установках частини видобутого вугілля.

Тому виходячи з викладеного вважаємо за доцільне організацію на сході України промислового виробництва синтетичного рідкого палива з малометаморфованого вугілля з використанням як сировинної бази кам'яного довгополум'яного вугілля верхнього ярусу Лозівського вугленосного району Західного Донбасу, яке залягає на глибині від 160 м.

Центральний регіон. Для визначення сировинної бази створення промислового виробництва синтетичного рідкого палива з малометаморфованого вугілля в центральному регіоні України слід в першу чергу враховувати наявність тут значних покладів вугілля Дніпровського буровугільного басейну, загальні геологічні запаси якого за категоріями А+В+С₁ перевищують 2 млрд т. Протягом 1950–2000 рр. щорічні обсяги видобутку становили кілька мільйонів тонн, а в 70-ті рр. щорічно видобувалось близько 10 млн т бурого вугілля.

Дніпровський басейн розташований в центральній частині України, в середній течії Дніпра та протягується з північного заходу на південний схід більш на 700 км завдовжки та на 100–200 км завширшки. Басейн об'єднує родовища Черкаської, Кіровоградської, Дніпропетровської та Запорізької областей. Вугільні родовища відносяться до Бучаських формацій палеогену, які заповнюють мульди кристалічної підкладки. Бучаська формація містить три буровугільних пласти, де промислові запаси утворені нижнім та частково середнім пластами. Будова пластів складна із сильно змінюваною потужністю та великою кількістю неугленосних зон, розколювань і розклинювань.

Нижній пласт має потужність від кількох сантиметрів до 21 м та знаходиться на глибині між 10 м та 150 м.

Середні якісні характеристики бурого вугілля наведені в *табл. 3.10*.

Таблиця 3.10

Середні якісні характеристики бурого вугілля Дніпровського басейну

Показники	Позначення	Одиниці виміру	Числові значення
Зольність сухої маси	A^d	%	8-45
Робоча вологість	W_t^r	%	43-62
Нижча теплота згоряння робочої маси	Q_i^r	ккал/кг	1700-2300
Те ж	Q_i^r	МДж/кг	7,12-9,64
Сірчистість загальна сухої маси	S_t^d	%	3,5-4,0
Вміст вуглецю в сухій знезоленій масі	C^{daf}	%	65-70
Вміст водню в сухій знезоленій масі	H^{daf}	%	5,3-6,6
Вихід бітумів за екстракції	-	%	$\leq 10,4$
Вихід первинної смоли напівкоксування	-	%	$\leq 23,0$

Джерело: сформовано авторами за даними [4; 17; 29]

Верхній розкрит та породний прошарок складаються, як правило, з третинних та четвертинних пісків і глин. В покрівлі та ґрунті пласта є горизонти ґрунтових вод потужністю до 50 м. Нижній горизонт ґрунтових вод напружений, висота його напору може сягати 60 м (0,6 МПа). Породний прошарок також може бути горизонтом ґрунтових вод.

Загальні запаси Дніпровського басейну за категоріями $A+B+C_1$ складають 1,93 млрд т. З цих запасів 792 млн т знаходяться в районах Коростишівському, Ватутинському, Новомиргородському та Олександрійському. Лише в останньому знаходиться 559 млн т. Окрім цього, в родовищах Дніпровського басейну знаходиться ще 319 млн т запасів категорії C_2 . Таким чином, загальні запаси бурого вугілля в Дніпровському басейні складають 2,15 млрд т.

Слід зазначити, що з 25 родовищ, кількісні дані відносно яких входять до загального балансу, два вже відпрацьовані (розрізи Юрівський та Кайтановський). У нерозкритих родовищах Дніпровського району залягає ще 1,04 млрд т та 505 млн т в родовищі Сула-Удайське в Полтавській обл., що є в певному сенсі продовженням покладів Дніпровського басейну.

Залишкові запаси в полі контуру розробок гірничих підприємств Дніпровського басейну, які свого часу знаходились в експлуатації та робота яких може бути відновлена, наведені в *табл. 3.11*.

Таблиця 3.11

Залишкові запаси в полі контуру розробок гірничих підприємств
Дніпровського басейну, млн т

Підприємства	Категорії запасів		
	A+B	C ₁	Разом
Розріз Коростишевський	4,3	6,9	11,2
Розріз Козацький	-	-	0,45
Розріз Богачівський	-	-	1,9
Шахта Новомиргородська	13,1	6,5	19,6
Розріз Верболозівський	3,4	4,0	7,4
Розріз Морозівський	16,4	3,7	20,1
Розріз Морозівський (поле 4)	8,3	5,5	13,8
Розріз Балахівський	0,4	1,1	1,5
Шахта Ведмежоярська	13,4	4,5	17,9
Розріз Бандурівський	3,6	3,2	6,8
Розріз Протопопівський	4,9	2,1	7,0
Розріз Костянтинівський	39,9	8,7	48,6
Всього	107,7	46,2	153,9

Джерело: сформовано авторами за даними [4; 17; 29]

Загалом у Дніпровському басейні спостерігається велика кількість буровугільних родовищ з відносно невеликою кількістю запасів. Переважна частина родовищ розділена неугленосними областями на велику кількість ділянок та за ознакою глибини залягання – на райони відкритої та підземної розробки.

Всього виявлено 54 родовища бурого вугілля, а також Болтишське родовище горючих сланців. Із загальної кількості запасів 38 % можна видобувати відкритим способом. 54 % запасів підлягають розкриттю лише підземним способом. Для решти запасів (8 %) потрібні додаткові дослідження для вирішення питання про раціональний спосіб розробки.

Однак вже зараз можна виходити з того, що переважна частина запасів придатна для відкритої розробки, але на діючих свого часу підприємствах переважав шахтний видобуток.

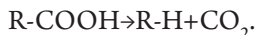
45 % існуючих кар'єрних полів містять менше 10 млн т вугілля, а 70 % – менше 30 млн т.

В минулому експлуатувалось 7 розрізів і 5 шахт.

З метою дослідження бурого вугілля України як сировини для хімічної переробки УХІНом були досліджені з використанням комплексу лабораторних методів представницькі проби товарної продукції всіх вуглевидобувних підприємств ВО «Олександріввугілля», до складу якого на той час входило 6 розрізів і 5 шахт, що дозволило дати точну характеристику технологічних властивостей об'єктів дослідження [30]. Дані технічного аналізу та елементного складу вугілля наведені в *табл. 3.12*.

З цих даних видно, що все вугілля характеризується виключно великою робочою вологістю ($W_t=45,1-55,7\%$), підвищеними загальною сірчистістю сухої маси ($S_t^d=3,70-5,98\%$) та виходом летких речовин із сухої знезоленої маси ($V_{daf}^d=48,9-61,2\%$). Зольність сухої маси вивчених проб A^d не перевищує, як правило, 25,0 %. Таким чином, можна сказати, що це вугілля містить значну кількість таких баластних домішок, як волога, сірка, мінеральні речовини, що помітно знижує енергетичну та технологічну цінність вугілля.

Дані елементного складу органічної маси бурого вугілля вказують на дуже високий вміст кисню ($O_{daf}^d=15,4-21,1\%$) та порівняно низький – вуглецю ($C_{daf}^d=67,6-73,0\%$) та азоту ($N_{daf}^d=0,5-0,6\%$). Кисень входить головним чином до складу гідроксильних –ОН, карбонільних =С=О та карбоксильних груп –СООН, які за термічної деструкції порівняно легко відщеплюються, наприклад:



Відомо, що вихід первинної смоли та вуглеводневих компонентів первинного газу за термічної переробки прямо пропорційний відношенню $\frac{C+H}{O}$ у вихідному бурому вугіллі. Наведені в *табл. 3.12*

Таблиця 3.12

Технічний аналіз та елементний склад бурого вугілля Дніпровського басейну (ВО «Олександрівугілля»)

Підприємство	Технічний аналіз, %						Елементний склад горючої маси, %				Відношення (C+H)/O
	Вологість		Зольність сухої маси S_d^t	Вихід летких речовин		Сірчистість загальна на сухої маси S_d^t	Вуглець C_{daf}	Водень H_{daf}	Азот N_{daf}	Кисень O_{daf}	
				3 сухої маси V_d^t	3 горючої маси V_{daf}^t						
	Робоча загальна W^t	Аналітична W^a									
Бандурівський розріз	49,3	10,6	23,9	34,1	57,9	3,76	67,6	5,7	0,6	21,1	3,47
	45,2	10,4	23,0	46,5	60,4	3,70	69,6	6,1	0,6	19,0	3,98
	52,5	10,1	20,4	48,7	61,2	3,89	68,3	6,3	0,5	20,1	3,71
	48,7	10,6	24,7	44,8	59,6	4,27	69,6	6,0	0,6	18,3	4,13
	55,4	17,1	21,9	40,9	52,3	4,20	68,8	5,6	0,5	20,2	3,68
	47,5	17,9	15,1	44,3	55,7	4,37	72,3	6,0	0,6	16,5	4,75
	45,1	16,2	24,0	43,7	57,5	3,75	68,3	6,3	0,6	20,0	3,73
	45,9	15,3	22,8	39,4	51,0	3,74	69,8	6,6	0,5	18,6	4,11
	52,4	18,5	23,6	39,0	51,1	5,27	67,3	5,5	0,6	20,4	3,57
	55,7	23,4	19,8	39,2	48,9	5,98	69,3	5,6	0,5	18,3	4,09
Шахта Новомиргородська	51,7	18,2	25,8	41,5	56,0	4,07	73,0	6,2	0,5	15,4	5,14

Джерело: сформовано авторами за даними [30]

величини цього відношення свідчать про помітні коливання значень $\frac{C+H}{O}=3,47-5,14$. Відповідно до цього коливається і вихід первинної смоли.

Табл. 3.13 містить дані петрографічних досліджень, а також визначення максимальної вологоємності знезоленої маси та виходу смоли напівкоксування, на підставі яких визначено марку, групу та код дослідженого вугілля. Середній показник відбиття вітриніту свідчить про вкрай низький ступінь катагенезу цього вугілля і знаходиться на рівні 0,31-0,35 %. За петрографічним складом вугілля відноситься до кларенового типу, оскільки вміст мацералів групи вітриніту складає у них більше 85 %. Мікрокомпоненти групи інертиніту містяться в кількості 4–8 %, а ліптиніту – 5–11 %.

Максимальна вологоємність для розглянутого вугілля вельми велика (46,6–53,5 %), а вихід смоли напівкоксування коливається в межах 17,6–23,9 % відповідно до зазначених вище змін показника $\frac{C+H}{O}$. За комплексом властивостей це буре вугілля технологічних груп 1Б та 2Б.

В табл. 3.14 наведено дані про хімічний потенціал дослідженого вугілля за даними експериментів в лабораторній алюмінієвій реторті.

Аналіз отриманих результатів свідчить, що буре вугілля утворює значні кількості смоли. В окремих пробах вихід смоли сягав 24,1–26,4 % від органічної маси, що дозволяє розглядати таке вугілля як цінну сировину для переробки з метою отримання вуглеводневої продукції. Вихід твердого залишку – напівкоксу – складає 57,2–70,0 % від сухої маси, а вихід газу – 13,8–20,2 %.

За розгляду перспектив використання бурого вугілля Дніпровського басейну слід враховувати, що підземна розробка з економічних підстав, незважаючи на значну кількість запасів, в найближчій перспективі не є ефективною.

Далі попередньо визначені найперспективніші кар'єрні поля. В першу чергу визначення ґрунтується на обсягах промислових запасів. Родовища з невеликим обсягом запасів, що мають лише обмежене регіональне значення, подальшому розгляду не підлягають.

Таблиця 3.13

Основні генетичні та технологічні характеристики бурого вугілля (ВО «Олександріввугілля»)

Підприємство	Середній показник відбитку вігрініту R_v , %	Петрографічний склад вугілля, %				Максимальна вологоємність незоленої маси W_{daf}^{ref} , %	Вихід смоли напівкоксування T_{daf}^{ref} , %	Класифікаційні ознаки	
		Гумініт (вігрініт) H	Інертіт I	Лігніт L	Сума фізично-з'єднаних компонентів ΣOK			Марка	Група Код
Бандурівський розріз	0,32	85	4	11	4	50,1	16,6	B	1B 0305015
Морозівський розріз	0,32	86	5	9	5	45,5	20,0	B	2B 0304020
Верболозівський розріз	0,32	83	7	10	7	51,4	20,7	B	1B 0305020
Протопопівський розріз	0,31	85	5	10	5	50,5	20,1	B	1B 0305015
Коростишівський розріз	0,32	89	6	5	6	54,4	18,5	B	1B 0305015
Костянтинівський розріз	0,33	87	6	7	6	45,7	20,3	B	2B 0304020
Шахта Верболозівська	0,35	90	5	5	5	53,5	15,4	B	1B 0305015
Шахта Ведмежоярська	0,31	88	6	6	6	50,8	24,1	B	1B 0305020
Шахта Богачівська	0,33	86	7	7	7	52,4	18,7	B	1B 0305015
Шахта Козацька	0,31	85	8	7	8	46,6	26,4	B	2B 0304015
Шахта Новомиргородська	0,32	85	4	11	4	54,3	23,2	B	1B 0305020

Джерело: сформовано авторами за даними [30]

Таблиця 3.14

Вихід продуктів напівкоксування в амонієвій реторті Фішера з бурого вугілля ВО «Олександрівгілля»

Підприємство	Вологість аналітична W _г , %	Зольність, %		Вихід смоли, %			Вихід пірогенетич- ної води, %			Вихід напівкоксу, %			Вихід газу, %		
		Аналітична А ^а	Сухої маси А ^а	Аналітичний Т ^а	Із сухої маси Т ^а	З горючої маси Т ^а	Аналітичний W ^а	Із сухої маси W ^а	З горючої маси W ^а	Аналітичний SK ^а	Із сухої маси SK ^а	З горючої маси SK ^а	Аналітичний G ^а	Із сухої маси G ^а	З горючої маси G ^а
Бандурівський р-з	10,6	21,4	23,9	11,3	12,6	16,6	5,2	5,8	7,6	58,4	65,4	85,9	14,5	16,2	21,3
Морозівський р-з	10,4	20,6	23,0	13,8	15,4	20,0	3,9	4,4	5,7	57,4	64,0	83,1	14,5	16,2	21,0
Верболозівський р-з	10,1	18,3	20,4	14,8	16,5	20,7	6,4	7,1	8,9	54,0	60,0	75,4	14,7	16,4	20,5
Протопопівський р-з	10,6	22,1	24,7	13,0	14,5	20,1	4,6	5,1	7,1	57,1	64,0	85,0	14,7	16,4	22,7
Коростишівський р-з	17,1	18,2	21,9	11,3	13,6	18,5	2,2	2,7	3,6	54,2	65,4	83,7	15,2	18,3	24,9
Костянтинівський р-з	17,9	12,4	15,1	14,8	18,0	20,3	3,5	4,3	4,8	47,2	57,2	67,4	16,6	20,2	22,8
Ш. Верболозівська	10,1	18,3	20,4	11,2	12,5	15,4	3,0	3,3	4,1	62,9	70,0	87,9	12,8	14,2	17,6
Ш. Ведмежоярська	15,3	18,9	22,8	14,9	17,6	24,1	4,3	5,1	6,9	53,8	63,5	82,3	11,7	13,8	18,9
Ш. Богачівська	18,5	19,2	23,6	10,8	13,3	18,7	4,3	5,3	7,4	52,7	64,6	84,6	13,7	16,8	23,7
Ш. Козацька	23,4	15,2	19,8	11,5	15,0	26,4	4,9	2,5	3,3	49,5	64,6	80,5	13,7	17,9	24,1
Ш. Новомірогород- ська	18,2	21,1	25,8	14,1	17,2	23,2	3,9	4,8	6,4	48,8	59,7	80,5	15,0	18,3	24,7

Джерело: сформовано авторами за даними [30]

Подальшу оцінку виконували для:

- раніше діючих розрізів – Морозівського та Костянтинівського;
- кар'єрних полів Ведмежоярське та Березівське як перспективних в Олександрії.

Таким чином, оцінюється близько двох третин загальних, придатних для видобутку запасів бурого вугілля за категоріями А+В+С₁.

Всі родовища розташовані північніше м. Олександрії. Територіально родовища знаходяться між містами Олександрія, Кременчук та Чигирин. Саме м. Олександрія знаходиться приблизно в 150 км на захід від м. Дніпро та близько 70 км на схід від обласного центру м. Кропивницького. Буровугільний район розташований головним чином в Олександрійському районі Кіровоградської обл.

Експлуатація буровугільних родовищ басейну розпочата в 1850 рр. Близько 1910 р. введена до експлуатації перша електростанція, що використовувала буре вугілля. В подальшому був створений промисловий комплекс, де, окрім шахт, розрізів та електростанції, були і переробні підприємства (найбільше з них – Семенівський завод гірничого воску). Після другої світової війни роботи з видобутку бурого вугілля були прискорені, і в 70-ті рр. XX ст. видобувалось більше 10 млн т бурого вугілля щорічно.

На цей час повністю відпрацьовані поля Верболозівське, Протопопівське, Бандурівське.

На *рис. 3.10* наведено схему розташування буровугільних родовищ поблизу м. Олександрія.

Родовища сильно розчленовані вимивними колодязями та неугленосними районами і тому розділені на окремі поля. З точки зору перспектив видобутку цікавими є зупинені розрізи Морозівський та Костянтинівський, а також перспективні поля Ведмежоярське та Березівське.

Загалом в регіоні знаходиться до 380 млн т запасів бурого вугілля за категоріями А+В+С₁, головним чином з коефіцієнтом розкриття більше 15:1. Промислові запаси складають лише 125 млн т на полях:

- Костянтинівське – 49 млн т;
- Морозівське – 34 млн т;

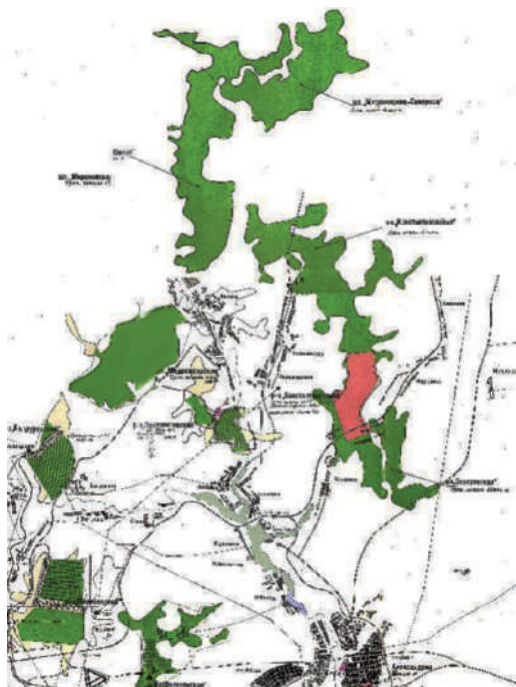


Рис. 3.10. Схема розташування буровугільних родовищ поблизу м. Олександрія
Джерело: сформовано авторами за даними [17; 30]

- Ведмежоярське – 18 млн т;
- Березівське – 18 млн т.

Також на перспективних полях Морозівське-Західне та Морозівське-3 залягає ще близько 16 млн т вугілля.

Поля Костянтинівське, Ведмежоярське та Березівське мають відпрацьовуватись у взаємозв'язку, оскільки вони утворюють цілісну технологічну одиницю.

Розріз Костянтинівський знаходиться приблизно в 15 км північніше м. Олександрія, безпосередньо між селищами Березівка та Федорівка. Фронт робіт простягається в напрямку зі сходу на захід, а розвиток поля має здійснюватися у північному напрямку.

Вугільний пласт залягає переважно горизонтально. Потужність змінюється від 4,5 м до 10,5 м, складаючи в середньому близько 8 м. Середній коефіцієнт розкриття становить 4:1 та зростає до 14:1 (максимально значення – 18:1). Ґрунт пласта утворений піщаником та каоліном (суміш оксидів кремнію SiO_2 та алюмінію Al_2O_3). В покрівлі пласта знаходяться суглинки та верхній пласт, який не має промислового значення (загальна потужність 5 м, максимальна – 9 м). Вище залягають дрібні піски потужністю в середньому 45 м (максимальна 60 м). Піщані шари рухомі. Нарешті, завершальним зовнішнім шаром є глинистий чорнозем потужністю близько 23 м.

Місцевість розробки горбиста з різницею висот до 60 м. Рельєф місцевості не лісистий та використовується переважно в сільськогосподарських цілях. Існує також інфраструктурна прив'язка розрізу. Великі заходи з переміщення інфраструктурних об'єктів під час експлуатації розрізу не потрібні.

За експлуатації розрізу використовували два крокуючих екскаватори ЕШ 11/70, один ланцюговий екскаватор Ers 1120, один стрічковий відвалоутворювач ARsB 6300.95. Багатоківшовий ланцюговий екскаватор та стрічковий відвалоутворювач працювали за безтранспортною схемою. Через обмежені довжини стріли драглайну та відвалоутворювачу відбувалось засипання розкритого вугілля, тому з боку відвалу застосовувався ще один драглайн ЕШ 11/70, що перекладав породу і таким чином знову очищував вугільний пласт. Безпосередньо видобуток вугілля здійснювався одноківшовими екскаваторами типу ЕКГ 5А та драглайном ЕШ 6/45. Вугілля до складу транспортувалось автосамоскидами. Зі складу вугілля механізованою лопатою відвантажувалось у залізничні піввагони.

На монтажному майданчику знаходяться роторний екскаватор SRs 1200 та відвалоутворювач за безтранспортною схемою. Розпочата близько 2000 р. реконструкція була припинена через відсутність інвестицій.

Для виправдання майбутніх інвестицій видобуток має складати 2,3 млн т вугілля на рік. Цей обсяг видобутку має бути збережений за переходу на перспективні поля Ведмежоярське та Березівське.

Після завершення монтажу та введення в експлуатацію вищевказаного устаткування має застосовуватись така схема роботи:

- EP5250 з прямою перевалкою разом з ОШР 7000.190 – 33 м розкриву;
- ERs 1120 з нижнім черпанням з конвеєрною лінією та ARsB 6300.95 – 20+5 м розкриву;
- SPvS 1200 / BRs1400 з верхнім черпанням та тією ж конвеєрною лінією – 23+5 м розкриву.

Для транспортування вугілля передбачено використання окремої конвеєрної лінії до складу вугілля.

На *рис. 3.11* наведено відпрацювання покладів розрізу «Костянтинівський».

Відвантаження має здійснюватися екскаватором ЕБ 500Р з нижнім черпанням.

Склад вугілля місткістю 200 тис т обладнаний комбінованим складським комплексом.

Розріз Морозівський знаходиться приблизно в 15 км західніше м. Олександрія, безпосередньо на схід від селища Морозівка. Активний фронт робіт ведеться у східно-західному напрямку, при цьому розвиток відбувається в південному напрямку.

Поклади складаються з двох пластів: головного пласта (СО) та нижнього пласта (CU), що залягає під головним. Пласти залягають головним чином горизонтально. Потужність головного пласта СО складає 4,9-6,5 м (в середньому 5,9 м), а нижнього пласта CU – 2,7-6,0 м (в середньому 4,1 м). Геологічні запаси родовища складають 20,3 млн т, в тому числі промислові 18,3 млн т. Середній коефіцієнт розкриву 9,75:1. Ґрунт пласта утворений дрібним піском та каолінами. В покрівлі пласта знаходяться змінювані відкладення дрібного піску та суглинків. Над ним залягають дрібні піски загальною потужністю 50 м. Завершальний верхній шар – глинистий чорнозем потужністю 20 м. Загалом потужність розкриву складає в середньому 70 м (максимально 85 м).

Поверхня зони залишкової дії кар'єру рівна. Існують інфраструктурні прив'язки розрізу. Заходи з переміщення не потрібні.

Видобуток вугілля був розпочатий 1970 р. За розкривних робіт використовувався роторний екскаватор ЕРШ 1600 в комплексі з конвеєр-

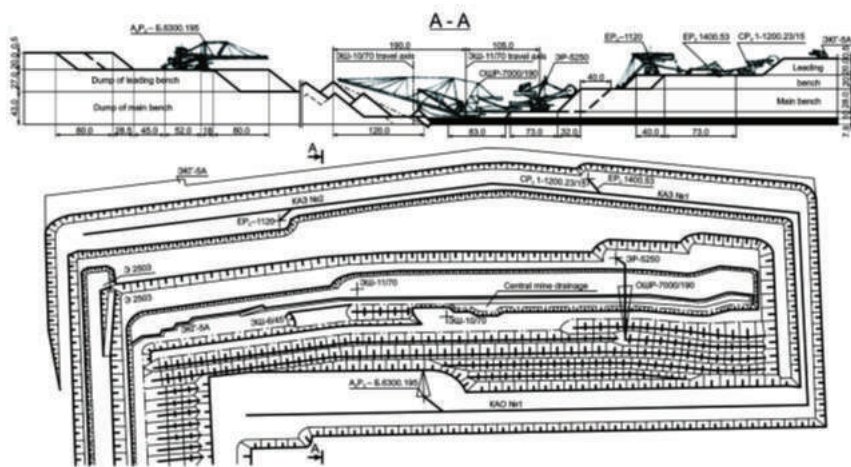


Рис. 3.11. Схема відпрацювання покладів розрізу «Костянтинівський»

Джерело: сформовано авторами за даними [17]

ною лінією та відвалоутворювачем ОШР 5000.95, а також транспортно-відвальний міст з багатоковшовими ланцюговими екскаваторами Ds 1000 та Ds 1500. В торцевій частині уступу працює драглайн ЕШ 10/70. Розробка здійснювалась за паралельною схемою.

Вугілля видобувалось двома роторними екскаваторами (SRs 280 та SRs 240) і одним ЕКГ 5А з верхнім черпанням, а також драглайном ЕШ 6/45 з нижнім копанням. Вугілля транспортувалось залізничним транспортом.

Всі робочі борти мали дуже круті ухили з недостатньою відстанню один від одного. Через перевищення припустимого куту ухилів та відсутності дренажу (одночасно в роботі знаходились лише два з більш ніж тридцяти водозбірників) відбувались обвалення ухилів і сповзання.

За відновлення роботи без зміни устаткування можливий видобуток вугілля обсягом 1,5 млн т/рік. Головна проблема полягає в максимальному навантаженні транспортно-відвального мосту за одночасного розвантаження передового ухилу. Це зумовлює велику висоту черпання – для передового ухилу 31 м, а для транспортно-відвального комплексу – 54 м. Біля

транспортно-відвального мосту працює лише ланцюговий екскаватор Ds 1500, ланцюговий екскаватор Ds 1000 використовується лише для екскавації торця уступу.

Умови залягання на всіх перспективних полях схожі та зіставні з умовами на розрізах Костянтинівський і Морозівський. Ґрунт пласта завжди утворений дрібним піском і каолінами. Протяжний вугільний пласт залягає горизонтально. Він складається з головного та супровідного пластів. Цей останній пласт є малопотужним та плоским, хоча сформований лише локально, тому розробка його видається недоцільною. Головний маркувальний пласт на всіх полях має потужність 5–6 м.

Вугільні пласти залягають у змінюваних відкладеннях суглинків. Далі залягають дрібні піски, які за ознакою забарвлення та суглинистих частин поділяються на окремі шари. Завершальний верхній шар – глинистий чорнозем.

Дані про гідрогеологічні умови практично відсутні. Як і на розрізах Костянтинівський та Морозівський, очікується переважання напружених водоносних горизонтів в ґрунті пласта. На джерелах ґрунтових вод покрівлі пласта можлива наявність припливів.

Ділянка Морозівська-Західна знаходиться на західній межі розрізу Морозівський та може бути розроблена шляхом розширення наявного розрізу. На цій перспективній ділянці потужність обох пластів має промислове значення.

Геологічні запаси складають $\approx 9,2$ млн т, в тому числі промислові – ≈ 8 млн т. Потужність розкриття складає ≈ 70 м, а потужність прошарку – 5 м. Для розкриття вугілля переміщення розкриття має скласти загалом 100 млн м³. Коефіцієнт розкриття становить в середньому 15:1. На інших перспективних полях лише головний пласт CU має стає утворення.

Поле Морозівське-3 є маленьким окремим родовищем, що знаходиться північно-західніше розрізу Морозівський. Видобуток вугілля там має здійснюватися після спеціального розкриття. Середня потужність вугілля на цьому перспективному полі складає 5,6 м. Змінювані відкладення суглинків, що знаходяться вище вугільного пласта, як і супутній пласт, існують лише локально.

У великих районах відсутні суглинки, та пісок залягає безпосередньо над вугіллям. Геологічні запаси складають 8,8 млн т, в тому числі промислові $\approx 8,2$ млн т. Потужність розкриву складає в середньому ≈ 57 м та може деінде сягати 75 м. Коефіцієнт розкриву складає $\approx 11,4:1$.

Кар'єрне поле Березівське приєднується на південному сході до розрізу Костянтинівський. Для того щоб освоїти родовище Березівське шляхом розширення розрізу Костянтинівський, треба залишати відкритим відвідний рукав. В протилежному випадку необхідно робити новий розкрив.

Середня потужність головного пласта СУ, що має промислове значення, складає $\approx 5,8$ м. Вугільний пласт перекритий безпосередньо піщаними відкладеннями. Геологічні запаси складають загалом ≈ 19 млн т, серед яких 17,6 млн т є промисловими. Потужність розкриву складає в середньому 70 м, максимально – 85 м. Середній коефіцієнт розкриву - $\approx 14:1$.

Поле Ведмежоярське досі розроблялось підземним способом. Для здійснення робіт відкритим способом необхідний новий розкрив. Потужність головного пласта сягає $\approx 6,0$ м. Геологічні запаси складають 28,1 млн т, при цьому промислові 26,2 млн т. Коефіцієнт розкриву складає в середньому $\approx 12,7:1$.

За відкритого видобутку передбачається використання наступного устаткування розкривного комплексу:

- 1-й розкривний ухил – 2 ЕКГ з автотранспортом;
- 2-й розкривний ухил – SRs 1200 + BRs 1400 + ERs 1120 → конвеєрна лінія → відвалоутворювач;
- 3-й розкривний ухил – ЕР 5250 в режимі прямої перевалки з ОШР 7000.190 ($5,6$ млн $\text{м}^3/\text{рік}$).

Головним устаткуванням вугільної ділянки має бути багатоковшовий ланцюговий екскаватор ЕБ 500R в комплексі з конвеєрною лінією.

Зіставну характеристику найбільш перспективних ділянок Дніпровського буровугільного басейну – розрізів Морозівський та Костянтинівський і поля Ведмежоярського – наведено в *табл. 3.15*.

Таблиця 3.15

Зіставна характеристика найбільш перспективних ділянок Дніпробасу

Ділянка	Одиниці виміру	Числові значення для ділянок:		
		Розріз Морозівський	Розріз Костянтинівський	Поле Ведмежоярське
Промислові запаси	млн т	18	45	26,2
Загальний розкрит	млн м ³	175	450	330
Коефіцієнт розкрит	-	9,7:1	10:1	12,7:1
Щорічний видобуток	млн т	1,5	2,3	2,3
Пересування розкритних порід	млн м ³ /рік	15	23	29
Термін експлуатації	років	12	20	11

Джерело: сформовано авторами за даними [4; 17]

З наведених даних видно, що за умови забезпеченого збуту першочерговою метою має бути поступове досягнення проектної потужності наявного розрізу Костянтинівський з поступовим переходом на відкритий видобуток цим підприємством вугілля поля Ведмежоярське. Головними факторами, що зумовляють саме такий висновок, є:

- величина геологічних запасів;
- щорічний рівень видобутку;
- термін експлуатації.

Отже, промислова реалізація технології виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в Центральному регіоні України має ґрунтуватись на сировинній базі розрізу Костянтинівський Дніпровського буровугільного басейну з наступним відпрацюванням відкритим способом запасів поля Ведмежоярське. Аналогічний висновок був зроблений нами раніше за розгляду перспектив промислового впровадження процесу безперервного термолізу малометаморфованого вугілля [31].

Західний регіон. За розробки сировинної бази створення промислового виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в Західному регіоні України слід розглянути, на нашу думку, такі три варіанти:

- 1) завершення робіт із освоєння проєктної промислової потужності шахти Нововолинська № 9;
- 2) розробка вугілля Любельського родовища;
- 3) розробка вугілля Тягівського родовища.

Дані про властивості рядового вугілля, що видобувалось на шахті Нововолинська № 9, наведені вище, в табл. 3.4. З них видно, що це рядове вугілля має відносно невелику зольність, що зумовлюватиме за його збагачення підвищений вихід вугільного концентрату із зольністю, що відповідає вимогам для наступного використання. Вугілля характеризується високою загальною сірчистістю сухої маси, яка, хоча і дещо знижуватиметься за збагачення, але все одно суттєво перевищуватиме рівень 2,0 %. Високий рівень виходу летких речовин, низька спікливість, яка характеризується товщиною пластичного шару Y на рівні 6 мм, низький середній до-вільний показник відбитку вітриніту (0,64 %) зумовлюють належність цього вугілля до марки ДГ (довгополум'яного газового) за ДСТУ 3472:2015. Це вугілля не використовується для коксування, а є енергетичним, причому його використання тепловими електростанціями також час від часу (але не зараз) стає проблемним. Сукупність властивостей цього вугілля дозволяє розглядати його як в цілому придатне для виробництва синтетичного рідкого палива. Головне питання, яке має бути при цьому вирішене, – забезпечення достатньої кількості ресурсів, для чого, як вже зазначалось, потрібне завершення робіт із освоєння проєктної промислової потужності шахти зі збільшенням обсягів видобутку до необхідного рівня.

Дослідження властивостей вугілля Любельського родовища проводились ДП «УХІН» в період 2009–2015 рр. Головні технологічні характеристики вугільного концентрату, отриманого з ядерних проб поля майбутньої шахти Любельська № 1-2 [32], наведені в табл. 3.16. Ці дані дозволяють віднести вугілля шахти Любельська до марки К – коксового вугілля за ДСТУ 3472. Це – найцінніший компонент, який використовується в шихтах для виробництва коксу [33]. Було встановлено, що вугілля шахти Любельська № 1-2 дещо переважає аналогічне українське вугілля шахтоуправління «Покровське» та шахти «Суходільська-Східна». Воно має кращі показники технічного аналізу (нижчі зольність і сірчистість), більшу товщину пластичного шару, менший індекс основності золи, ви-

сокий довільний середній показник відбиття вітриніту, але дещо поступається їм за вмістом мацералів групи вітриніту.

Менший вихід летких речовин дозволяє збільшити вихід коксу. Таким чином, це вугілля може з успіхом застосовуватись в шихтах українських коксохімічних підприємств, розширивши тим самим сировинну базу коксування вітчизняного вугілля.

Слід також врахувати що шахта «Суходольська-Східна» зараз знаходиться на тимчасово непідконтрольній території в Луганській обл., а шахтоуправління «Покровське» – в зоні активних бойових дій в Донецькій обл.

Зольність концентрату вугілля шахти «Любельська» № 1-2 суттєво нижча, аніж у порівнюваного з ним вугілля провідних світових експортерів – Австралії та Канади.

Через викладене можлива та доцільна заміна певної кількості імпортного вугілля марки К на більш дешеве вугілля шахти «Любельська» № 1-2, яке до того ж має суттєві логістичні переваги.

З наведених даних видно, що товарний концентрат вугілля шахти «Любельська» № 1-2 матиме показники якості, характерні для кращого коксового вугілля, наявного на світовому ринку.

За результатами проробок ДП «ГИПРОКОКС» [32], найбільш ефективним напрямком використання вугілля шахти «Любельська» № 1-2 є будівництво коксового заводу без удовляювання хімічних продуктів коксування [34] проектною виробничою потужністю 2 млн т сухого валового коксу на рік та використання отриманого високоякісного коксу в доменних печах з технологією вдування пиловугільного палива [35].

Технологічні властивості вугільного концентрату з кернових проб вугілля поля шахти «Любельська» № 1-2 порівняно з кращими зразками коксового вугілля, наявного на українському та світовому ринках, наведено в *табл. 3.16*.

Отже, вугілля шахти «Любельська» використовуватиметься як високоякісна сировина для коксування, і підстав розглядати його як сировинну базу для промислових процесів виробництва синтетичного рідкого палива в Україні немає.

Таблиця 3.16

Технологічні властивості вугільного концентрату з кернових проб вугілля поля шахти «Любельська» № 1-2 порівняно з кращими зразками коксового вугілля, наявного на українському та світовому ринках

Шахта, країна	Марка за ДСТУ 3472	Технічний аналіз, %			Товщина пластичного шару Y , мм	Показник відбитку вітриніту $R_{\sigma'}$, %	Вміст мацералів групи вітриніту Vt , %	Індекс основності золи I_o
		Зольність A^d , %	Сірчистість S^d , %	Вихід легких речовин V^{daf} , %				
Любельська № 1-2, Україна	К	4,7	0,54	23,0	21	1,25	68,0	1,73
Шахтоуправління «Покровське», Україна	К	8,4	0,80	27,9	14	1,12	89,0	1,94
Суходольська-Східна, Україна	К	9,6	1,28	25,8	20	1,29	95,0	3,88
Oaky North, Австралія	К	9,5	0,60	24,5	22	1,23	90,0	1,86
Teck Premium, Канада	К	8,9	0,57	27,0	15	1,13	68,0	1,30

Джерело: сформовано авторами за даними [32; 34; 35]

Також виконано проробки з хіміко-технологічної переробки вугілля Тягівської ділянки, розташованої у Львівсько-Волинському басейні. Властивості вугілля подано в *табл. 3.17*.

Таблиця 3.17

Характеристика кам'яного вугілля Тягівського родовища

Показники	Одиниці виміру	Числові значення		
		Min	Max	Середнє
Вологість W_t	%	0,4	2,3	1,4
Зольність сухої маси A^d	%	7,0	27,0	17,0
Сірчистість загальна сухої маси S_t^d	%	1,5	4,5	3,0
Вихід летких речовин з пальної маси V^{daf}	%	29,0	35,0	32,0
Нижча теплота згоряння робочої маси Q_i^r	ккал/кг	7900	8850	8375
Товщина пластичного шару Y	мм	17	22	20
Вміст вуглецю в горючій масі C^{daf}	%	80,0	87,0	83,5
Щільність:	г/см ³			
Дійсна		1,22	1,29	1,26
Уявна		1,15	1,25	1,20
Мікротвердість	г/мм ²	32,3	39,0	35,7
Середній довільний показник відбиття вітриніту $<R^\circ>$	%	0,82	0,88	0,85

Джерело: сформовано авторами за даними [36]

Як видно з наведених даних, це – кам'яне вугілля марок Г, ГЖ та Ж [36]. Балансові запаси сумарно за категоріями А+В+С1 складають ≈ 300 млн т. Газове вугілля, як уже зазначалось, є в цілому придатною сировиною для переробки хіміко-технологічними методами, в тому числі і з отриманням синтетичного рідкого палива.

У цей час виконаний проект будівництва шахти «Тягівська № 1». За даними Львівської геологорозвідувальної експедиції, шахтне поле знаходиться в північно-західній частині Тягівського родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну, яке приурочене до однойменної синкліналі північно-західного простягання. Кут падіння крилами склад-

ки – 4-9°. Тектонічна будова ділянки, безпосередньо відведеної під поле шахти, відносно проста з похилим заляганням вугільних пластів. Балансові запаси на шахтній ділянці складають 71,4 млн т, проектна виробнича потужність шахти – 1,2 млн т вугілля щорічно. Робочі вугільні пласти поля шахти (b4, n9, n8b, n8, n7b, n7l, n7) завтовшки 0,5-1,0 м залягають на глибинах 528–833 м. Їх розкриття передбачено вертикальними стволами та горизонтальними квершлагами.

Кам'яновугільні відкладення вугленосної формації турнейського, візейського та інших ярусів карбону мають ритмічну будову з чергуванням порід від морського до континентального. Вугленосні відкладення перекриті товщею четвертинних, крейдових і юрських відкладень загальною потужністю до 550 м. Вони репрезентовані відмінностями з низькими (коефіцієнт міцності $f=1-2$) та середніми ($f=3-5$) більш міцними характеристиками. Вуглевмісні породи – аргіліти, алевроліти, піщаники, вапняки.

Шахтне поле перетинається залізничною лінією, що проходить паралельно автомобільній дорозі. Поруч прокладено високовольтну лінію електропередачі. Безпосередньо до ділянки шахти № 1 прилягає ділянка шахти «Тягівська» № 2 з попередньо розвіданими запасами категорії В 96,4 млн т. Об'єднання цих шахтних полів дає можливість збільшити виробничу потужність шахти до 1,5-2,0 млн т/рік, що дозволить зменшити питомі капіталовкладення на тонну видобутого вугілля [28].

Передбачається також проектування шахти «Тягівська» № 3, що дозволить створити в Західній Україні новий центр вугільної промисловості.

Таким чином, забезпечення сировинної бази промислового виробництва з вугілля синтетичних моторних палив в Західному регіоні України можливе за двома варіантами:

- 1) завершення робіт із освоєння проектної промислової потужності шахти Нововолинська № 9;
- 2) розробка вугілля Тягівського родовища.

Остаточний вибір має бути зроблений за результатами додаткової техніко-економічної проробки.

Таким чином, проведений аналіз дозволяє зробити такі висновки:

1. Вугільна сировинна база промислового виробництва в Україні синтетичного моторного палива має ґрунтуватись на малометморфованому вугіллі марок Б, Д, ДГ та Г, яке переважає в наявних геологічних покладах і характеризується належною реакційною здатністю.
2. Через системну кризу вугільної промисловості України вільних ресурсів вугілля для сировинного забезпечення виробництва синтетичного моторного палива немає. Це зумовлює необхідність відновлення або створення нових виробничих потужностей з видобутку вугілля в основних індустріальних регіонах України.
3. Для створення промислових потужностей з виробництва синтетичного моторного палива на Сході України сировинну базу процесу доцільно ґрунтувати на довгополум'яному вугіллі Лозівського району Західного Донбасу.
4. Для забезпечення сировинної бази виробництва синтетичного моторного палива в регіонах Центру України потрібне відновлення на новій технічній основі вуглевидобувних підприємств Дніпровського буровугільного басейну, в першу чергу розрізу Костянтинівський.
5. Забезпечення сировинної бази промислового виробництва з вугілля синтетичних моторних палив в Західному регіоні України можливе за двома варіантами:
 - завершення робіт із освоєння проєктної промислової потужності шахти Нововолинська № 9;
 - розробка вугілля Тягівського родовища.

3.2. Технологічні передумови доцільності створення в Україні виробництва синтетичного моторного палива

У результаті військової агресії РФ і руйнування нафто- і газоконденсатних переробних підприємств України на цей час забезпечення економіки країни моторними паливами здійснюється виключно за рахунок імпорту.

Основним недоліком паливозабезпечення, орієнтованого на імпорт нафтопродуктів, є велика залежність від кон'юнктури світового ринку нафти, а також від стабільності валютного курсу. Крім того, імпорт великих обсягів моторного палива потребує великих валютних ресурсів. На період ведення бойових дій такі валютні ресурси забезпечуються переважно за рахунок міжнародної фінансової допомоги. У повоєнний період, враховуючи ті втрати, які понесли основні експортоорієнтовані галузі (гірничо-металургійний та агропромисловий комплекси), витрачання значних обсягів валюти на паливозабезпечення виглядає досить проблематичним.

Відмова від масштабного імпорту моторного паливу (або принаймні його скорочення) у повоєнний період можлива лише за рахунок відновлення і розвитку нафтовидобування і нафтопереробки, а також одночасного пошуку варіантів організації виробництва синтетичного моторного палива з нафтової сировини.

Як свідчить світовий досвід, забезпечення країни моторними паливами (далі – МП) можливе за сценаріями, наведеними в *табл. 3.18*.

На практиці забезпечення потреб у МП окремих країн може здійснюватися шляхом комбінації цих сценаріїв з превалюванням якогось одного.

В Україні в 2021 р. потреба в паливі (12,3 млн т нафтового еквіваленту, або 12,0 млн т в натуральному вимірі) задовольнялася переважно за третім сценарієм: імпорт моторних палив складав 79 % (9,7 млн т н. е.), і лише на 21 % за рахунок власного виробництва. Як було сказано вище, руйнування нафто- і газоконденсатних переробних підприємств України через військову агресію РФ та забезпечення економіки країни моторни-

ми паливами за рахунок імпорту потребує пошуку шляхів вирішення цієї проблеми.

Таблиця 3.18

Сценарії організації забезпечення країни моторним паливом

Сценарій	Характеристика
Сценарій 1 (орієнтація на самозабезпечення)	Наявні в країні потужності з видобутку і переробки нафтової сировини достатні для забезпечення потреб у моторних паливах (країни Перської затоки)
Сценарій 2 (орієнтація на імпорт сировини)	У країні розвинена нафтопереробна промисловість, але відсутні чи недостатні запаси і видобуток нафтової сировини (більшість країн ЄС, Китай, Індія)
Сценарій 3 (орієнтація на імпорт моторних палив)	У країні відсутнє або недостатньо розвинене власне нафтовидобування і нафтопереробка (Україна, слаборозвинені країни Африки)
Сценарій 4 (орієнтація на виробництво моторних палив з не нафтової сировини)	У країні відсутнє власне нафтовидобування, але видобувається в значній кількості кам'яне вугілля, яке використовується як джерело вуглецю, необхідного для отримання вуглеводнів моторних палив (ПАР)

Джерело: сформовано авторами

На нашу думку, враховуючи світовий досвід, таким варіантом може стати використання у якості сировини для виробництва МП кам'яного і бурого вугілля.

Для оцінки доцільності створення виробництва синтетичного МП з вугілля (далі – СМП) необхідно зробити ряд аналітичних порівнянь, а саме:

- об'єктивних передумов для розвитку традиційного виробництва МП і організації виробництва СМП;
- технологічних показників виробництва МП з різних видів сировини;
- показників якості традиційних і синтетичних МП.

У *табл. 3.19* наведено укрупнене зіставлення передумов розвитку і порівняння технологій отримання МП з нафтової та вугільної сировини.

Таблиця 3.19

Порівняльний аналіз варіантів виробництва МП з нафтової сировини і вугілля

Чинник, що впливає на розвиток	Переробка нафти і газового конденсату	Переробка вугілля
<i>Об'єктивні передумови</i>		
Потенційні запаси сировини в достроковій перспективі	Обмежені	Достатні
Фактичний видобуток сировини, яка може бути спрямована на виробництво МП		Відсутній
Можливість імпорту сировини	Обмежено можливий	Обмежено можливий
Логістика постачання сировини	Необхідне будівництво нафтопроводу, або транспортування залізницею	Можливість розташування переробних потужностей безпосередньо в місті видобутку сировини
<i>Технологія переробки</i>		
Стадійність процесу	Багатостадійний	Багатостадійний
Технологічні параметри і режими	Відносно низькі температури і тиск; частина процесів протікає у вакуумі	Високі температури і тиск
Енергоємність процесів переробки	Висока	Висока, але є можливість утилізації тепла і виробництва електроенергії
<i>Характеристика продуктів</i>		
Якість моторних палив	Відповідає встановленим стандартам	Перевищує вимоги відповідних стандартів
Асортимент продукції, що виробляється	Моторні палива, оливи, мазут, бітум	Метан-етанова фракція, моторні палива, парафіни, оливи
Відходи виробництва	Шлами та осади зі сховищ і ємностей, нафтополімерні смоли, смоли піролізу, кислий гудрон, відпрацьовані розчини сіркоочищення	Шлаки від газифікації, відпрацьовані розчини сіркоочищення, двоокис вуглецю

Джерело: сформовано авторами

Розглянемо більш детально окремі чинники, які можуть вплинути на прийняття рішення щодо доцільності розвитку виробництва МП з нафтової сировини чи організації виробництва СМП з вугілля.

Балансові запаси нафти були нами проаналізовані при виконанні попередніх досліджень [4]. Зокрема, було встановлено, що сумарні балансові (видобувні) запаси нафти родовищ, що знаходяться в промисловій розробці, становлять лише 69,9 млн т, запаси газового конденсату – 27,4 млн т, чого явно недостатньо для забезпечення потреб країни в МП навіть у середньостроковій перспективі. Такі незначні запаси не дозволяють очікувати суттєвого нарощування видобутку, не тільки через брак інвестиційних ресурсів, а й внаслідок того, що рівень запасів не дозволяє очікувати окупності інвестицій.

Внаслідок виснаження запасів слід очікувати поступового зниження видобутку нафти в майбутньому.

На відміну від нафти, запаси кам'яного і бурого вугілля, придатного для виробництва СМП, достатні для забезпечення країни моторними паливами протягом тривалої перспективи.

На відміну від «нафтового» варіанта виробництва МП, організація виробництва СМП з наявного вітчизняного вугілля на цей час неможлива внаслідок системної кризи вугільної промисловості і масового імпорту вугілля для підприємств гірничо-металургійного комплексу і теплових електростанцій (див. п. 3.1 монографії).

Але, якщо розглядати питання з точки зору потенціалу, то в Україні існують можливості з нарощування видобутку вугілля і його спрямування на виробництво СМП.

Першочерговим у цьому сенсі є закінчення будівництва шахти Нововолинська № 10, реалізація розробленого проєкту будівництва шахти Тягівська; розробка і реалізація проєктів видобування і переробки кам'яного вугілля Західного Донбасу і бурого вугілля в Харківській та Кіровоградській областях.

Повне вирішення проблеми паливозабезпечення країни за рахунок збільшення імпорту нафти чи вугілля в практичній площині малоімовірне.

Урядовим Планом відновлення України [37] передбачається добудова нафтопроводу Адамова Застава – Броди з пропускною спроможністю 10 млн т і створення нафтопереробного заводу потужністю 10 млн т. Але реалізація цих намірів у повному обсязі лише частково вирішує проблеми забезпечення країни МП. Навіть при глибині переробки нафти на рівні 80–90 % переробка такого обсягу нафти дозволить отримати 8–9 млн т МП, що нижче рівня споживання у 2021 р. (12 млн т).

Нарощування імпорту вугілля на цей час виглядає проблематичним внаслідок руйнування чорноморських портів та окупації рф азовських портів.

Орієнтація на імпорт сировини породжує логістичну проблему, яка на цей час ще не досліджена, а саме – транспортування мільйонів тонн сировини до місця її переробки, чи вибір майданчиків у припортовій зоні для будівництва переробних потужностей.

Переробка вугілля на СМП може бути побудована в безпосередній близькості від місця видобування вугілля, що значно спрощує логістику постачання цієї сировини.

Отже, якщо аналізувати об'єктивні передумови, такі як наявність запасів, можливості видобутку сировини, то виробництво СМП з вугілля може розглядатися як перспективне і як таке, що існує одночасно з виробництвом МП з нафтової сировини.

Не менш важливою є оцінка техніко-економічних показників різних способів виробництва МП.

Відповідний аналіз можна зробити на підставі вивчення технологічних схем переробки нафти на моторні палива і виробництва СМП з вугільної сировини.

Перш за все, необхідно звернути увагу на принципово різні механізми перетворення вихідної сировини на кінцеву продукцію.

На *рис. 3.12* наведено схему переробки нафти на Кременчуцькому НПЗ – єдиному українському нафтопереробному заводі, який працював до початку військової агресії.

Як показує наведена схема, процес виробництва МП з нафтової сировини є багатостадійним з наявністю великої кількості матеріальних

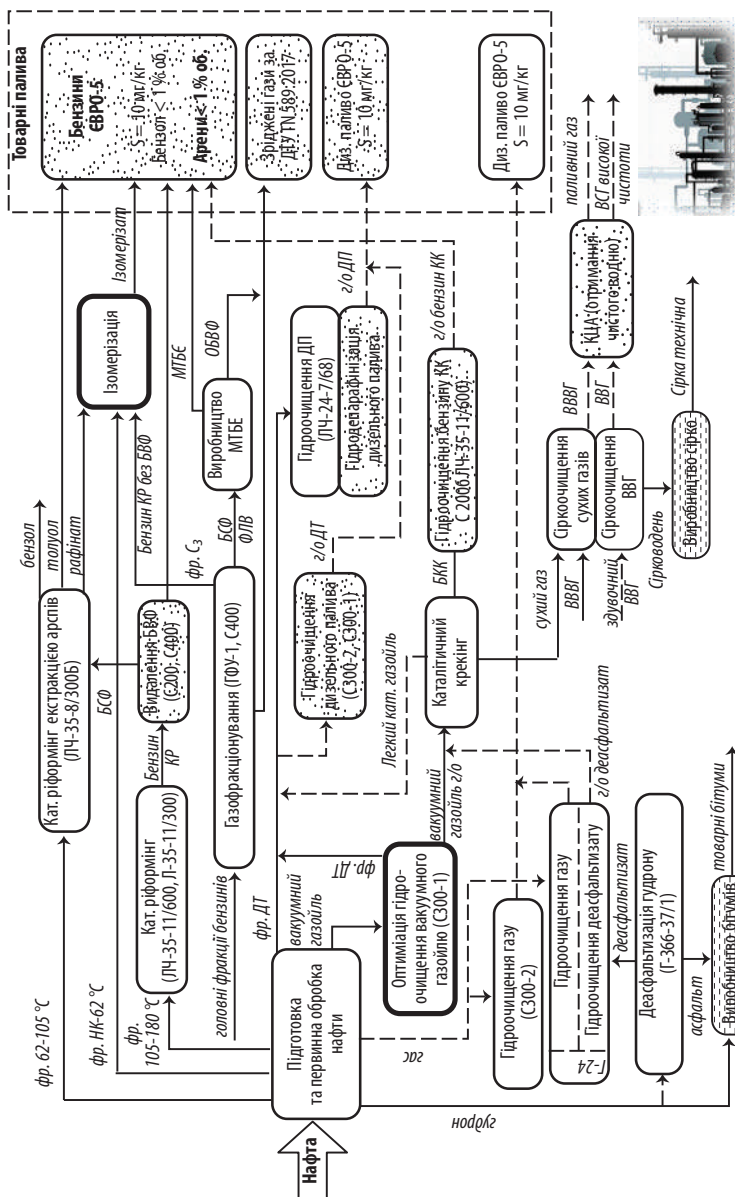


Рис. 3.12. Укрупнена схема переробки нафти на Кременчуцькому НПЗ

Джерело: сформовано авторами за даними [38]

потоків, проміжних продуктів, з різноманітними фізичними і хімічними впливами на продукти, що переробляються.

Сира нафта є сумішшю вуглеводнів різного молекулярного складу і різних гомологічних рядів (перед усім алкани, циклоалкани і ацени). У процесі переробки ця суміш розподіляється на окремі товарні та нетоварні фракції. В подальшому для збільшення виходу кондиційної товарної продукції ці фракції підлягають додатковій переробці.

Сукупність процесів переробки нафти і проміжних продуктів (атмосферна та вакуумна перегонка, різні види крекінгу (термічний, каталітичний, гідрокрекінг), риформінг, гідроочищення, алкілування тощо) дозволяє збільшити вихід кондиційної товарної продукції, але одночасно ускладнює технологічний процес і збільшує капіталоємність виробництва.

З точки зору хімії процесів усі ці додаткові переділи спрямовані на перетворення складних, циклічних високомолекулярних сполук на більш прості ацени, нафтени і ароматичні сполуки з молекулярною масою не більше 120–130, які входять до складу бензину і дизельного палива.

На відміну від отримання МП шляхом переробки нафтової сировини, виробництво СМП з вугілля ґрунтується на принципово інших хімічних реакціях.

Найбільш поширеним є двостадійний процес виробництва СМП з вугілля [38]. Укрупнену схему такого процесу наведено на *рис. 3.13*.

Процес передбачає:

- газифікацію сировини (викопного вугілля) з отриманням генераторного синтез-газу;
- синтез з СО та водню, що містяться в очищеному генераторному газі, вуглеводнів (синтетичної нафти) за процесом Фішера-Тропша.

Синтетична нафта є сумішшю вуглеводнів $C_5 - C_{19}$ нормальної та ізомерної побудови.

У *табл. 3.20* наведено порівняння властивостей синтетичної та окремих сортів природної нафти.

Як свідчать наведені дані, синтетична нафта має кращі показники якості за густиною, вмістом шкідливих домішок (сірки та азоту), а також більш високу частку дизельних фракцій.

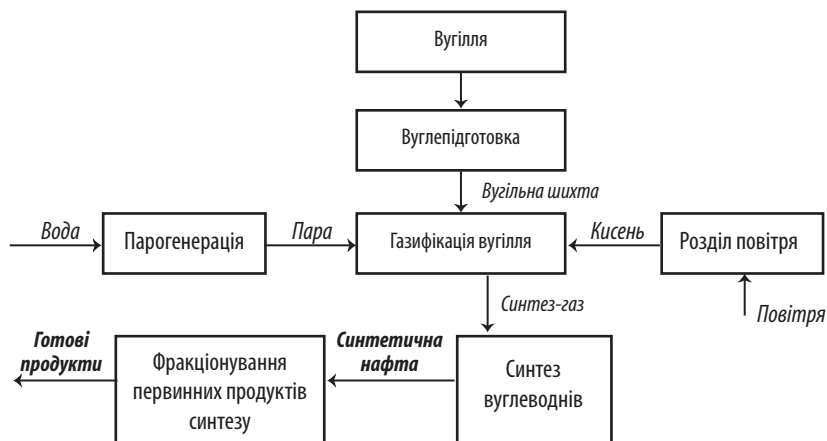


Рис. 3.13. Агрегована універсальна технологічна схема виробництва синтетичного рідкого палива

Джерело: сформовано авторами за даними [4]

Таблиця 3.20

Порівняльні характеристики синтетичної і кращих сортів природної нафти

Показники	Синтетична нафта	Сорти легкої нафти		
		Арабська Легка	Брент	Сумартран
Густина, кг/м^3 , $\leq$	795	865	835	850
Вміст сірки, ppm , $\leq$	10	19000	4000	1000
Вміст азоту, ppm , $\leq$	10	1100	1300	1200
Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$, $\leq$	-60	-18	-45	-38
Частка дизельних фракцій, %, $\geq$	52	46	49	40
Частка фракцій важче дизельних, %, $\leq$	40	42	37	52

Джерело: сформовано авторами за даними [4]

Відсутність у складі синтетичної нафти складних поліароматичних високомолекулярних сполук спрощує подальшу її переробку на окремі

товарні фракції – види МП. При переробці синтетичної нафти відпадає необхідність у таких процесах, як різні види крекінгу, гідроочищення, ізомеризація тощо. Все це робить переробку синтетичної нафти значно дешевшою порівняно з переробкою природної.

Широке поширення технології переробки вугілля на моторні палива стримує саме перша стадія процесу – газифікація вугілля з отриманням синтез-газу, яка є досить капіталоємною. На цей час відомі різні технології газифікації вугілля, техніко-економічні показники яких наведено в *табл. 3.21*.

Таблиця 3.21

Порівняльна характеристика технологій газифікації

Показники та одиниці виміру	Числові значення для технологій		
	Lurgi	Koppers-Totzek	Texasco
1	2	4	5
Рух потоків	Протиток		
Золовидалення	Тверде або рідке	Рідке	Рідке
Максимальний діаметр газогенератора, мм	4700	3500	7600
Час перебування в реакторі:			
вугілля	0,5-1,5 години	<1...2 хв	1...2 с
газу	15 с	1...3 с	1...2 с
Продуктивність 1 газогенератора:			
за вугіллям, т/год	17...40	10...75	100
за газом, тис. м ³ /год	35...50	20...150	20...150
Можливі зміни потужності, %	100...140	60...100	100...130
Крупність вугілля, мм	3...50	< 0,1	< 0,08
Співливість	Слабка	Без обмежень	
Робоча вологість вугілля, %	≤ 18	≤ 7	-
Температура плавлення золи, °С	-	Без обмежень	
Тиск, Мпа	≤ 3,5	≤ 3,0	≤ 4
Максимальна температура, °С	1100	1300	1800
Температура газу на виході з реактора, °С	400...600	1200	1600

Продовження табл. 3.21

1	2	4	5
Співвідношення в дутті O_2 :пара	1:5	1:0,02	-
Витратні коефіцієнти на 1000 м ³ газу:			
вугілля, кг	650-1000	560...750	750...800
кисень, м ³	160...250	350...450	350...450
вода технічна, м ³	1,5...1,8	1,5...2,5	1,5...2,5
вода охолоджувальна, м ³	110	130	130
електроенергія, кВт×год	5...25	50...65	50...65
пара, кг	500...600	50	-
Вихід газу парокисневого дуття, м ³ /т палива	2...2,2	1,94...2,3	1,94...2,3
в т.ч. $CO+H_2$	1...1,3	1,7...2,2	1,7...2,2
Супутня продукція на 1 т палива:			
пара, т	1,05...1,2	2,1...2,3	2,1...2,3
смола, кг	15...45		
газовий бензин, кг	3...15		
Склад газу парокисневого дуття, об. %			
CO_2	28...34		11...12
CO	14...22		55...56
H_2	36...39		30...32
N_2	1		2
CH_4	9...13		1
C_mH_n	1		-
$H_2S + COS$	1		1
Відношення $H_2:CO$ в генераторному газі	1,4		0,5...0,6
Нижча теплота згоряння генераторного газу парокисневого дуття Q , МДж/ м ³	10...11		11
Інтенсивність газифікації, ГДж/ м ³ ·годину	3...5		4...25
Питома продуктивність газогенератора:			
за вугіллям, т/ м ² ·год	2,4		5,5
за газом, м ³ / м ² ·год	5700		10000

Закінчення табл. 3.21

1	2	4	5
Зольність сухого шлаку, %	92...95		99,5
Ступінь перетворення вугілля, %	99		99
Ступінь розкладу пари, %	36		-
Термічний ККД газогенератора, %	75...85		75

Джерело: сформовано авторами

Вибір технології газифікації для промислового впровадження в Україні буде зроблений на наступних етапах дослідження на підставі такої сукупності критеріїв: 1) вимоги до сировини; 2) параметри процесу газифікації (робочий тиск і температура, час перебування в реакційній зоні); 3) відповідність вимогам подальшого синтезу; 4) екологічність процесу; 5) енергоемність процесу [38].

У рамках цього попереднього дослідження розглядається процес Техасо, який є найбільш інтенсивним і енергонезалежним.

Виробництво синтетичної нафти з синтез-газу здійснюється в реакторах зі зваженим шаром порошковидного каталізатора. Температура синтез-газу на вході до реактора 160 °С, тиск 2,2 МПа. До синтез-газу вводять потік каталізатора, нагрітого до 350 °С. В реактор вмонтовані два холодильники для утилізації тепла, що виділяється при реакції. Газ і каталізатор рухаються прямою трубами холодильників. Внаслідок утилізації тепла отримують пару тиском 1,3 МПа в кількості близько 15 т/год з одного реактора.

Аналіз наведених в табл. 3.21 показників, а також показників синтезу синтетичної нафти дозволяє сформулювати деякі відмінності процесу виробництва СМП з вугілля (порівняно з переробкою нафти) – *табл. 3.22.*

Підвищені капітальні витрати на процес газифікації і синтезу СМП в певному сенсі нівелюються тим, що ціна 1 т вугілля зазвичай в декілька разів нижча, ніж ціна 1 т природної сирої нафти. Крім того, використання вугілля має конкурентну перевагу порівняно з використанням нафти внаслідок відсутності витрат на транспортування від місця видобутку до місця використання.

Таблиця 3.22

Капіталоємність процесу виробництва СМП з вугілля

Характеристика процесу	Переробка вугілля	Переробка нафти
Капіталоємність процесу підготовки сировини до переробки	Інтенсивні технології газифікації потребують подрібнення вугілля до часток менше 1 мм; необхідне енергоємне дробарне господарство	Підготовка нафти до переробки зводиться до зневоднення і знесолення, яке не потребує значних витрат енергії
Капіталоємність основного виробничого обладнання газифікації	Хімічні реакції, які протікають при газифікації вугілля, потребують високих температур (до 1600 °C) і тиску (до 40 атм). Конструкція газогенератора повинна забезпечувати можливість довгострокової роботи при високих температурах і тиску. Це обумовлює високі капітальні витрати на будівництво потужностей	Переробка здійснюється при температурах до 400 °C та тиску, близького до атмосферного. Менші вимоги до міцності обладнання
Капіталоємність процесів підготовки синтез-газу для подальшого використання	Необхідність охолодження і очищення синтез-газу від шкідливих домішок (сірководню, аміаку)	Після знесолення і зневоднення сирової нафти подальші процеси підготовки напівфабрикатів відсутні
Капіталоємність процесу виробництва синтетичної нафти	Відносно невелика температура процесу при високому тиску висуває підвищені вимоги до конструкції реактора	Потрібне гідроочищення продуктів переробки від сполук сірки та азоту

Джерело: сформовано авторами

На користь виробництва СМП з вугілля свідчить також якість синтетичної нафти. Отримання з неї кінцевих товарних продуктів зводиться до простої перегонки і депарафінації. Отже, порівняння капіталовкладень на переробку природної нафти (з численними процесами переробки проміжних продуктів) з капіталовкладеннями на переробку синтетичної нафти дозволяє дійти висновку, що остання має більшу інвестиційну привабливість.

Більш детальна кількісна оцінка капіталоємності процесу газифікації та виробництва СМП, а також оцінка відповідних експлуатаційних витрат при різних процесах газифікації наведена в розділі 5 монографії.

Виробництво МП з вугілля і природної нафти суттєво відрізняються також за витратами матеріальних і енергетичних ресурсів – табл. 3.23.

Таблиця 3.23

Витрати матеріальних і енергетичних ресурсів за різними технологіями виробництва МП у розрахунку на 1 т кінцевої продукції (бензину та дизельного пального)

Характеристика процесу	Переробка нафти	Переробка вугілля
Сировина, т	1,39	2,5
Кисень, тис. м ³	-	2,14
Електроенергія, кВт×год	65,6	310
Вода, м ³	39,0	10,7
Пара, тепло, Гкал	1,235	-

Джерело: сформовано авторами

У табл. 3.23 витрати нафти на виробництво 1 т світлих нафтопродуктів прийняті виходячи з глибини переробки сировини 72,1 % (рівень, що склався на Кременчуцькому НПЗ). Порівняно з переробкою нафти ступінь перетворення вуглецю вихідного викопного вугілля на цільові світлі продукти становить 56,0 %, що об'єктивно менше, ніж глибина переробки нафти. Але слід зауважити, що частина вуглецю викопного вугілля переходить не в СМП, а в інші цінні продукти.

Якщо порівнювати процеси за енергоємністю, то можна дійти висновку, що процес переробки вугілля має ряд переваг.

Так, питомі витрати електроенергії у процесі переробки вугілля (310 кВт×год/т готової продукції) перевищують витрати електроенергії при переробці нафти (65,6 кВт×год/т готової продукції) в 4,7 разу. Але в процесі Техасо при газифікації водовугільної пульпи крім синтез-газу отримується велика кількість пари високого тиску (3,85 Гкал/т), яка може використовуватися на власне виробництво електроенергії. Попере-

дні розрахунки показують, що потенційне виробництво власної електроенергії суттєво перевищує потребу в цьому ресурсі – до 12800 кВт·год/т готової продукції.

Частина пари може бути використана в процесах очищення синтез-газу від шкідливих домішок, частина – після конденсації, – повертатися в процес приготування водовугільної пульпи для газифікації, що робить процес маловідходним. Надлишкова електроенергія потенційно може реалізуватись на загальнодержавному ринку електроенергії, що є актуальним у сучасних умовах.

Ще одна відмінність технології переробки вугілля на СМП від переробки нафти на МП полягає у різній номенклатурі продукції, що випускається.

Більш низький ступінь конверсії вуглецю в кінцеві продукти, про що згадувалося вище, пояснюється, зокрема, таким. Синтез вуглеводнів з синтез-газу в процесі Фішера-Тропша передбачає отримання, крім синтетичної нафти (вуглеводні C_5 - C_{19}), ще й вуглеводнів з меншою молекулярною масою.

Суміш метану (CH_4) і етану (C_2H_6), яка отримується при переробці синтетичної нафти, є повним аналогом природного газу, який є одним з основних імпортованих продуктів.

Суміш пропану (C_3H_8) і бутану (C_4H_{10}) у скрапленому стані використовується як автомобільне паливо, яке на цей час повністю імпортується в Україну.

Попередні розрахунки показують, що при виробництві 1 т СМП попутно буде отримуватися 61,6 м³ (50 кг) метан-етанової фракції (аналог природного газу) і 212,1 м³ (109 кг) пропан-бутанової фракції.

Тобто при організації масового виробництва СМП з вугілля отримання аналогу природного газу і скрапленого газу для автомобілів може розглядатися як додатковий чинник, що впливає на підвищення паливної безпеки країни.

Стосовно інших продуктів, які виробляються при переробці нафти і вугілля, слід відмітити наступне. При переробці природної нафти отримуються бітуми, які необхідні для будівництва автомобільних доріг. Але

кількість таких бітумів зменшується при підвищенні глибини переробки нафти.

При переробці синтетичної нафти, внаслідок її принципово іншого складу, висококиплячі сполуки, які є основою дорожніх бітумів, не утворюються. Синтез за Фішером-Тропшем обмежується парафіновими вуглеводнями. Напрямки використання парафіну, що утворюється, є проблемою, яка потребує додаткових досліджень.

При переробці як природної, так і синтетичної нафти, крім СМП і високоліквідних газоподібних продуктів, можливо отримання олив різного призначення.

Зокрема, компанія Shell є світовим монополістом з випуску базових олив за технологією ShellPurePlus, яка, своєю чергою, базується на процесі Фішера-Тропша (з використанням синтез-газу, отриманого конверсією природного газу) [39].

Наступним чинником, який необхідно враховувати при порівнянні різних технологій отримання моторних палив, є якість продуктів, що отримуються. В табл. 3.24 наведено дані про вимоги стандарту Euro-4 і відповідні показники якості СМП.

Таблиця 3.24

Відповідність СМП вимогам стандарту Euro-4

Показник	Вимоги стандарту Euro-4	Фактичні показники якості палива процесу Фішера-Тропша
1	2	3
<i>Бензин</i>		
■ октанове число за дослідницьким методом не менше, ніж	92,0	93
Октанове число за моторним методом не менше, ніж	82,5	85
Вміст свинцю, мг/дм ³ , не більше	5	0
Вміст сірки, мг/кг, не більше	10	0,0001
Масова частка вуглеводнів, %, не більше:		
■ олефінів	18	24

Закінчення табл. 3.24

1	2	3
■ ароматичних	35	27
Масова частка бензолу, %, не більше	1,0	0
<i>Дизельне паливо</i>		
Цетанове число, не більше	51	47
Масова частка поліциклічних ароматичних вуглеводнів, %, не більше	11	2-4
Зольність, % (мас.), не більше	0,01	0
Вміст сірки, мг/кг, не більше	10	0,0002
Вміст механічних залишків:		
Вміст осаду, мг/кг, не більше	24	0
Масова частка метилових етерів та жирних кислот, %, не більше	5	2-4

Джерело: сформовано авторами за даними [4]

Отже, як свідчать дані, наведені в табл. 3.24, якість бензину і дизельного пального, що отримуються за процесом Фішера-Тропша, повністю задовольняє вимогам стандарту Еуро-4, який був розроблений для палива нафтового походження.

Відповідно, і продукти згоряння синтетичного палива містять шкідливі речовини, кількість яких не перевищує норми, встановлені Агенцією з захисту навколишнього середовища США (табл. 3.25).

Отже, за якістю СМП може успішно конкурувати з МП, що отримане шляхом переробки нафти.

Проведене порівняння процесу виробництва СМП з вугільної сировини з традиційною переробкою нафти показує наявність як переваг, так і недоліків цієї технології.

Актуальним є пошук технічних і технологічних рішень, спрямованих на підвищення виходу СМП з синтез-газу. Зокрема, необхідним є пошук рішень, спрямованих на зменшення утворення діоксиду вуглецю (парникового газу), а також рішень, спрямованих на отримання синтез-газу оптимального для подальшого синтезу складу.

Таблиця 3.25

Середня величина шкідливих викидів від згоряння синтетичного дизельного палива порівняно з нормами Агенції з захисту навколишнього середовища США (EPA)

Вид викидів	Шкідливі викиди з вихлопними газами, %		Зниження викидів порівняно з нормами EPA, %
	Синтетичне паливо марки S-2 фірми Syntroleum	Паливо за нормативами EPA	
Незгорілі вуглеводні	0,21	0,25	16
Оксид вуглецю (CO)	0,67	0,94	29
Оксид азоту (NO _x)	6,03	7,03	14
Тверді частинки	0,08	0,15	46

Джерело: сформовано авторами за даними [4]

Одним із напрямів вирішення цих питань є збільшення концентрації водню в синтез-газі, яке може бути досягнуто різними технічними рішеннями, огляд яких наведено в нашій роботі [40].

Висновки до розділу 3

1. В результаті проведеного дослідження було здійснено оцінку сировинного потенціалу виробництва в Україні синтетичного рідкого моторного палива з вугілля. Встановлено, що сировинна база промислового виробництва синтетичного моторного палива має ґрунтуватися на малометаморфованих марках вугілля: бурому, довгополум'яному та газовому, частка яких в наявних геологічних покладах становить близько двох третин. До того ж саме таке вугілля, яке містить велику кількість кисеньвмісних функціональних груп, характеризується належною реакційною здатністю.
2. Визначено, що через практично повне знищення рф теплової електрогенерації в Україні наразі можливе створення головних промислових підприємств з використанням енергетичного, вугілля, яке видобувається діючими шахтами. Зокрема, на сході України доцільне

використання вугілля Західного Донбасу, на заході України – вугілля Львівсько-Волинського басейну.

3. Обґрунтовано, що за післявоєнного відновлення економіки України може виникнути дефіцит ресурсів енергетичного вугілля для виробництва з нього синтетичного моторного палива. Тому необхідно розглядати питання відновлення або створення нових вуглевидобувних потужностей в основних індустріальних регіонах України. Зокрема, на сході України розвиток виробництв синтетичного рідкого моторного палива доцільно буде ґрунтувати на довгополум'яному вугіллі Лозівського району Західного Донбасу (Харківська область). Забезпечення в післявоєнний період сировинної бази виробництва в Західному регіоні України можливе за двома варіантами:

- завершення робіт із будівництва і освоєння проєктної промислової потужності шахти Нововолинська № 10;

- розробка вугілля Тягівського родовища.

4. Доведено, що для забезпечення сировинної бази виробництва в регіонах Центру України потрібне відновлення на новій технічній основі вуглевидобувних підприємств Дніпровського буровугільного басейну, в першу чергу розрізу «Костянтинівський».

5. Найбільш перспективним методом отримання синтетичних рідких палив з вугілля визначено непряму гідрогенізацію. Для отримання вуглеводнів із синтез-газу (друга стадія процесу) найбільш ефективним є одностадійний процес Фішера-Тропша.

Для підвищення ефективності виробництва СМП за процесом Фішера-Тропша актуальною є розробка та реалізація ефективних промислових методів отримання водню для забезпечення оптимального складу синтез-газу. Оптимізація складу синтез-газу дозволяє суттєво підвищити вихід синтетичної нафти з синтез-газу при одночасному зниженні викидів в атмосферу діоксиду вуглецю.

Перелік джерел до розділу 3

1. Рудыка В. И., Ковалёв Е. Т., Старовойт А. Г. Уголь как ключевой энергоноситель XXI века. *Металлургический компас*. 2008. № 4. С. 18–21.
2. МЕА очікує на рекордне споживання вугілля у світі в 2022 році // Радіо Свобода. 16 грудня 2022. URL: <https://www.radiosvoboda.org/a/news-mea-vyhillya-rekord/32179703.html>
3. Тютюнников Ю. Б., Шульга И. В., Филоненко Ю. Я., Чешко В. Ф. Концепции современного естествознания. Харьков : ИД «ИНЖЭК», 2005. 400 с.
4. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Шпілевський В. В., Салашенко Т. І., Котляров Є. І., Шульга І. В. та ін. Техніко-економічні засади створення підгалузі з виробництва рідкого синтетичного палива в Україні. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 212 с.
5. ДСТУ 3472:2015 Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація. Київ : УкрНДНЦ, 2016. 8 с.
6. ГОСТ 12113-94 (ИСО 7404-5-85) Угли бурые, каменные, антрацит, рассеянные органические вещества и углеродистые материалы. Метод определения показателей отражения. Москва : МГССМС, 1994. 25 с.
7. ДСТУ 7722:2015 Вугілля кам'яне. Метод визначення пластометричних показників. Київ : УкрНДНЦ, 2016. 21 с.
8. ISO 562:2010 Hard coal and coke - Determination of volatile matter. Geneva, ISO, 2010. 16 p.
9. ДСТУ 7723:2015. Вугілля кам'яне. Визначення індексу спікання методом Poga. Київ : УкрНДНЦ, 2015. 18 с.
10. ДСТУ ISO 1928:2006 Палива тверді мінеральні. Визначення найвищої теплоти згоряння методом спалювання в калориметричній бомбі та обчислення найнижчої теплоти згоряння (ISO 1928:1995, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2007. 43 с.
11. Мирошниченко Д. В. Углеобразование, характер залегания и добыча угля. Справочник коксохимика. 3-е изд. Т. 1. Угли для коксования. Обогащение углей. Подготовка углей к коксованию. Гл. 1. Харьков : ИД «ИНЖЭК», 2010. С. 15–18. ISBN 978-966-392-311-6.

12. Дроздник И. Д., Старовойт А. Г., Гусак В. Г. Угли для коксования и пылеугольного топлива. Харьков : Контраст, 2011. 188 с.

13. Карта твердих горючих копалин України / Державна служба геології та надр України. URL: https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/2021/04/03ztverd_gor.pdf

14. Іванова А. В. Солоне вугілля як продукт з відкладеним попитом. *Геологічний журнал*. 2020. № 4 (373). С. 34–42.

DOI: <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2020.4.206734>

15. Шульга І. В., Мірошніченко Д. В. Фізика та хімія твердих горючих копалин : навч. посіб. / Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». Харків – Тернопіль : Крок, 2022. 212 с. URL: <http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/57770>

16. Нестеренко Л. Л., Бирюков Ю. В., Лебедев В. А. Основы химии и физики горючих ископаемых. Киев : Вища школа, 1987. 359 с.

17. Шульга І. В., Котляров Є. І., Кизим М. О., Хаустова В. Є. Перспективна сировинна база процесів виробництва рідкого синтетичного палива з українського вугілля. *Вуглехімічний журнал*. 2023. № 5. С. 3–11.

DOI: <https://doi.org/10.31081/1681-309X-2023-0-5-3-11>

18. Державні шахти за 2020–2022 роки скоротили видобуток вугілля більше ніж удвічі – глава «Центренерго» // Інформаційно-аналітичний портал «Енергореформа». 27.03.2023. URL: <http://reform.energy/news/derzhavni-shakhti-za-2020-2022-roki-skorotili-vidobutok-vugillya-bilshe-nizh-udvichi-glava-tsentrenergo-21387>

19. Перелік вуглевидобувних підприємств, розташованих на підконтрольній українській владі території // Донецька обласна державна адміністрація. URL: <https://dn.gov.ua/ekonomika/promislovij-kompleks-ta-transport/vugilna-promislovist/perelik-vuglevidobuvnih-pidpriyemstv-roztashovanih-na-pidkontrolnij-ukrayinskij-vladi-teritoriyi>

20. Приходченко Д. В. Закономірності зміни складу та якості вугілля Лозівського району Західного Донбасу : автореф. дис. ... канд. геол. наук : 04.00.16. Дніпропетровськ, 2015. 20 с. URL: <https://ir.nmu.org.ua/handle/123456789/146688>

21. Савчук В. С., Приходченко В. Ф., Приходченко Д. В., Сдвижкова Е. А. Особенности и закономерности изменения восстановленности углей башкирского яруса Западного Донбасса. *Збірник наукових праць НГУ*. 2015. № 46. С. 69–76.

22. Маценко Г. П., Білецький В. С., Шендрик Т. Г. Короткий словник з петрографії вугілля. Донецьк : Східний видавничий дім, 2011. 74 с.

23. Узіюк В. Кореляційні ознаки вугільних пластів кам'яновугільної системи Донецького і Львівсько-Волинського басейнів. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2016. № 1-2 (168-169). С. 38–61. URL: <http://jnas.nbuv.gov.ua/article/UJRN-0000787223>

24. ISO 11760:2018 Classification of coals. Geneva, ISO, 2018. 16 p.

25. Савчук В. С., Приходченко В. Ф., Приходченко Д. В. Особенности и основные закономерности изменения петрографического состава углей московского яруса Лозовского угленосного района Донбасса. *Вісник Дніпропетровського університету. Сер. «Геологія. Географія»*. 2014. Вип. 15. С. 15–21. URL: https://www.researchgate.net/publication/321996828_Osobennosti_i_osnovnye_zakonomernosti_izmenenia_petrograficeskogo_sostava_uglej_Moskovskogo_arusa_Lozovskogo_uglenosnogo_rajona_Donbassa

26. Приходченко Д. В. Характеристика состава и качества углей свиты C_2^6 Лозовской перспективной площади Западного Донбасса. *Збірник наукових праць НГУ*. 2012. № 37. С. 5–11. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/znpngu_2012_37_3

27. ДСТУ 4083:2012 Вугілля кам'яне та антрацит для пиловидного спалювання на теплових електростанціях. Технічні умови. Київ : УкрНДНЦ, 2013. 15 с.

28. Шульга И. В., Мирошниченко Д. В., Рудыка В. И., Цымбал А. А. Химико-технологическая переработка углей различных регионов Украины. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2019. № 3. 7–15.

DOI: <https://doi.org/10.33070/etars.3.2019.01>

29. Мінеральні ресурси України : щорічник / Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України». 2018. 270 с. URL: http://geoinf.kiev.ua/M_R_2018_1.pdf

30. Скляр М. Г., Шульга И. В., Кафтан Ю. С. и др. Исследование бурых углей Днепровского бассейна как сырья для комплексной химической переработки. *УглеХимический журнал*. 1995. № 3–4. С. 3–10.

31. Шульга И. В., Котляров Е. И., Дорошенко Л. Н. Экономические аспекты технологии непрерывного термоллиза малометаморфизованных углей. *УглеХимический журнал*. 2002. № 5–6. С. 42–46.

32. Дроздник И. Д., Кафтан Ю. С., Шульга И. В. и др. Анализ и обобщение результатов исследования керновых проб поля шахты Любелянская № 1-2 с целью определения технологической ценности углей этой шахты, как сырья для коксования. Отчет по НИР № 263.2009. Харьков : ГП «УХИН», 2009.

33. Филатов Ю. В., Ковалёв Е. Т., Шульга И. В. и др. Теория и практика производства и применения доменного кокса улучшенного качества. Киев : Наук. думка, 2011. 128 с. ISBN 978-966-00-1193-9.

34. Шульга І. В., Мірошніченко Д. В., Богоявленська О. В. Основи технології коксування вугілля : навч. посіб. / Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». Харків – Тернопіль. Крок, 2022. 128 с. URL: <http://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/57769>

35. Зингерман Ю. Е., Кравченко С. А., Мильков В. В. Эффективность применения углей шахты Любелянская, в т.ч. в аспекте энергосбережения. Харьков : Гипрококс, 2015.

36. Савчук В. С. Склад та якість вугілля окремих марок Львівсько-Волинського басейну. *Вісник Дніпропетровського національного університету. Сер. : Геологія, географія*. 2003. Вип. 5. С. 3–11.

37. План відновлення України // Інтернет портал Відновлення України. URL: <https://recovery.gov.ua/>

38. Котляров Є. І., Шульга І. В. Щодо критеріїв оцінювання різних технологій газифікації вугілля // Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики : матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. Харків, 24 листопада 2023. С. 1026–1030. URL: <https://ndc-ipr.org/publications/>

39. Моторное масло Shell Helix Ultra Racing 10w-60. URL: <https://spac.in.ua/shop/masla-i-avtohimiya/shell-helix-ultra-racing-10w-60-11/>

40. Шульга І. В., Кизим М. О., Котляров Є. І. Напрямки удосконалення технологій конверсії вугілля в синтетичні рідкі палива. *Вуглехімічний журнал*. 2023. № 6. С. 37–44.

DOI: <https://doi.org/10.31081/1681-309X-2023-0-6-37-44>

Розділ 4

ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗАСАД СТВОРЕННЯ ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО МОТОРНОГО ПАЛИВА З ВУГІЛЛЯ В УКРАЇНІ

4.1. Порівняльний аналіз технологій виробництва з вугілля синтетичного палива

Можливими шляхами отримання синтетичного рідкого палива з вугілля є [1]:

- термічна деструкція (піроліз);
- пряма гідрогенізація;
- непряма гідрогенізація (через стадію газифікації).

Найбільша частка вуглецю, що конвертується в парогазові продукти, придатна для отримання синтетичних палив, досягається за останнім шляхом, який і був нами обраний для подальшої проробки. Це відповідає загальносвітовим тенденціям [2].

Виконаними раніше дослідженнями [3] показано, що в цей час провідними технологіями газифікації вугілля у світі є:

- газифікація кускового палива в стаціонарному шарі (розробник – німецька фірма Lurgi);
- газифікація подрібненого палива в кипучому (псевдозрідженому) шарі (розробник – німецька фірма Winkler);
- газифікація пиловидного палива в потоці (провідні розробники – німецькі фірми Koppers-Totzek, Siemens, британська компанія Shell);
- газифікація в потоці водовугільної пульпи (провідні розробники – американські фірми Техасо, Chevron, Konoko-Philips).

Порівняльна характеристика цих технологій дозволяє зробити такі висновки.

Головними *перевагами* технології Lurgi є:

- великі масштаби промислового впровадження;
- відносна простота апаратурного оформлення та умов експлуатації;
- високий термічний ККД процесів.

Водночас цьому процесу притаманні і значні *недоліки*:

- використання дефіцитного сортового вугілля крупністю понад 3-13 мм;
- велика кількість побічних продуктів виробництва;
- низький ступінь конверсії водяної пари та велика кількість утворених стічних вод;
- великі капітальні й експлуатаційні витрати.

Головними *перевагами* технології з використанням кипучого шару є:

- простота апаратурного оформлення;
- висока швидкість процесу;
- низький вміст забруднень у стічній воді.

До *недоліків* процесу можна віднести:

- неможливість використання вугілля навіть з незначною спікливістю;
- необхідність використання вугілля з двобічними обмеженнями за крупністю, подрібнення занадто крупних зерен призводить до додаткового утворення непридатних до газифікації дрібних класів;
- значні втрати вихідного вугілля з виносом;
- низький ступінь перетворення вугілля;
- висока вологість газу;
- значний вміст у генераторному газі CO_2 , непридатного ані для енергетичного, ані до хімічного використання. Він є тепличним газом, що в кінцевому підсумку скидається в атмосферу.

Головними *перевагами* процесу газифікації вугілля в потоці є:

- можливість переробляти вугілля з різними властивостями;

- висока швидкість процесу;
- мала кількість забруднень у стічній воді.

До *недоліків* технології можна віднести:

- великі габарити устаткування;
- складність транспортування подрібненого вугілля потоком азоту;
- інтенсивний абразивний знос устаткування;
- значний винос вугілля з отримуваним газом;
- необхідність застосування складних і швидкодіючих систем автоматичного управління.

Головні *переваги* газифікації водовугільної пульпи:

- можливість переробки кам'яного вугілля будь-якої вологості;
- відсутність стадії виробництва пари;
- можливість утилізації вторинних ресурсів;
- високі техніко-економічні показники;
- висока швидкість процесу;
- практично повна відсутність стічних вод;
- можливість використання для приготування пульпи забруднених вод інших виробництв.

Слід також зазначити і *недоліки* процесу:

- низький тепловий ККД;
- неможливість використання бурого вугілля, вміст вологи в якому перевищує її витрату за газифікації, внаслідок чого водний цикл з дефіцитного стає надлишковим, що призводить до утворення величезної кількості стічних вод;
- проведення процесу лише за високих температур і тисків;
- складна схема автоматизації процесу.

За моделювання газифікації слід враховувати, що в газогенераторах одночасно відбувається сукупність взаємопов'язаних процесів [4]:

- гідродинамічні процеси подачі та змішування потоків реагентів;

- запалювання та хімічні реакції;
- нагрів та охолодження часток вугілля, дуття, газу та шлаку внаслідок випромінювання і теплообміну.

Складність цих процесів зумовлюють і складність диференційних рівнянь, що мають складати модельну систему, та складність її вирішення. Тому за моделювання промислових процесів газифікації для практичних цілей найчастіше використовують статистичні моделі, що ґрунтуються на експериментальних даних, отриманих шляхом планованого експерименту.

Для дослідження та моделювання процесів газифікації вуглецевих матеріалів в ДП «УХІН» було створено лабораторну установку [5] з газогенератором барабанного типу.

Використання такого газогенератора дає можливість досліджувати в лабораторних умовах паливо різного виду та крупності, розширити межі температурного інтервалу газифікації.

За проведення експериментів на створеному устаткуванні нами був використаний твердий залишок, отриманий за термолізу (нагріву без доступу повітря до 650 °C [6]) довгополум'яного вугілля шахти ім. Челюскінців [7], оскільки його газифікація відбувається практично без виділення відносно високомолекулярних парогазових продуктів піролізу, в першу чергу смоли, а це дає можливість виключити викривлення отримуваних результатів і досліджувати саме процес газифікації.

Як незалежні змінні були обрані показники, наведені в табл. 4.1 [8].

Таблиця 4.1

Рівні варіювання факторів

Фактори та одиниці виміру	Рівні варіювання		
	Нижній ($X_i=-1$)	Середній ($X_i=0$)	Верхній ($X_i=1$)
1	2	3	4
Витрата повітря, $\text{дм}^3/100$ г твердого продукту	300	400	500
Витрата пари, г/100 г твердого продукту	60	70	80
Температура в реакційній зоні, °C	800	900	1000

Закінчення табл. 4.1

1	2	3	4
Час перебування матеріалу в реакційній зоні, хв	40	50	60

Джерело: розроблено авторами

Як функції відгуку були обрані експериментально визначувані показники: компонентний склад газу за даними хроматографічного аналізу та (перевірно) отриманий волюмометричним методом; вихід газу, врахований газовим годинником, а також розрахункові величини: вологість газу, визначена з балансу води в апаратурі вловлювання; ступінь конверсії пари – за її витратою на газифікацію та конверсію газу; ступінь конверсії вуглецю – за зольністю отримуваного при газифікації шлаку та (перевірно) за виходом і складом газу; теплота згоряння та щільність газу – за його складом.

Під час експериментальних робіт був виконаний повнофакторний експеримент за планом 2^4 [9].

Математична обробка експериментальних даних дозволила отримати наступні рівняння регресії, які адекватно описують експериментальні дані:

Для складу генераторного газу:

➤ метан CH_4 :

$$y_1 = 1,2 - 0,5x_1 - 0,1x_2; \quad (4.1)$$

де:

$$x_1 = \frac{Q_{\text{пов}} - 400}{100}; \quad (4.2)$$

$Q_{\text{пов}}$ – витрата повітря в складі дуття на газифікацію, $\text{дм}^3/100 \text{ г}$ ($\text{м}^3/100 \text{ кг}$) твердого продукту;

$$x_2 = \frac{Q_{\text{пара}} - 70}{10}; \quad (4.3)$$

$Q_{\text{пара}}$ – витрата пари в складі дуття на газифікацію, $\text{дм}^3/100 \text{ г}$ ($\text{м}^3/100 \text{ кг}$) твердого продукту;

- діоксид вуглецю CO_2 :

$$y_2 = 13,11 + 1,36x_1 - 0,69x_2 - 0,71x_3 - 0,79x_4 - 0,14x_1x_2 + 0,14x_1x_3 - \\ - 0,14x_1x_4 - 0,14x_2x_3 + 0,14x_2x_4 + 0,14x_3x_4 + 0,14x_1x_2x_3 - \\ - 0,14x_1x_2x_4 + 0,14x_1x_3x_4 - 0,14x_2x_3x_4 + 0,14x_1x_2x_3x_4; \quad (4.4)$$

де:

$$x_3 = \frac{t - 900}{100}; \quad (4.5)$$

t – температура в реакційній зоні, $^{\circ}\text{C}$;

$$x_4 = \frac{\tau - 50}{10}; \quad (4.6)$$

τ – час перебування матеріалу в реакційній зоні, хв;

- водень H_2 :

$$y_3 = 14,38 - 0,51x_2 - 0,41x_3 + 0,36x_4 - 0,17x_2x_3x_4; \quad (4.7)$$

- оксид вуглецю CO :

$$y_4 = 16,49 - 1,74x_1 + 1,24x_2 + 1,36x_3; \quad (4.8)$$

- азот N_2 :

$$y_5 = 54 + 0,41x_1 - 0,24x_3 - 1,13x_4 + 0,39x_1x_4 + 0,61x_1x_2x_4 - \\ - 0,35x_1x_3x_4 + 0,31x_2x_3x_4 - 0,45x_1x_2x_3x_4; \quad (4.9)$$

- кисень O_2 :

$$y_6 = 0,89 + 0,375x_1 - 0,075x_2 + 0,062x_4 + 0,088x_1x_2 - 0,05x_1x_3 - \\ - 0,05x_1x_4 - 0,05x_2x_4 - 0,075x_2x_3 + 0,088x_1x_2x_3 - \\ - 0,19x_1x_2x_4 - 0,05x_1x_3x_4. \quad (4.10)$$

Властивості сухого газу:

- вихід, $\text{м}^3/\text{кг}$ (тис $\text{м}^3/\text{т}$) вуглецевого матеріалу:

$$y_7 = 4,45 - 0,1x_3 + 0,072x_4 + 0,051x_1x_4 - 0,057x_2x_3 + \\ + 0,059x_1x_2x_4 - 0,049x_1x_3x_4 - 0,058x_1x_2x_3x_4; \quad (4.11)$$

- вологість, $\text{г}/\text{м}^3$:

$$y_8 = 104 + 26x_2 + 10x_3 - 7x_4 + 4x_2x_3 - 3x_1x_2x_4 + 3x_1x_3x_4; \quad (4.12)$$

- нижча теплота згоряння, $\text{ккал}/\text{м}^3$:

$$y_9 = 953 - 113x_1 + 12x_2 + 72x_4 - 13x_1x_2 - 25x_1x_3 + 13x_1x_4 + 25x_2x_4 - \\ - 15x_2x_3 + 11x_3x_4 - 26x_1x_2x_3 + 10x_1x_2x_4 + 24x_1x_3x_4 + 27x_1x_2x_3x_4; \quad (4.13)$$

- щільність, г/м³;

$$y_{10} = 1171 + 12x_1 + x_2 - 9x_4 + 2x_2x_3 + x_3x_4 + 2x_1x_3x_4 + 3x_2x_3x_4. \quad (4.14)$$

Ступінь конверсії, %:

- вуглецю:

$$y_{11} = 91,85 - 2,15x_1 + 1,5x_2 - 0,15x_3 + 3,65x_4 - 0,1x_1x_2 - 0,1x_1x_3 - 0,1x_1x_4 - 0,1x_2x_4 - 0,1x_2x_3 - 0,1x_3x_4 - 0,1x_1x_2x_3x_4; \quad (4.15)$$

- водяної пари:

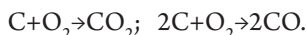
$$y_{12} = 35 - 7,6x_2 - 4,2x_3 + 3,5x_4 - x_2x_4 - 0,9x_2x_3 - 1,2x_1x_2x_3x_4. \quad (4.16)$$

Аналіз отриманих залежностей свідчить, що чотири вхідні змінні можна розділити на дві пари. Перша з них – x_1 та x_2 – характеризує витрату компонентів дуття на газифікацію (повітря та водяної пари). Друга ж – x_3 та x_4 – характеризує глибину протікання хімічних взаємодій (температура в реакційній зоні та час перебування там вуглецевого матеріалу).

Деякі функції відгуку залежать лише від однієї пари вхідних змінних. Так, вміст метану в генераторному газі залежить лише від витрати компонентів дуття та зростає при зменшенні цієї витрати, оскільки утворення метану є наслідком реакцій термічної деструкції, які відбуваються без участі компонентів дуття. Навпаки, вихід газу залежить лише від глибини протікання процесів газифікації і не залежить від витрати компонентів дуття, які, своєю чергою, визначають склад та властивості газу. Водночас більшість параметрів залежить одночасно від обох пар вхідних змінних.

Графічні інтерпретації отриманих рівнянь для головних функцій відгуку наведені на *рис. 4.1–4.14*.

Аналіз рівнянь свідчить, що при збільшенні витрати повітря в складі дуття на газифікацію в отримуваному генераторному газі знижується вміст метану, збільшується кількість діоксиду вуглецю внаслідок зменшення масової частки оксиду вуглецю, зростає вміст азоту та залишкового кисню. Через розбавлення газу негорючими та важкими компонентами знижується його теплота згоряння, та збільшується густина. Ступінь конверсії вуглецю в парогазові продукти дещо зменшується внаслідок інтенсифікації швидких реакцій вуглецю з киснем:



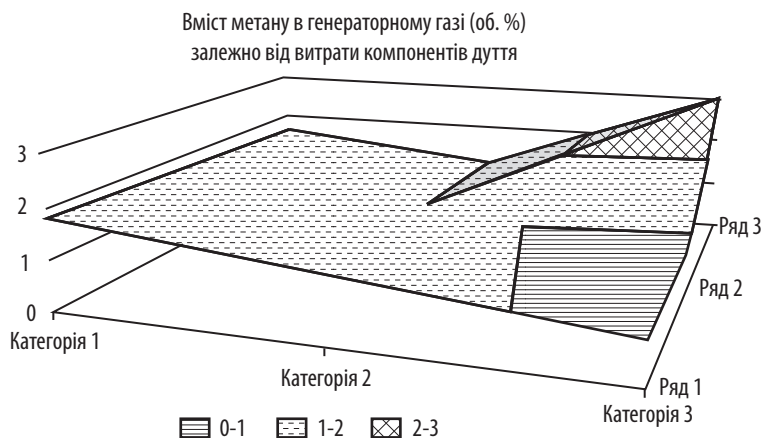


Рис. 4.1. Залежність вмісту метану в генераторному газі (об. %) від витрати компонентів дуття – повітря: ряд 1 – 3 м³/кг; ряд 2 – 4 м³/кг; ряд 3 – 5 м³/кг; пара: категорія 1 – 0,48 кг/кг; категорія 2 – 0,56 кг/кг; категорія 3 – 0,64 кг/кг

Джерело: складено авторами

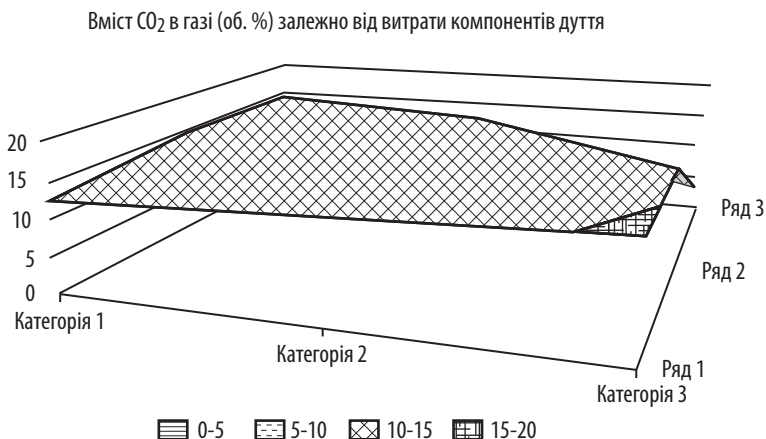


Рис. 4.2. Залежність вмісту CO₂ в генераторному газі (об. %) від витрати компонентів дуття – повітря: ряд 1 – 3 м³/кг; ряд 2 – 4 м³/кг; ряд 3 – 5 м³/кг; пара: категорія 1 – 0,48 кг/кг; категорія 2 – 0,56 кг/кг; категорія 3 – 0,64 кг/кг

Джерело: складено авторами

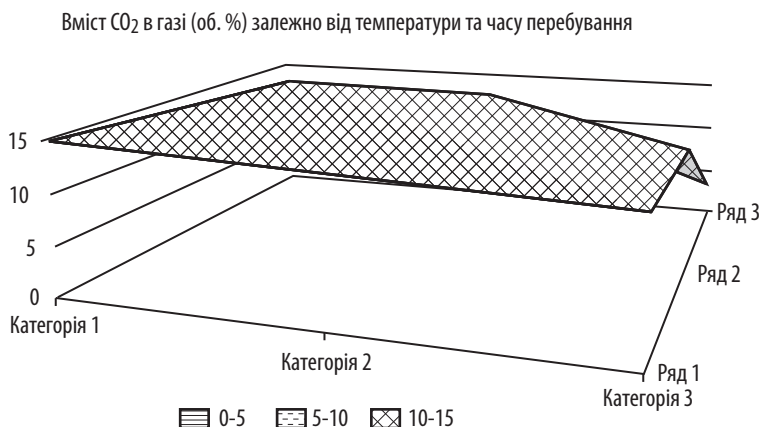


Рис. 4.3. Залежність вмісту CO_2 в генераторному газі (об. %) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв

Джерело: складено авторами

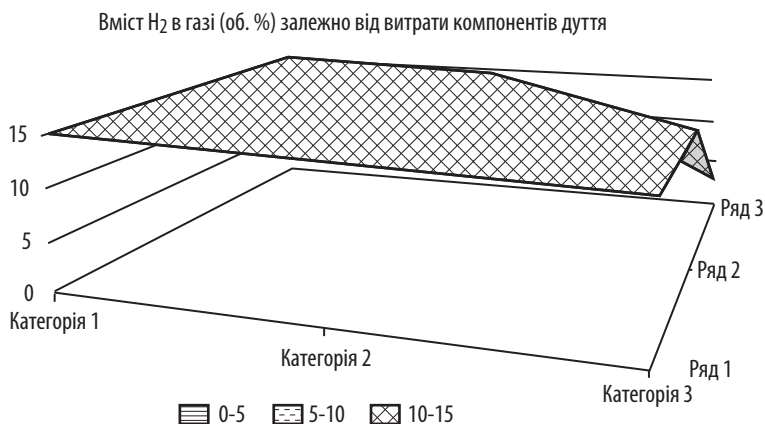


Рис. 4.4. Залежність вмісту водню в генераторному газі (об. %) від витрати компонентів дуття – повітря: ряд 1 – 3 м³/кг; ряд 2 – 4 м³/кг; ряд 3 – 5 м³/кг; пара: категорія 1 – 0,48 кг/кг; категорія 2 – 0,56 кг/кг; категорія 3 – 0,64 кг/кг

Джерело: складено авторами

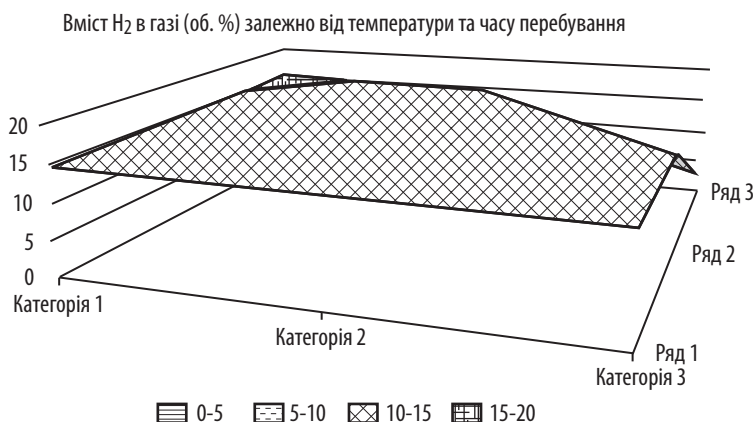


Рис. 4.5. Залежність вмісту водню в генераторному газі (об. %) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв

Джерело: складено авторами

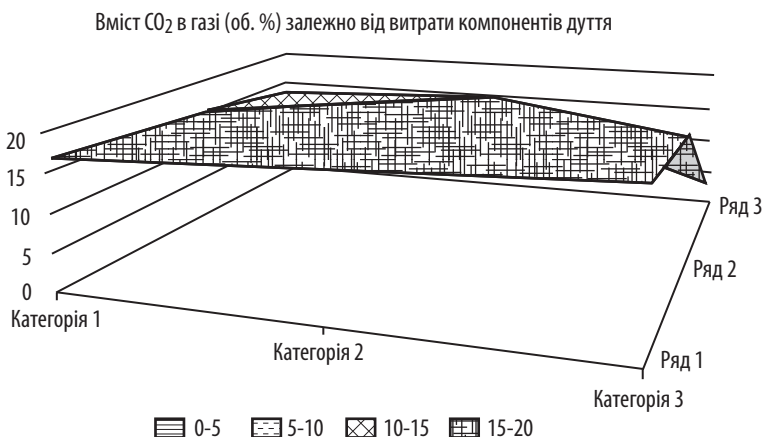


Рис. 4.6. Залежність вмісту CO в генераторному газі (об. %) від витрати компонентів дуття – повітря: ряд 1 – 3 м³/кг; ряд 2 – 4 м³/кг; ряд 3 – 5 м³/кг; пара: категорія 1 – 0,48 кг/кг; категорія 2 – 0,56 кг/кг; категорія 3 – 0,64 кг/кг

Джерело: складено авторами

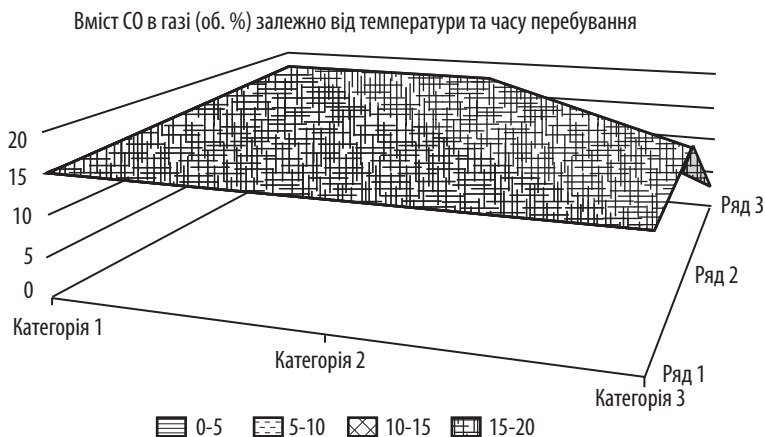


Рис. 4.7. Залежність вмісту CO в генераторному газі (об. %) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв

Джерело: складено авторами

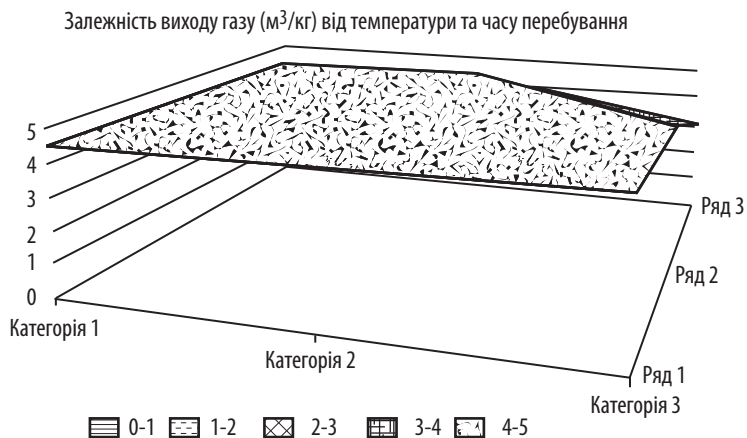


Рис. 4.8. Залежність вмісту водню в генераторному газі (об. %) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв

Джерело: складено авторами

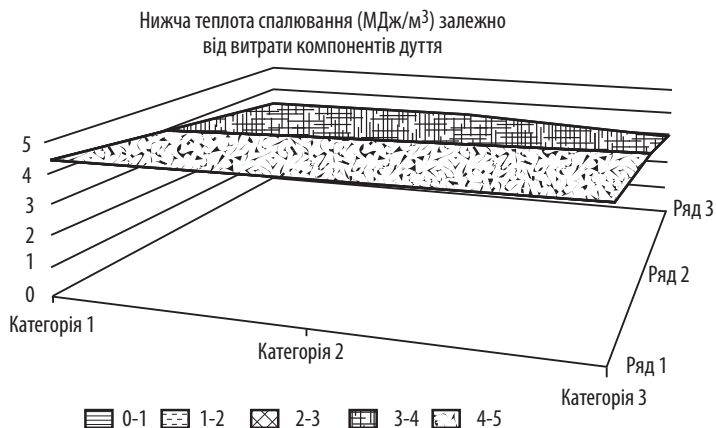


Рис. 4.9. Залежність нижчої теплоти спалювання генераторного газу (МДж/м³) від витрати компонентів дуття – повітря: ряд 1 – 3 м³/кг; ряд 2 – 4 м³/кг; ряд 3 – 5 м³/кг; пара: категорія 1 – 0,48 кг/кг; категорія 2 – 0,56 кг/кг; категорія 3 – 0,64 кг/кг
Джерело: складено авторами

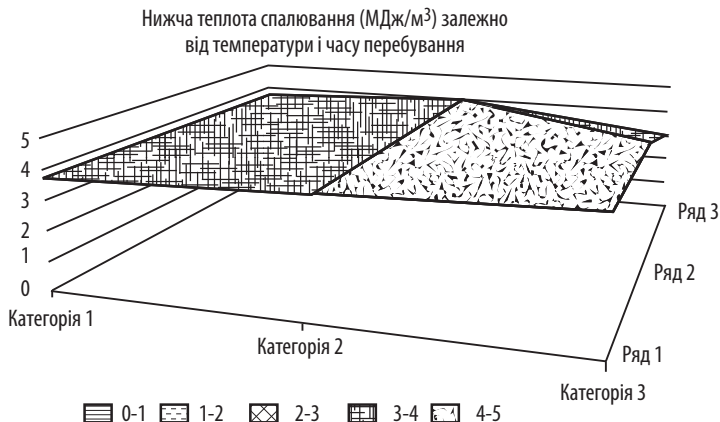


Рис. 4.10. Залежність нижчої теплоти спалювання генераторного газу (МДж/м³) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв
Джерело: складено авторами

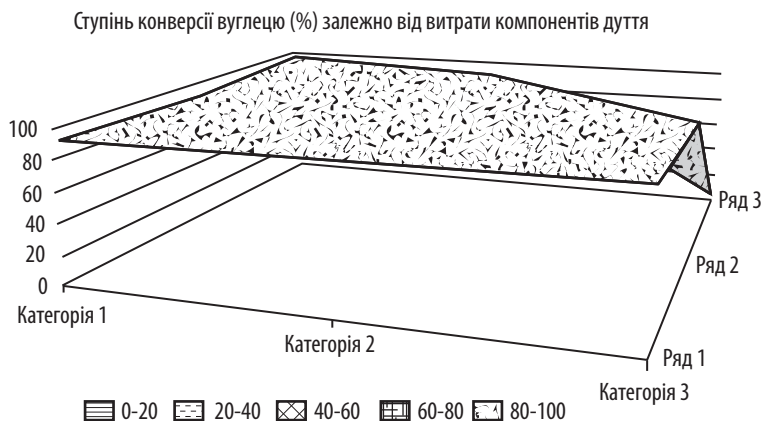


Рис. 4.11. Залежність ступеня конверсії вуглецю (%) від витрати компонентів дуття – повітря: ряд 1 – 3 м³/кг; ряд 2 – 4 м³/кг; ряд 3 – 5 м³/кг; пара: категорія 1 – 0,48 кг/кг; категорія 2 – 0,56 кг/кг; категорія 3 – 0,64 кг/кг

Джерело: складено авторами

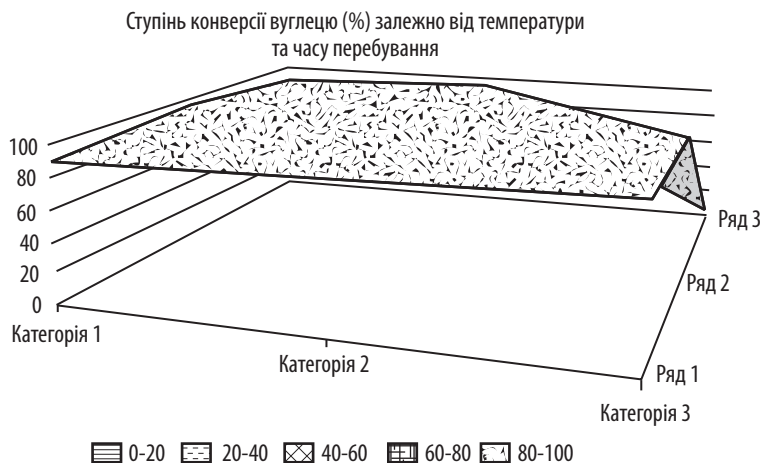


Рис. 4.12. Залежність ступеня конверсії вуглецю (%) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв

Джерело: складено авторами

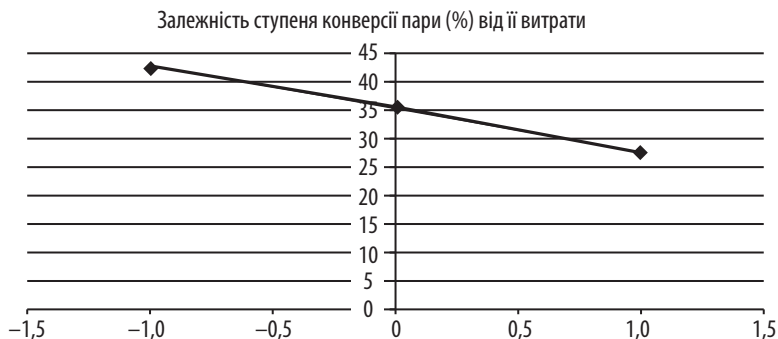


Рис. 4.13. Залежність ступеня конверсії пари (%) від її витрати в інтервалі 0,48-0,64 кг/кг

Джерело: складено авторами

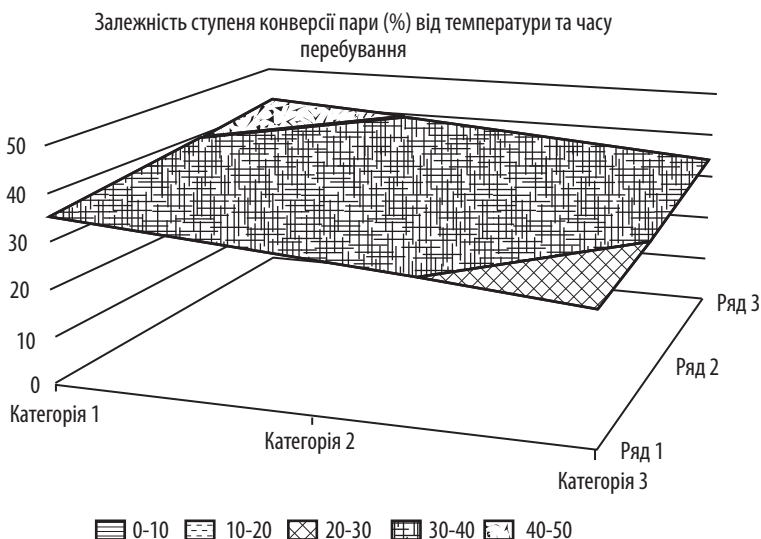
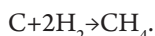


Рис. 4.14. Залежність ступеня конверсії пари (%) від температури та часу перебування – температура: ряд 1 – 800 °С; ряд 2 – 900 °С; ряд 3 – 1000 °С; час перебування: категорія 1 – 40 хв; категорія 2 – 50 хв; категорія 3 – 60 хв

Джерело: складено авторами

Як свідчить термодинамічний аналіз [10], перша з цих реакцій більш ймовірна. Тобто вона інтенсифікується в першу чергу, але вона ж характеризується і вдвічі більшою питомою витратою кисню на одиницю маси вуглецю. Тому за відносно невеликого збільшення витрати повітря (а отже, й кисню) за умов загальної нестачі останнього порівняно із стехіометрично необхідною його кількістю (що є загальною особливістю процесу газифікації в порівнянні з іншими технологіями переробки твердих вуглецевих матеріалів) ступінь конверсії вуглецю в парогазові продукти дещо знижується.

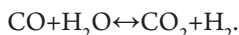
Якщо ж у складі дуття збільшується витрата пари, то це призводить до зменшення вмісту в генераторному газі метану – продукту термохімічних перетворень органічної маси без участі компонентів дуття, наприклад:



Також зменшується вміст діоксиду вуглецю та водню через зниження ступеня конверсії водяної пари через її надлишок, що інтенсифікує реакції, які відбуваються з поглинанням тепла:

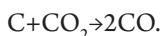


Водночас вміст оксиду вуглецю в генераторному газі дещо зростає, оскільки він є продуктом менш ендотермічної (першої із щойно наведених) реакції, а також через зсув вправо через збільшення концентрації водяної пари оборотної хімічної реакції парової конверсії оксиду вуглецю:



За незмінної витрати повітря, що надходить з дуттям, в отримуваному генераторному газі зменшується вміст залишкового кисню. Внаслідок зниження ступеня конверсії водяної пари дещо збільшується вологість отримуваного газу, щільність же його лишається практично незмінною. Ступінь конверсії вуглецю зростає через збільшення концентрації реагенту (водяної пари), що, відповідно до закону діючих мас, збільшує швидкість реакції.

Підвищення температури процесу, перш за все, зсуває вліво рівновагу записаної вище оборотної реакції конверсії. Також інтенсифікуються реакції взаємодії вуглецю з водяною парою, а також діоксидом вуглецю:



В результаті в отримуваному газі знижується вміст діоксиду вуглецю та водню за одночасного збільшення частки оксиду вуглецю. Зсув рівноваги призводить до зменшення об'єму компонентів сухого газу, тому вихід газу дещо знижується, а його теплота згоряння зростає. Збільшується і вологість газу, а знижується – ступінь конверсії водяної пари. Ступінь конверсії вуглецю змінюється незначно.

Збільшення тривалості перебування матеріалу в реакційній зоні призводить до поглиблення записаних вище хімічних взаємодій. Відповідно до цього в отримуваному газі зростає вміст водню та оксиду вуглецю за рахунок зниження частки діоксиду вуглецю. Ці реакції характеризуються найбільшим питомим виходом газових продуктів на одиницю маси вуглецю, тому вихід газу зростає, та в ньому знижуються вміст баластного азоту і вологість, зменшується густина, зростає теплота згоряння та ступінь конверсії як вуглецю, так і водяної пари.

Вплив різних технологічних параметрів на показники процесу газифікації взаємопов'язаний, про що свідчить значна кількість нелінійних складників у рівняннях регресії, отриманих під час експериментальних досліджень. Тому визначити єдині оптимальні параметри процесу принципово неможливо. Їх слід визначати окремо для кожного конкретного напрямку використання генераторного газу. Так, за енергетичного використання узагальненим показником, що характеризує споживацькі властивості газу, є максимальна кількість теплової енергії, отримуваної за його спалювання. Ця величина пропорційна двом показникам:

- виходу газу на одиницю маси твердого матеріалу, що газифікується, y_7 ;
- теплоті згоряння газу y_9 .

Тому критерій оптимізації в цьому випадку виглядає таким чином:

$$y_7 y_9 \rightarrow \max. \quad (4.17)$$

За використання отриманого газу як сировину для хімічних синтезів або як відновника цільовими компонентами є водень y_3 та оксид вуглецю y_4 . Тоді критерієм оптимізації буде:

$$(y_3 + y_4) y_9 \rightarrow \max, \quad (4.18)$$

де y_9 – нижча теплота згоряння, розрахована за методикою [11].

Отримані вирази для функцій відгуку (показників отримуваного газу) від змінюваних факторів були використані для знаходження максимумів наступних комплексів величин:

$$\begin{aligned}\Phi_1 &= y_7(y_3 + y_4); \\ \Phi_2 &= y_7 y_9.\end{aligned}\tag{4.19}$$

Тобто отримані рівняння були використані для знаходження технологічних режимів, які дозволяють одночасно отримувати більше газу з вищим вмістом H_2 та CO та відповідно більше газу з вищою теплотою згоряння. Отже, йдеться про знаходження максимумів функцій чотирьох змінних Φ_1 та Φ_2 в інтервалі кодованих значень:

$$-1 \leq x_i \leq 1; \quad (i = 1, 2, 3, 4).\tag{4.20}$$

Тут: x_1 – витрата повітря на дуття за газифікації;

x_2 – витрата пари;

x_3 – температура в реакційній зоні;

x_4 – час перебування матеріалу в реакційній зоні.

В результаті отримали, що для Φ_1 та Φ_2 максимумами функцій знаходяться на краї інтервалу в точках:

$$\begin{aligned}x_{i1\max} &= \{-1; 1; 1; 1\}; \\ x_{i2\max} &= \{-1; 1; -1; 1\}.\end{aligned}\tag{4.21}$$

Отже, максимальні значення Φ_1 та Φ_2 досяжні за мінімальної в дослідженому інтервалі значень витраті повітря та максимальній витраті пари. Також максимальним, природно, є час перебування матеріалу в реакційній зоні. Що ж стосується температури в реакційній зоні x_3 , то максимуму Φ_1 відповідає максимальне на інтервалі значення:

$$x_3|_{\Phi1\max} = 1.\tag{4.22}$$

Водночас максимуму Φ_2 відповідає мінімальне на інтервалі значення x_3 :

$$x_3|_{\Phi2\min} = -1.\tag{4.23}$$

Тобто для отримання максимальної кількості газу з максимальним вмістом водню та оксиду вуглецю потрібна максимальна температура в реакційній зоні, а для отримання максимальної кількості газу з макси-

мальною температурою згоряння температура в реакційній зоні має бути мінімальною.

За умов майбутніх промислових установок отримані результати можуть бути використані з урахуванням наявного досвіду роботи промислових установок в інших країнах. Зокрема, технологічний режим має забезпечувати тривалу стійку роботу установки з високими техніко-економічними показниками.

Для цього необхідне наступне. Надходження тепла до установки (сума теплоти спалювання та ентальпії вихідної сировини і компонентів дуття) має дещо перевищувати витрати (сума теплоти спалювання та ентальпії отримуваних продуктів) з тим, щоб теплові втрати складали 4–11 %. Час перебування вуглецевого матеріалу в реакційній зоні повинен забезпечувати ступінь конверсії вуглецю в парогазові продукти не менш ніж 95 %. Температура газифікації має бути достатньою для стійкого здійснення ендотермічних реакцій взаємодії вуглецю з водяною парою та водночас не перевищувати температурних меж, вище за які втрачається працездатність конструкційних матеріалів, що використані для виготовлення устаткування.

Прямий синтез вуглеводнів за Фішером-Тропшем в промислових масштабах освоєний лише південно-африканською корпорацією Sasol [12; 13].

Промислові реактори Sasol першого покоління мали стаціонарний шар каталізатора (залізного або кобальтового). Вони працювали під тиском до 2–3 МПа. Реактор останньої типової конструкції мав 2052 труби діаметром 46 мм та завдовжки 12 м із загальним об'ємом каталізатора 40 м^3 . Поверхня теплообміну для відведення надлишкового тепла – 230 м^3 на 1000 м^3 конвертованого синтез-газу. Температура процесу $200 \dots 215 \text{ }^\circ\text{C}$, об'ємна швидкість – до 700 годин^{-1} . Продуктивність за кінцевими продуктами (вуглеводнями) – 18 тис. т/рік.

Установки Sasol останнього покоління мають реактори зі зваженим шаром порошковидного каталізатора. Температура синтез-газу на вході до реактора $160 \text{ }^\circ\text{C}$, тиск 2,2 МПа. До синтез-газу вводять потік каталізатора, нагрітого до $350 \text{ }^\circ\text{C}$. Внаслідок утилізації тепла отримують пару

тиском 1,3 МПа в кількості близько 15 т/годину. В реакторі висотою 30 м циркулює 130–140 т каталізатора, тобто крізь поперечний переріз апарату проходить каталізатора ≈ 6000 т/годину. Кількість вихідного синтез-газу, що подається до реактора, складає 90–100 тис м^3 /годину. Кінцевий вихід вуглеводнів – 30–35 % від органічної маси вугілля. Процес здійснюється на залізному каталізаторі за 2,0–2,5 МПа.

Також можливий непрямий синтез вуглеводнів – крізь метанол. Механізм перетворення метанолу на вуглеводні складається з двох стадій:

- утворення діметилового етеру;
- перетворення діметилового етеру на цеолітовому каталізаторі.

Зараз у світі на різних стадіях освоєння знаходяться три схеми отримання бензину з метанолу [14]:

- двоступінчасте перетворення;
- одноступінчасте перетворення в кипучому шарі каталізатора;
- одноступінчасте перетворення в трубчастому реакторі зі стаціонарним шаром каталізатора.

Найбільш відпрацьованим є процес компанії Mobil Oil. Вихід вуглеводнів в цьому процесі становить 44 % від метанолу.

Таким чином, порівняльний аналіз різних технологій виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля свідчить, що найкращим технологічним варіантом для умов нашої країни є двостадійне виробництво:

- 1) газифікація вугілля;
- 2) синтез вуглеводнів за Фішером-Тропшем з генераторного газу, отриманого на першій стадії.

За газифікації кам'яного вугілля слід використовувати технологію газифікації водовугільної пульпи за Техасо як таку, що має найкращі техніко-економічні показники, зокрема, дозволяє практично повністю перетворювати тепло отриманого генераторного газу на теплову та електричну енергію. Для переробки бурого вугілля доцільно використовувати технологію парокисневої газифікації буровугільних брикетів за Lurgi.

Загальною негативною особливістю генераторного газу, отриманого з вугілля за будь-якою технологією, є недостатня кількість водню порівня-

но з оксидом вуглецю, що генетично зумовлене елементним складом вугілля, де співвідношення Н:С в кілька разів менше, ніж аналогічне співвідношення в нафті. Це визначає необхідність розробки способів збагачення отриманого генераторного газу воднем зі сторонніх джерел.

4.2. Розрахунок матеріального балансу переробки вугілля в синтетичне моторне паливо

Розрахунок матеріального балансу, як правило, ведуть на 100 кг або 1000 кг робочої або сухої маси вихідного вугілля. При складанні матеріального балансу кількості молів основних компонентів генераторного газу – CO , CO_2 , H_2 , H_2O (водяна пара, яка не прореагувала) визначають з системи чотирьох рівнянь з чотирма невідомими:

- баланс вуглецю:



де $\text{C}_{\text{вих}}$ – кількість молів вуглецю у вугіллі, що надходить у зону газифікації;

- баланс водню:

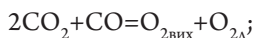


де $\text{H}_2\text{O}_{\text{вих}}$ – кількість молів води, що надходить з вихідним вугіллям;

$\text{H}_2\text{O}_{\text{А}}$ – кількість молів водяної пари, що надходить з дуттям (або води, використаної для приготування пульпи);

$\text{H}_{2\text{вих}}$ – кількість молів водню, що надходить з вихідним вугіллям;

- баланс кисню:



де 2 – кількість атомів кисню в молекулі CO_2 ;

$\text{O}_{2\text{вих}}$ – кількість молів кисню, що надходить з вихідним вугіллям;

$\text{O}_{2\text{А}}$ – кількість молів кисню, що надходить з дуттям.

Як четверте рівняння для технологій газифікації в потоці (Siemens та Техасо) використовується співвідношення концентрацій (кількості молів) різних речовин в отриманому газі за практичними даними [4; 15]:

$$K = \frac{CO}{CO_2 \cdot H_2}. \quad (4.24)$$

Для більш повільного процесу газифікації в стаціонарному шарі (технологія Lurgi) четвертим рівнянням є вираз для константи рівноваги оборотної реакції:

$$CO_2 + H_2 \leftrightarrow CO + H_2O;$$
$$K_p = \frac{CO \cdot H_2O}{CO_2 \cdot H_2}. \quad (4.25)$$

Величину K_p визначають згідно із залежністю її логарифму від абсолютної температури (в К) в реакційній зоні T [4]:

$$\lg K_p = 7,62 - \lg T - \frac{2559}{T} - \frac{21261}{T^2}. \quad (4.26)$$

Отримане рішення системи з чотирьох рівнянь перевіряють шляхом складання теплового балансу (за вищою межею) отримання генераторного газу розрахованого складу за умов раніше прийнятих температур газу в реакційній зоні та на виході з реактора. Припустимо величину теплових втрат приймають на рівні 4–11 %. Така частка втрат свідчить про правильність прийнятих значень витрати пари (води) та кисню в складі дуття на газифікацію.

У випадку виходу величини теплових втрат за межі прийнятого інтервалу 4–11 % витрати пари (води) та кисню коригують відповідно до результатів розрахунку: якщо теплові втрати занадто великі, знижують кількість молів кисню, який подається в складі дуття за рахунок відповідного збільшення кількостей молів води (пари). Подальший розрахунок ведуть методом послідовних наближень.

За кількістю молів утворених продуктів газифікації визначають вихід генераторного газу в m^3/t вугілля. Кількість домішок, які потрібно вилучити з газу, визначають таким чином:

► для смоли за газифікації в стаціонарному шарі – 50 % від ресурсів її утворення без доступу повітря;

➤ для аміаку – виходячи з витрати на його утворення 25 % азоту вугілля (за припущення, що решта його переходить в газ);

➤ для сірководню – виходячи з витрати на його утворення 80 % сірки вугілля (за припущення, що решта її переходить до шлаку).

Склад генераторного газу визначають за кількістю молів утворених продуктів газифікації, а потім за визначеним складом розраховують властивості газу – його густину та теплоту спалювання. Матеріальний баланс газифікації для умов сходу України передбачає, згідно з результатами наших попередніх досліджень [16], використання вугілля Західного Донбасу, характеристику якого наведено в *табл. 4.2*.

Таблиця 4.2

Характеристика довгополум'яного вугілля Західного Донбасу

Показники та позначення	Одиниці виміру	Числові значення
Технічний аналіз:	%	
Вологість робочої маси W'_t		14,2
Зольність сухої маси A^d		15,0
Вихід летких речовин із сухої знезоленої (горючої) маси V^{daf}		44,1
Сірчистість загальна сухої маси S^d_t		1,4
Товщина пластичного шару Y	Мм	6
Середній довільний показник відбиття вітриніту R^0	%	0,55
Сума опіснювальних компонентів ΣOK	%	25
Елементний склад органічної маси:	%	
Вуглець C^{daf}		80,9
Водень H^{daf}		5,3
Сірка загальна S^{daf}_t		1,7
Азот N^{daf}		1,1
Кисень O^{daf}_d		11,0

Джерело: банк результатів дослідження вугілля ДП «УХІН»

Матеріальний баланс газифікації довгополум'яного кам'яного вугілля Західного Донбасу за процесом Техасо наведений в *табл. 4.3*.

Таблиця 4.3

Матеріальний баланс газифікації довгополум'яного кам'яного вугілля
Західного Донбасу за процесом Техасо

Прибуток	Кг	%	Витрата	кг	%
1. Вугілля сухе	1000	29,2	1. Генераторний газ сухий	1586	46,4
2. Волога вугілля	166	4,9			
3. Вода на пульпу	1500	43,9	2. Волога в газі	289	8,5
4. Кисень	750	22,0	3. Конденсат	1370	40,1
РАЗОМ	3416	100,0	4. Аміак	2	0,1
			5. Сірководень	11	0,3
			6. Шлак	158	4,6
			РАЗОМ	3416	100,0

Джерело: складено авторами

Розрахунковою одиницею при складанні балансу прийнято 1000 кг сухого вугілля. Вміст води у вугіллі розраховується за його робочою вологістю за формулою:

$$G_W = C^d \frac{W_t^r}{100 - W_t^r}, \quad (4.27)$$

де G^d – витрата сухого вугілля, кг;

W_t^r – вологість сухого вугілля, %.

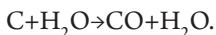
Витрата води на приготування пульпи (1,5 т/т сухого вугілля) приймається з умови отримання транспортабельної водовугільної суміші.

Витрата кисню має за умови стехіометричного надлишку води у складі пульпи забезпечувати практично повну ($\geq 98\%$) конверсію вуглецю органічної маси вугілля у парогазові продукти.

Склад сухого газу визначається шляхом вирішення системи балансових рівнянь за основними елементами (вуглець, водень, кисень) сумісно з прийнятим співвідношенням основних компонентів вологого газу (CO , CO_2 , H_2 , H_2O). Вихід газу цього складу визначається з умови досягнення практично повної конверсії органічної маси вугілля в парогазові продукти. За складу сухого газу (об. %) – H_2 – 35; CO – 52; CO_2 – 13 – його

густина за 0 °С та 101,3 кПа становить 0,936 кг/м³, що визначає об'ємний вихід газу 1694 м³/т сухого вугілля.

Вміст вологи в сухому газі визначається умовами насичення отриманого газу після охолодження в котлі-утилізаторі другого ступеня (200 °С) за фактичного тиску (4 МПа). Вся надлишкова волога, що міститься у вологому газі на виході з реактора, конденсується. Ця величина менша за воду, витрачену на приготування пульпи, внаслідок витрати води на газифікацію вугілля за реакцією:



В нашому випадку цей дефіцит води становить:

$$1500 - 1370 = 130 \text{ кг/т сухого вугілля.} \quad (4.28)$$

Він має поповнюватись додаванням сторонньої води в цикл приготування пульпи. При цьому, як вже зазначалось, може використовуватись забруднена органічними речовинами вода.

Вихід аміаку визначається з вмісту азоту в органічній масі вугілля та коефіцієнта його переходу до газу 25 %. Вихід сполук сірки в перерахунку на сірководень визначається з вмісту загальної сірки у вугіллі та коефіцієнта її переходу до газу 80 %. Вихід шлаку визначається зольністю сухої маси вугілля та вмістом вуглецю в шлаку на рівні 5 %:

$$\frac{150}{0,95} = 158 \text{ кг/т,} \quad (4.29)$$

де 150 – вміст мінеральних речовин в сухому вугіллі за зольності сухої маси 15 %, кг/т сухого вугілля;

0,95 – частка мінеральних речовин в шлаку за вмісту в ньому вуглецю 5 %.

Кількість вуглецю, що переходить до шлаку:

$$158 - 150 = 8 \text{ кг/т.} \quad (4.30)$$

Це забезпечує умову щодо ступеня конверсії вуглецю вихідного вугілля до парогазових продуктів ≥ 98 %.

Газифікація для умов західного регіону України передбачає, згідно з результатами наших попередніх досліджень [15], використання ву-

гілля Львівсько-Волинського басейну, характеристику якого наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Характеристика довгополум'яного газового вугілля
Львівсько-Волинського басейну (вугілля шахти «Нововолинська» № 9,
збагачене на ЦЗФ «Червоноградська»)

Показники та позначення	Одиниці виміру	Числові значення
Технічний аналіз:	%	
Вологість робочої маси W_t^r		8,0
Зольність сухої маси A^d		15,0
Вихід летких речовин із сухої знезоленої (горючої) маси V^{daf}		39,1
Сірчистість загальної сухої маси S_t^d		3,6
Товщина пластичного шару Y	мм	6
Середній довільний показник відбиття вітриніту R^0	%	0,64
Сума опіснювальних компонентів ΣOK	%	20
Елементний склад органічної маси:	%	
Вуглець C^{daf}		80,4
Водень H^{daf}		5,1
Сірка загальна S_t^{daf}		3,2
Азот N^{daf}		1,1
Кисень O_d^{daf}		10,2

Джерело: банк результатів дослідження вугілля ДП «УХІН»

Матеріальний баланс газифікації цього вугілля за процесом Техасо наведений в табл. 4.5.

Наведений баланс близький до балансу газифікації вугілля Західного Донбасу, що визначається використанням однієї й тієї ж самої технології та близькістю властивостей вугілля.

Невеликі відмінності визначаються головним чином певними відмінностями у властивостях вугілля. Так, менша вологість вугілля визначає дещо більшу кількість сухого газу – об'ємний вихід становить 1806 м³/т

Таблиця 4.5

Матеріальний баланс газифікації довгополум'яного кам'яного вугілля
Львівсько-Волинського басейну за процесом Техасо

Прибуток	Кг	%	Витрата	Кг	%
1. Вугілля сухе	1000	29,6	1. Генераторний газ сухий	1598	47,2
2. Волога вугілля	87	2,6			
3. Вода на пульпу	1500	44,3	2. Волога в газі	308	9,1
4. Кисень	795	23,5	3. Конденсат	1294	38,3
РАЗОМ	3382	100,0	4. Аміак	3	0,1
			5. Сірководень	21	0,6
			6. Шлак	158	4,7
			РАЗОМ	3382	

Джерело: складено авторами

сухого вугілля. Більший вміст у вугіллі азоту та сірки зумовлює більшу кількість отримуваних аміаку та сірководню.

Для умов центрального регіону України сировинна база процесу передбачає використання бурого вугілля Дніпровського басейну – розрізу «Костянтинівський» Олександрійського родовища. Характеристику цього вугілля наведено в табл. 4.6.

Таблиця 4.6

Характеристика бурого вугілля розрізу «Костянтинівський»
Олександрійського родовища Дніпровського басейну

Показники та позначення	Одиниці виміру	Числові значення
1	2	3
Технічний аналіз:	%	
Вологість робочої маси W'_t (після попереднього підсушування)		19,0
Зольність сухої маси A^d		15,1
Вихід летких речовин із сухої знезоленої (горючої) маси V^{daf}		55,7
Сірчистість загальна сухої маси S^d_t		4,4
Середній довільний показник відбиття вітриніту R^0	%	0,33

Закінчення табл. 4.6

1	2	3
Сума опіснювальних компонентів ΣOK	%	6
Елементний склад органічної маси:	%	
Вуглець C^{daf}		72,3
Водень H^{daf}		6,0
Сірка загальна S_t^{daf}		5,2
Азот N^{daf}		0,6
Кисень O_d^{daf}		15,9

Джерело: банк результатів дослідження вугілля ДП «УХІН»

Як видно з цих даних, рихле землисте буре вугілля має надзвичайно високий вміст води, що значно перевищує потребу у воді для газифікації вуглецю. Тому за використання процесом Техасо водний цикл пульту з дефіцитного стає надлишковим, що зумовлює величезну кількість стічних вод. Тому для переробки такого вугілля пропонується його попереднє підсушування до вологості 19 %, брикетування підсушеного вугілля без використання зв'язуючого (його роль виконуватиме залишкова вода підсушеного вугілля) та парокиснева газифікація отриманих брикетів в щільному стаціонарному шарі за технологією Lurgi.

Матеріальний баланс газифікації буровугільних брикетів в стаціонарному шарі за процесом фірми Lurgi наведений в табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Матеріальний баланс газифікації бурого вугілля розрізу «Костянтинівський» Дніпровського басейну за процесом Lurgi

Прибуток	Кг	%	Витрата	Кг	%
1	2	3	4	5	6
1. Вугілля сухе	1000	40,4	1. Генераторний газ сухий	1709	69,1
2. Волога вугілля	235	9,5			
3. Кисень	959	38,8	2. Волога в газі	383	15,4
4. Пара:	280	11,3	3. Смола	54	2,2

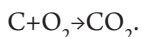
Закінчення табл. 4.7

1	2	3	4	5	6
- розкладена	48	1,9	4. Аміак	1	0,1
- нерозкладена	232	9,4	5. Сірководень	31	1,3
РАЗОМ	2474	100,0	6. Винос	20	0,8
			7. Вода надлишкова	117	4,7
			8. Шлак	159	6,4
			РАЗОМ	2474	100,0

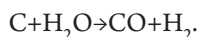
Джерело: складено авторами

Особливістю цього матеріального балансу, в першу чергу, є менша температура в реакційній зоні ($\approx 800^\circ\text{C}$ проти $\approx 1600^\circ\text{C}$ за процесом Техасо), що закономірно визначає менші швидкості процесу та більший час перебування матеріалу в реакційній зоні – ≈ 40 хв проти кількох секунд в процесі Техасо. Це дає можливість здійснення в реакторі Lurgi повільних процесів термічної деструкції органічної маси вугілля без доступу компонентів дуття – пари та кисню. Найбільш наочним свідченням цього є помітний вихід смоли – $\approx 10\%$ (відн.) від загального виходу летких речовин з вугілля. Продукти термічної деструкції присутні також в очищеному генераторному газі – метан (6,2 об. %) та важкі вуглеводні (насичені, ненасичені та ароматичні) – 0,8 об. %. Основна ж частина складу генераторного газу (CO – 24,6 об. %; CO_2 – 42,7 %; H_2 – 25,5 %) та його вологість визначаються, як зазначено вище, балансом відповідних елементів (вуглецю, водню, кисню) та рівнянням співвідношення продуктів реакції конверсії. У зв'язку з низькою швидкістю процесу це співвідношення близьке до рівноважного та з достатньою для практичних цілей точністю визначається константою рівноваги реакції.

Через нижчу температуру процесу газифікації більша частина кисню витрачається на спалювання частини вуглецю вихідного вугілля:



Виділене при цьому тепло дає можливість здійснити ендотермічний процес взаємодії решти вуглецю з водяною парою:



При цьому утворюється еквімолярна кількість водню та оксиду вуглецю CO, що є головним фактором, який визначає співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2 \approx 1$ в отримуваному газі. Відхилення зумовлені вмістом кисню та водню в органічній масі вихідного вугілля.

Вологість газу визначається в першу чергу умовами його охолодження в колекторі, що є певним чином аналогом газозбірнику в коксохімічному виробництві. Температура охолодження газу в колекторі прийнята згідно з цією аналогією на рівні 82 °C (п. 10.222 ПТЕ-2017 [17]).

Решта води конденсується в колекторі разом із смолою. Крім цього, до конденсованої фази переходять і тверді частки виносу вугілля з реактора. Також за аналогією з коксохімічним виробництвом газова фаза відділяється від конденсованих продуктів у сепараторі. Розділення продуктів охолодження та конденсації з виділенням підсмольної води, смоли (щільність якої менша за щільність води) та нерозділених залишків – фусів (колоїдної системи, де дисперсною фазою є тверді частки виносу, а дисперсним середовищем – водосмоляна емульсія) відбувається в механізованих освітлювачах.

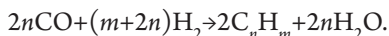
Додаткова кількість смоли виділяється згодом за первинного охолодження газу в трубчастих холодильниках та доочищення газу від тумано-видної смоли в електрофільтрах.

Сума води у витратній частині балансу (волога в газі та надлишкова волога) більша за надходження води в систему з вологою вугілля та нерозкладеною парою внаслідок утворення під час термічної деструкції пірогенетичної води, кількість якої становить:

$$383 + 117 - 235 - 232 = 33 \text{ кг/т сухого вугілля} = 3,3 \%. \quad (4.31)$$

Вихід аміаку, сірководню та шлаку визначається принципово тими ж самими чинниками, що і за процесом газифікації водовугільної пульпи. Особливістю цієї технології є відведення шлаку з нижньої частини протитокowego вертикального реактора.

Для складання матеріального балансу синтезу Фішера-Тропша використали узагальнене рівняння реакції:



Для цільових вуглеводнів цього синтезу – нафтенів із загальною формулою $C_n H_{2n}$:

$$m = 2n. \quad (4.32)$$

Тоді для достатньо великих n з рівняння реакції видно, що 56 кг ($44,8 \text{ м}^3$) оксиду вуглецю CO реагують з 8 кг ($89,6 \text{ м}^3$) водню. При цьому утворюється 28 кг (43,8 %) вуглеводнів та 36 кг (56,2 %) реакційної води. Теоретичний вихід вуглеводнів за використання синтез-газу з оптимальним стехіометричним співвідношенням компонентів ($\text{CO}:\text{H}_2=1:2$) при цьому складає:

$$\frac{28 \cdot 1000}{44,8^2 + 89,6} = 208 \text{ г/м}^3. \quad (4.33)$$

Однак отримуваний за газифікації вугілля синтез-газ має склад, достатньо далекий від оптимального, оскільки більша частина оксиду вуглецю CO та водню утворюються, як зазначено вище, в еквімолекулярній кількості, тому співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2 \approx 1:1$. Відхилення від точного еквімолекулярного співвідношення зумовлене головним чином вмістом кисню та водню в органічній масі та волозі вугілля.

Матеріальний баланс синтезу вуглеводнів за Фішером-Тропшем для випадку використання синтез-газу, отриманого за процесом Техасо, наведений в табл. 4.8. Розрахункова одиниця – 1000 м^3 синтез-газу.

Таблиця 4.8

Матеріальний баланс синтезу вуглеводнів за Фішером-Тропшем
(синтез-газ, отриманий за Техасо)

Прибуток					Витрата				
	Маса		Об'єм			Маса		Об'єм	
	кг	%	м³	%		кг	%	м³	%
Газ:	936	100	1000	100	Вуглеводні	109	11,6	-	-
CO	650	69,5	520	52	Реакційна вода	141	15,1	-	-
H ₂	31	3,3	350	35	Надлишок CO	431	46,1	345	72,6
CO ₂	255	27,2	130	13	CO ₂	255	27,2	130	27,4
Разом	936	100	1000	100		936	100	475	100

Джерело: складено авторами

Аналіз цього балансу свідчить, що невиконання стехіометричного співвідношення між оксидом вуглецю CO та воднем призводить до суттєвого погіршення техніко-економічних та екологічних характеристик процесу. Водень у складі синтез-газу знаходиться в нестачі, тому саме кількість цього компонента визначає кількість отримуваних продуктів. Внаслідок цього вихід вуглеводнів становить лише 109 г/м³ синтез-газу, тобто майже вдвічі менше зазначеного вище максимально можливого теоретично виходу 208 г/м³.

Стехіометрична потреба в оксиді вуглецю CO на синтез становить:

$$\frac{350}{2} = 17,5 \text{ м}^3, \quad (4.34)$$

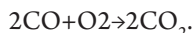
де 175 – об'єм водню, спрямованого на синтез Фішера-Тропша, м³;

2 – стехіометричний коефіцієнт для водню на 1 моль CO в рівняннях органічного синтезу.

Відповідно до цього кількість надлишкового CO становитиме:

$$520 - 175 = 345 \text{ м}^3. \quad (4.35)$$

Цей надлишковий оксид вуглецю має спалюватись з метою його знешкодження та отримання певної кількості теплової енергії:



Тобто з урахуванням вже наявного в синтез-газі CO₂ загальна маса скиду тепличного вуглекислого газу становитиме:

$$\frac{(345 + 130)}{22,4} = 933 \text{ т}. \quad (4.36)$$

Таким чином, з урахуванням кисню повітря, поглинутого за спалювання газу, маса викиду тепличного газу CO₂ майже дорівнюватиме масі отриманого синтез-газу.

Матеріальний баланс отримання вуглеводнів за Фішером-Тропшем для випадку використання синтез-газу, отриманого газифікацією вугілля а процесом Lurgi, наведений в *табл. 4.9*.

У цьому випадку вихід вуглеводнів дещо збільшується (до 132 г/м³) за рахунок вуглеводнів – продуктів термічної деструкції, яка відбувається

в реакторі Lurgi без участі компонентів дуття, і які, таким чином, вже містяться в отримуваному генераторному газі. Але все одно кількість отримуваних вуглеводнів значно менша за теоретично можливу.

Таблиця 4.9

Матеріальний баланс синтезу вуглеводнів за Фішером-Тропшем
(синтез-газ, отриманий за Lurgi)

Прибуток					Витрата				
	Маса		Об'єм			Маса		Об'єм	
	кг	%	м ³	%		кг	%	м ³	%
Газ:	1236	100	1000	100	Вуглеводні	132	10,7	-	-
CO	314	25,4	251	25,1	Реакційна вода	99	8,0	-	-
H ₂	22	1,8	246	24,6					
CO ₂	842	68,2	430	43,0	Надлишок CO	160	12,9	128	22,9
Вуглеводні	55	4,4	71	7,1					
					CO ₂	842	68,2	430	76,7
Азот	3	0,2	2	0,2	Азот	3	0,2	2	0,4
Разом	1236	100	1000		РАЗОМ	1236	100	560	100

Джерело: складено авторами

Причина такого зменшення, як і у попередньому випадку, – у відхиленні співвідношення реагентів для процесу Фішера-Тропша (CO та H₂) від стехіометричного, нестачі водню та утворення після реакції залишкового оксиду вуглецю, який далі при спалюванні перетворюється на тепличний вуглекислий газ. Його загальна маса становитиме:

$$\frac{(430+128)}{22,4} = 1096 \text{ кг.} \quad (4.37)$$

Таким чином, і тут кількість отримуваного тепличного вуглекислого газу хоча і менша, але все одно сягає 88,7 % від маси отримуваного синтез-газу.

Для поліпшення техніко-економічних показників процесу та збільшення виходу цільових продуктів – вуглеводнів – нами запропоно-

вано¹ подавати до реактора Фішера-Тропша додаткову кількість водню, що дозволяє забезпечити стехіометричне співвідношення вмісту реакційних компонентів в синтез-газі і таким чином поліпшити ступінь використання вуглецю вихідної сировини та зменшити викиди в атмосферу забрудників і тепличних газів.

Аналіз промислових технологій отримання водню [1] дав можливість запропонувати в розробленому способі одержання водню шляхом електролізу води. Цей процес має практично необмежену сировинну базу та не призводить до отримання шкідливих відходів виробництва. Отримуваний за електролізу як супутній продукт кисень витрачатиметься в процесі газифікації вугілля, а електроенергія, необхідна для розкладу води, може бути отримана як вторинний енергетичний ресурс у високотемпературних процесах газифікації вугілля (наприклад, за процесом кисневої газифікації водовугільної пульпи в потоці за процесом Техасо). Ще один супутній продукт електролізу – нерозкладена вода з розчиненими в ній солями може знайти своє використання для отримання технічного та (після перекристалізації) харчового хлориду натрію шляхом випарювання.

Таким чином, запропонований спосіб дозволяє підвищити ступінь використання вуглецю вихідного вугілля для отримання цільових продуктів – моторних палив – та зменшити кількість утворюваних шкідливих викидів і тепличних газів. В результаті виконаної експертизи Укрпатентом ухвалене рішення про видачу на розроблений спосіб патенту України [18].

Згідно із розробленим технічним рішенням матеріальні баланси процесу Фішера-Тропша суттєво змінюються. Матеріальний баланс отримання вуглеводнів за Фішером-Тропшем (синтез-газ, одержаний за процесом Техасо, з додаванням водню процесу електролізу до стехіометричного співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2=1:2$) наведений в табл. 4.10.

¹Заявка на видачу патенту України на корисну модель № u 2024 01093 від 29.02.2024. Шульга І. В., Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І. Спосіб отримання синтетичних моторних палив з вугілля

Таблиця 4.10

Матеріальний баланс отримання вуглеводнів за Фішером-Тропшем (синтез-газ, одержаний за технологією Техасо, з додаванням водню процесу електролізу до стехіометричного співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2=1:2$)

Прибуток					Витрата		
	Маса		Об'єм			Маса	
	кг	%	м³	%		кг	%
Газ:	936	93,9	1000	59,2	Вуглеводні	325	32,6
CO	650	65,2	520	30,8	Реакційна вода	417	41,8
H ₂	31	3,1	350	20,7	CO ₂	255	25,6
CO ₂	255	25,6	130	7,7			
Водень від електролізу	61	6,1	690	40,8			
Разом	997	100	1690	100	РАЗОМ	997	

Джерело: складено авторами

Як видно з цих даних, додавання водню, отриманого в процесі електролізу, суттєво поліпшує техніко-економічні та екологічні характеристики процесу: вихід вуглеводнів зростає в г/м³ синтез-газу до:

$$\frac{325 \cdot 1000}{1690} = 192, \quad (4.38)$$

де 1000 – кількість грамів у кілограмі.

Це значення дуже близьке до теоретично максимально можливого (208 г/м³), складаючи від нього 92,3 %.

Кількість викидів тепличного вуглекислого газу визначається лише його утворенням на стадії газифікації і становить лише 255 кг (130 м³) на 1000 м³ генераторного газу, тобто зниження порівняно з використанням генераторного газу без додавання водню складає:

$$\frac{345 + 130}{130} = 3,65 \text{ разу.} \quad (4.39)$$

Аналогічні висновки можна зробити і за розгляду матеріального балансу отримання вуглеводнів за Фішером-Тропшем із синтез-газу, одер-

жаного за процесом Lurgi, з додаванням водню процесу електролізу до стехіометричного співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2=1:2$, наведеного в табл. 4.11.

Таблиця 4.11

Матеріальний баланс отримання вуглеводнів за Фішером-Тропшем (синтез-газ, одержаний за процесом Lurgi, з додаванням водню процесу електролізу до стехіометричного співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2=1:2$)

	Прибуток				Витрата		
	Маса		Об'єм			Маса	
	кг	%	м³	%		кг	%
Газ:	1236	98,2	1000	79,6	Вуглеводні	212	16,8
CO	314	25,0	251	20,0	Реакційна вода	202	16,1
H ₂	22	1,7	246	19,6	CO ₂	842	66,9
CO ₂	842	66,9	430	34,2	N ₂	3	0,2
Вуглеводні	55	4,4	71				
N ₂	3	0,2	2				
Водень від електролізу	23	1,8	256	20,4			
Разом	1259	100	1256	100	РАЗОМ	1259	100

Джерело: складено авторами

З цієї таблиці видно, що вихід вуглеводнів в г/м³ синтез-газу становить

$$\frac{212 \cdot 1000}{1256} = 169. \quad (4.40)$$

Кількість утвореного тепличного вуглекислого газу, як і в попередньому випадку, визначається лише його утворенням на стадії газифікації і становить 842 кг (430 м³). Порівняно з технологічним варіантом без використання додаткового водню електролізу зменшення викидів становить:

$$\frac{1096}{842} = 1,3 \text{ разу}. \quad (4.41)$$

Отримані дані свідчать про ефективність розробленого технічного рішення.

4.3. Розробка укрупненої блок-схеми виробництва з вугілля синтетичного моторного палива

Розрахунки показників матеріального балансу дозволили розробити укрупнені блок-схеми виробництва з вугілля синтетичного рідкого палива для різних технологічних варіантів організації процесу. Укрупнену блок-схему отримання з вугілля синтетичного моторного палива за процесом Техасо для умов східного регіону України з використанням як сировинної бази довгополум'яного газового кам'яного вугілля Західного Донбасу наведено на *рис. 4.15*.

Вугілля в кількості 550 т/рік надходить на підприємство у залізничних піввагонах 1, які розвантажуються вагоноперекидачем 2 до приймального бункера 3, а звідти конвеєром передаються до бункерів-накопичувачів 4, що виконують функцію закритого складу вугілля. Звідси вугілля надходить на переробку спочатку до валково-зубчастої дробарки 5, де руйнуються найгрубіші куски вугілля, а потім (з максимальним розміром зерна 10 мм) – до барабанного кульового млина 6 вологого типу, куди для забезпечення подрібнення подається вода. Звідси подрібнене до крупності менше 0,08 мм вугілля надходить до змішувача 7, який є апаратом з мішалкою, де готується водовугільна пульпа шляхом додавання до подрібненого вугілля необхідної кількості води.

Після змішування за допомогою пульпового насосу (на схемі не показаний) вугілля надходить до реактора газифікації 8, де за допомогою форсунки впорскується до реакційної камери. Через периферію цієї ж форсунки в реакційну камеру подається кисень.

Для отримання кисню повітря осушують на установці 14, стискають компресором 13 та подають до установки розділення 15, де внаслідок різкого зниження тиску за дроселювання повітря різко охолоджується нижче температури кипіння, зріджується та розділяється на кисень та азот шляхом низькотемпературної ректифікації. Отриманий кисень і надходить до реактора газифікації 8.

У реакторі частина вуглецю за взаємодії з киснем згоряє, внаслідок чого виділяється тепло (температура в реакційній зоні зростає до 1600 °C), яке витрачається на випаровування води та забезпечення ендотермічних

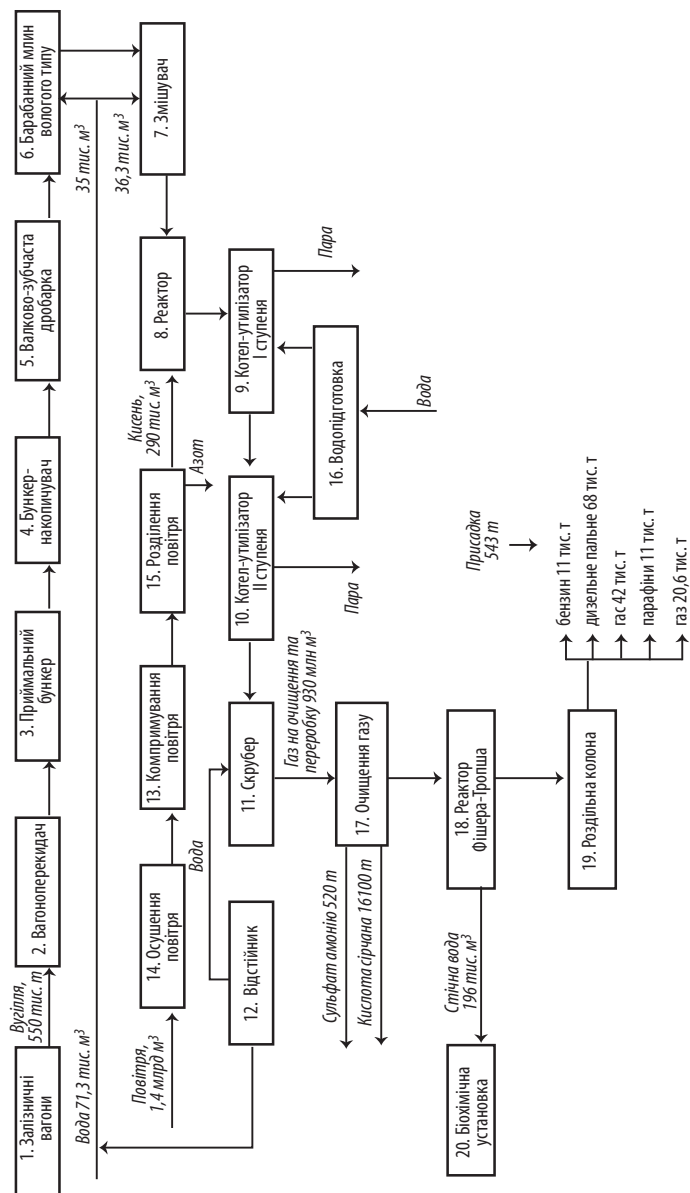


Рис. 4.15. Укрупнена блок-схема газифікації кам'яного вугілля марки ДГ
Західного Донбасу з використанням технології Техасо

Джерело: складено авторами

реакцій взаємодії решти вуглецю з водяною парою та утвореним за згоряння частини вугілля вуглекислим газом, які відбуваються з поглинанням тепла та одержанням цільових компонентів генераторного газу – оксиду вуглецю CO та водню.

Отриманий генераторний газ проходить два котли-утилізатори (I та II ступенів), які змонтовані в одному корпусі з реактором (котел I ступеня 9 – безпосередньо під реактором, а II ступеня 10 – збоку). Як холодоагент до котлів-утилізаторів подається хімічно підготовлена вода. Внаслідок охолодження генераторного газу до 800 ... 900 °C (в котлі I ступеня), а згодом до 200 °C (в котлі II ступеня) охолоджувальна вода нагрівається з утворенням пари, яка надходить на енергетичну установку потужністю 80 МВт, де отримують теплову та електричну енергію. Конденсат пари після енергетичної установки з додаванням балансової кількості свіжої хімічно очищеної води повертається на котли-утилізатори. Утворений за газифікації вугілля шлак (мінеральна частина із залишком $\approx 2\%$ вугілля, яке не прореагувало) після охолодження та кристалізації відводиться з котла-утилізатора I ступеня (на схемі не показано).

Охолоджений газ після котлів-утилізаторів надходить до скрубера 11, де шляхом промивання водою охолоджується до температури подальшої переробки (≈ 60 °C). При цьому з газу конденсується майже вся водяна пара, і в ньому залишається лише та кількість пари, яка визначається умовами насичення до кінцевої температури охолодження. Промивна вода разом з отриманим конденсатом накопичується у відстійнику 12 та повертається в змішувач для приготування пульпи. Однак кількість цієї води менша, ніж потрібно для приготування пульпи внаслідок витрачання частини води на реакції газифікації, тому її нестачу поповнюють свіжою водою. При цьому можливе використання для поповнення дефіциту водного циклу забрудненої води (господарсько-фекальних, стічних вод інших виробництв тощо).

Охолоджений газ після скрубера надходить до цеху очищення 17, де з нього спочатку вилучають аміак циркулюючим розчином сірчаної кислоти в безсатураторному процесі. При цьому як товарний супутній продукт отримується сульфат амонію.

Після очищення від аміаку газ надходить на моноетаноламінове очищення, де з нього вилучають сірководень та частину вуглекислого газу. Десорбований кислий газ надходить у піч-котел, де сірководень перетворюється на діоксид сірки, що окислюється на триоксид у контактному апараті. Шляхом зрошення водою в абсорбційній башті отримується сірчана кислота у вигляді моногідрату, а діоксид вуглецю в складі хвостових газів скидається до атмосфери.

Очищений газ надходить до реактора Фішера-Тропша із псевдозріженим шаром каталізатора, де з водню та оксиду вуглецю отримуються вуглеводні. Необхідна глибина перетворення досягається багаторазовою циркуляцією газу.

Продукти реакції з апарату Фішера-Тропша надходять до колони-сепаратора для промивання оливою, а після цього – на роздільну колону, де розділяються за температурою кипіння на відповідні товарні фракції:

- газ ($t_{\text{кип}} \leq 33^\circ\text{C}$), кількість атомів вуглецю в молекулі $\text{C}_1\text{-C}_4$;
- бензин ($t_{\text{кип}} = 33\text{-}205^\circ\text{C}$), кількість атомів вуглецю в молекулі переважно $\text{C}_5\text{-C}_7$;
- газ ($t_{\text{кип}} = 150\text{-}250^\circ\text{C}$), $\text{C}_8\text{-C}_{11}$;
- дизельне пальне ($t_{\text{кип}} = 170\text{-}380^\circ\text{C}$), $\text{C}_8\text{-C}_{11}$;
- парафіни ($t_{\text{кип}} \geq 370^\circ\text{C}$), $\geq \text{C}_{16}$.

Слід зазначити, що нафта є сумішшю великої кількості ізомерних вуглеводнів, тому отримувані на роздільній колоні фракції, як завжди в нафтопереробці, не є продуктами чіткого розділення, а містять значну кількість так званих «нерозподілених компонентів», властивості яких знаходяться на межі значень, характерних для сусідніх фракцій і які, відповідно, знаходяться в обох цих фракціях у певних співвідношеннях, які можуть змінюватись зі зміною технологічних параметрів розділення. Це відповідним чином впливатиме на виходи фракцій. Тому нами вихід фракцій прийнятий за результатами термодинамічного розрахунку ймовірності утворення в синтезі Фішера-Тропша вуглеводнів з певною кількістю вуглецевих атомів у молекулі, в тому числі ізомерної будови (з розгалуженим вуглецевим ланцюгом).

Для розрахунку кількості газових фракцій приймаємо, що об'ємне співвідношення метан:етан:пропан:бутан становить 2:1:0,5:0,25, тобто за синтезу вуглеводнів вихід кожного наступного гомолога, який відрізняється на групу $-CH_2-$, зменшується вдвічі. Тоді різниця в об'ємному виході метан-етанової та пропан-бутанової фракції становитиме:

$$\frac{2+1}{0,5+0,25} = \frac{3}{0,75} = 4 : 1. \quad (4.42)$$

Всередині кожної фракції співвідношення виходів:

$$\text{метан:етан=пропан:бутан}=2:1.$$

Густина всієї (так званої «широкої») газової фракції:

$$\frac{16 \cdot 2 + 28 \cdot 1 + 40 \cdot 0,5 + 52}{(2+1+0,5+0,25) \cdot 22,4} = 1,11 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (4.43)$$

Тобто, розділивши масу широкої фракції на 1,11, знайдемо об'єм, а потім визначаємо об'ємний вихід метан-етанової та пропан-бутанової фракції у співвідношенні 4:1.

За розглянутою технологічною схемою отримуємо 20600 т газу, тобто:

$$\frac{20600}{1,11} = 18559 \text{ тис. м}^3. \quad (4.44)$$

В тому числі:

- метан-етанової фракції:

$$18559 \cdot 0,8 = 14847 \text{ тис. м}^3; \quad (4.45)$$

- пропан-бутанової фракції:

$$18559 - 14847 = 3712 \text{ тис. м}^3. \quad (4.46)$$

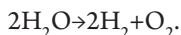
Аналогічно визначається об'єм газових фракцій за інших варіантів технологічних схем.

Отримуваний бензин характеризується невисоким октановим числом (60–70 од.), тому для підвищення цієї важливої характеристики моторного палива використовують присадку (метил-трет-бутиловий етер МТБЕ $H_3C-O-C(CH_3)_3$) в кількості 5 % від маси отриманого бензину.

Залишок після вилучення вуглеводнів є сумішшю надлишкового монооксиду вуглецю, який не прореагував в реакторі Фішера-Тропша, та решти діоксиду вуглецю, який не був вловлений моноетаноламіном. Ця суміш є горючою і спалюється на енергетичних установках для часткового забезпечення енергетичних потреб виробництва та знешкодження монооксиду вуглецю. Продукти спалювання є сумішшю діоксиду вуглецю (який із початку був у цьому газі, та утвореного за спалювання монооксиду вуглецю), надлишкового кисню, поданого з повітрям на спалювання, азоту і водяної пари, що містились в цьому повітрі. Ці продукти скидаються в атмосферу крізь димарі енергетичних установок, додатково збільшуючи таким чином викиди тепличних газів.

Таким чином, виробництво з вугілля синтетичних моторних палив супроводжується утворенням значної кількості тепличних газів. Як уже зазначалось, нами розроблено технічне рішення [18], яке дозволяє зменшити ці викиди. Удосконалену блок-схему отримання синтетичних моторних палив за процесом газифікації вугілля Техасо з використанням нашого технічного рішення наведено на *рис. 4.16*.

Особливістю такої технологічної схеми є наявність установки електролізу води 17, де отримуються кисень і водень:



Отримуваний внаслідок електролізу водень спрямовується разом із синтез-газом до реактора Фішера-Тропша, а одержуваний одночасно з воднем кисень спрямовується до реактора кисневої газифікації водовугільної пульпи.

Електролізу піддають технічну воду після первинного очищення (від механічних домішок, спливної органіки тощо), яка має певний солевміст, оскільки дистильована вода має недостатню електропровідність. Залишок після електролізу є розсолон, в якому накопичується вся сіль, що була у вихідній воді. Цей розсіл спрямовується на вакуум-випарний апарат з очищенням технічної солі (хлориду натрію). Після перекристалізації з технічної солі можна отримувати харчову кухонну сіль.

Як уже зазначалось, розроблене технічне рішення дозволяє суттєво (в 1,66 разу) збільшити вихід цільових продуктів.

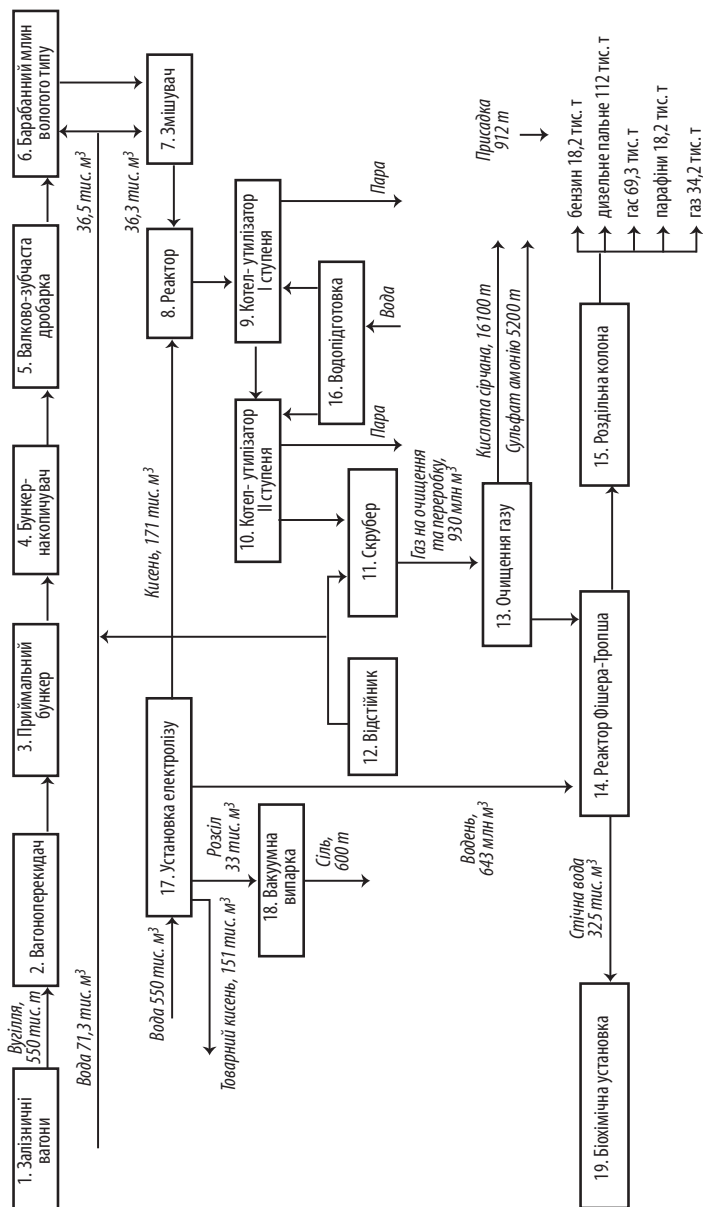


Рис. 4.16. Укуплена блок-схема газифікації кам'яного вугілля марки ДГ Західного Донбасу з використанням технології Техасо та додатковим підведенням водно

Джерело: складено авторами

Для газифікації бурого вугілля запропоновано парокисневу газифікацію буровугільних брикетів в стаціонарному шарі за процесом німецької фірми Lurgi. Його укрупнену блок-схему наведено на *рис. 4.17*.

Пухке буре вугілля транспортувати на значні відстані недоцільно, тому підприємство з його переробки пропонується розмістити на невеликій відстані від об'єктів вуглевидобування. З вугільного розрізу 1 видобуте вугілля конвеєром 2 надходить до бункерів закритого вугільного складу 3. Вивантажене з цих бункерів вугілля надходить на валково-зубчасту або крильчасту дробарку 4 для руйнування найгрубіших кусків.

При цьому частина вугілля вже тут подрібнюється до заданої крупності (менше 3 мм), тому ці дрібні класи відсівають на грохоті 5, щоб запобігти непродуктивному перевантаженню молоткової дробарки та перевитраті електроенергії.

Вугілля більшої крупності надходить на другу стадію подрібнення в молотковій дробарці 6. Подрібнений продукт з молоткової дробарки надходить до контрольного грохоту 7, де відсівають зерна з крупністю, більшою заданої, які повертаються на повторне подрібнення. Після цього все подрібнене вугілля розділяється на дві частини – менша спрямовується на спалювання до парогенератора, а більша – на парову сушарку, де підсушується до вологості $\approx 19\%$, що робить можливим його наступне брикетування. Підсушене вугілля після охолоджувача 9 брикетується на двовалковому пресі 10. Роль зв'язуючого тут виконує залишкова волога вугілля. Отримані брикети накопичуються в бункері 11, звідки надходять на парокисневу газифікацію до реактора 12.

Пара на газифікацію надходить з парогенератора 19, де спалюється частина вугілля. Парогенератор живиться хімічно очищеною водою, підготовленою на установці 20. Кисень для газифікації отримують на повітряроздільній станції 16, куди надходить повітря після його компримування та осушення на установках 18 та 17 відповідно. З парогенератора та реактора відводиться шлак.

Генераторний газ з усіх реакторів усереднюється та охолоджується в колекторі 13 за допомогою циркулюючої аміачної води. Після охолодження парова (газ) та рідка (смола та вода) фази розділяються в сепараторі 14.

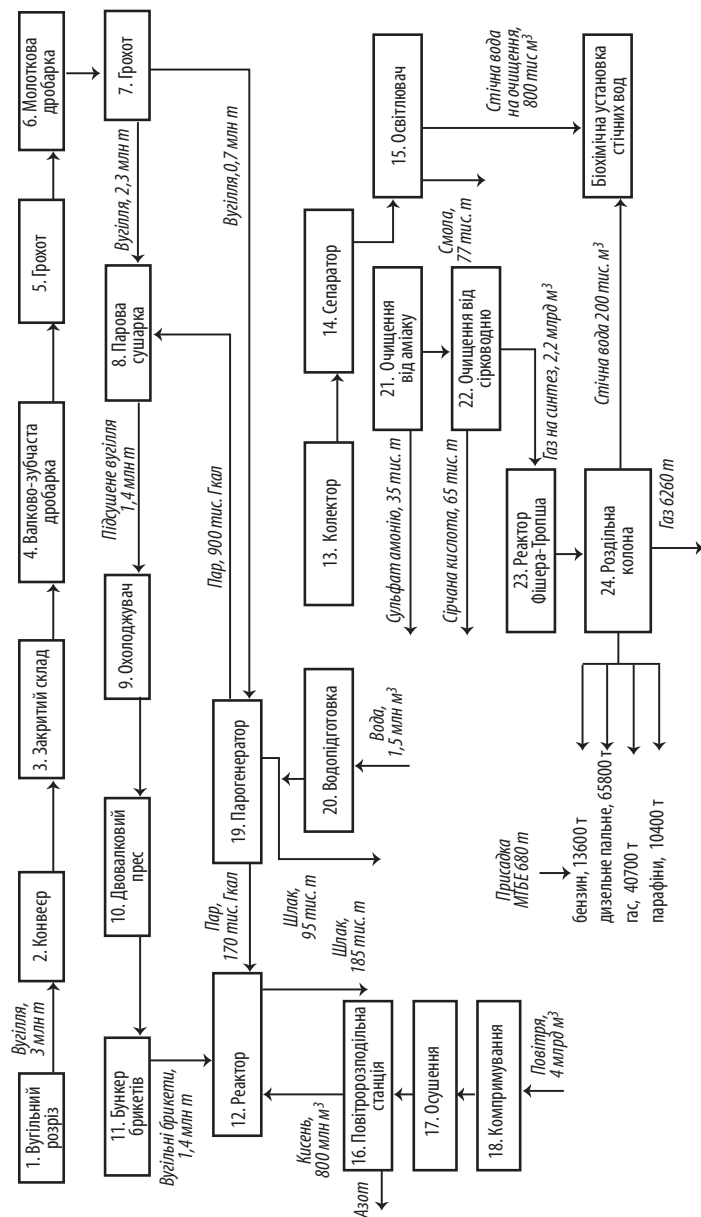


Рис. 4.17. Укрупнена блок-схема газифікації бурого вугілля Дніпровського басейну з використанням технології Lurgi

Джерело: складено авторами

раторі 14. Вода від смоли відділяються в механізованих освітлювачах 15. Вода після освітлювача повертається на зрошення колектора, а її надлишок (волога брикетів, пірогенетична волога та нерозкладена за газифікації пара) передається на очищення до біохімічної установки.

Охолоджений генераторний газ очищується від аміаку на безсатураторній установці 21 з отриманням сульфату амонію та від сірководню за допомогою моноетаноламіну на установці 22 з отриманням сірчаної кислоти. Очищений газ надходить на синтез до реактора Фішера-Тропша 23. Продукти реакції розділяються на колоні 24. Стічна вода з реактора надходить на біохімічне очищення разом з водою після біохімічного очищення.

Удосконалену згідно з нашим технічним рішенням блок-схему отримання синтетичного моторного палива з бурого вугілля за процесом газифікації в стаціонарному шарі за Lurgi та додатковим підведенням водню, отриманого електролізом води, наведено на *рис. 4.18*.

Вона відрізняється наявністю установки електролізу води, на якій отримують водень, необхідний для доведення співвідношення $\text{CO}:\text{H}_2$ в синтез-газі, що надходить до реактора Фішера-Тропша, до стехіометричного (1:2). Одночасно з воднем одержують кисень, який частково покриває потребу в ньому для газифікації. Залишок води після електролізу є розсолом, що використовується для отримання солі (хлориду натрію) шляхом вакуумної випарки.

Як і в попередньому випадку (рис. 4.16) використання нашого технічного рішення дозволяє збільшити вихід отримуваних цільових продуктів в 2,2 разу та зменшити викиди тепличного вуглекислого газу, які тут утворюються в реакторі газифікації та в парогенераторі внаслідок спалювання частини вугілля.

Слід зазначити, що в цьому випадку збільшення виходу цільових продуктів є більшим, аніж за процесом Техасо, але це відбувається в першу чергу внаслідок початково меншого їх виходу з тонни вугілля (як робочої, так і сухої маси) через більший вміст у вугіллі баластних речовин, що, своєю чергою, вимагає окиснення більшої частини вуглецю до CO_2 внаслідок газифікації.

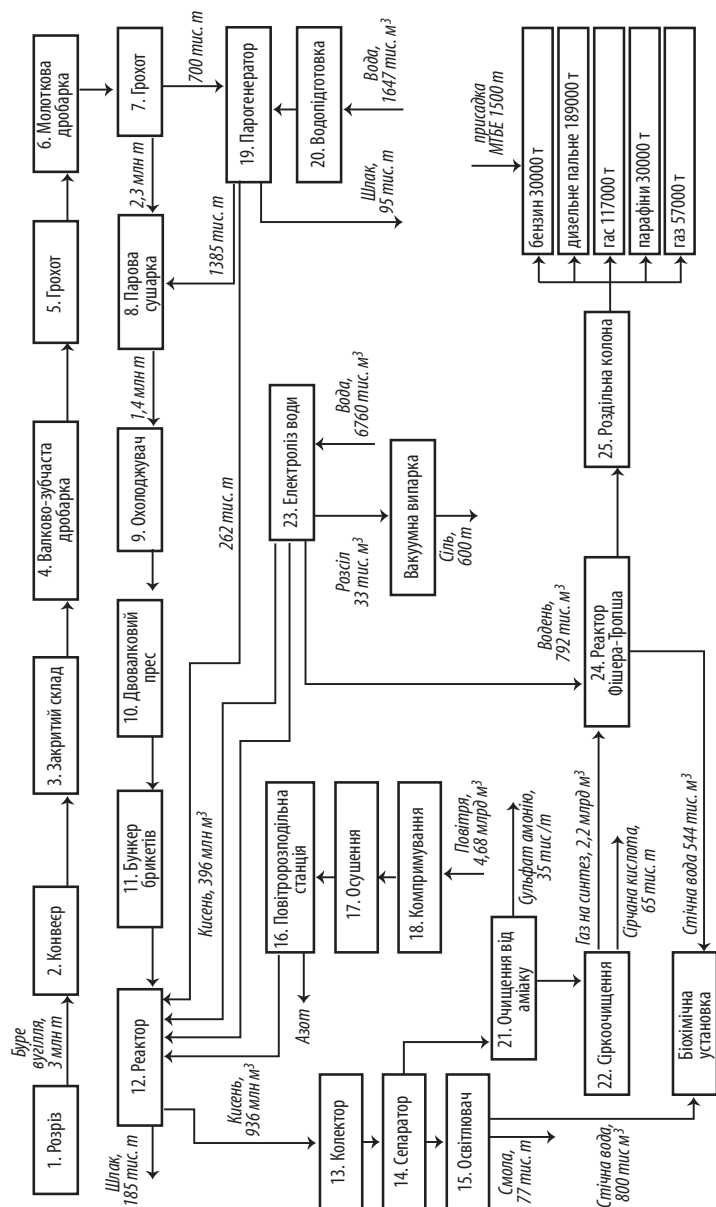


Рис. 4.18. Укрупнена блок-схема газифікації бурого вугілля Дніпровського басейну з використанням технології Lurgi та додатковим підведенням водню

Джерело: складено авторами

Висновки до розділу 4

1. У межах проведеного дослідження виконано порівняльний аналіз технологій виробництва з вугілля синтетичного рідкого палива. Обґрунтовано, що найдоцільнішим технологічним шляхом є використання двостадійної технології, першою стадією якої є газифікація вихідного вугілля, а другою – синтез вуглеводнів з отриманого генераторного газу в реакторі Фішера-Тропша.
2. Визначено, що для переробки малометаморфованого кам'яного вугілля Західного Донбасу та Львівсько-Волинського басейну за розміщення підприємств з виробництва синтетичних моторних палив в Східному та Західному регіонах України доцільно прийняти процес кисневої газифікації водовугільної пульпи в потоці за Техасо. А для переробки бурого вугілля Дніпровського басейну за розміщення виробництва синтетичних моторних палив в центральному регіоні України – процес парокисневої газифікації буровугільних брикетів в стаціонарному шарі за Lurgi.
3. Розраховано показники матеріального балансу газифікації малометаморфованого кам'яного вугілля та буровугільних брикетів та синтезу вуглеводнів в процесі Фішера-Тропша з отриманого генераторного газу. На підставі визначених показників матеріального балансу розроблено принципові укрупнені блок-схеми виробництва синтетичних моторних палив з кам'яного (виробнича потужність за сировиною 550 тис. т на рік) та бурого (виробнича потужність за сировиною 3 млн т на рік) вугілля.
4. Аналіз матеріальних балансів засвідчив, що за газифікації утворюється надлишкова кількість оксиду вуглецю CO, що перевищує його стехіометричну потребу для синтезу Фішера-Тропша, внаслідок чого співвідношення CO:H₂ в синтез-газі більше за стехіометричне, яке дорівнює CO:H₂=1:2. Внаслідок цього знижуються кількість отримуваних вуглеводнів та ступінь перетворення вуглецю вихідного вугілля в цільові продукти. Надлишковий CO в кінцевому підсумку за його знешкодження на енергетичних установках перетворюється на вуглекислий газ, що збільшує викиди тепличних газів.

5. Розроблено нове технічне рішення, що дозволяє усунути зазначені в п. 5 недоліки шляхом додавання до синтез-газу, що надходить до реактора Фішера-Тропша, необхідної для забезпечення стехіометричного співвідношення кількості водню, отриманого шляхом електролізу води. Одержуваний при цьому разом з воднем кисень використовується для забезпечення потреб газифікації. Залишок від електролізу є розсолон, з якого шляхом вакуумного випарювання отримують технічну сіль (хлорид натрію), яка за допомогою перекристалізації може бути перетворена на харчову кухонну сіль.
6. Обґрунтовано, що використання розробленого технічного рішення дає можливість збільшити вихід цільових продуктів з вугілля в 1,66–2,05 разів та зменшити в 1,3–3,65 разів кількість отримуваних тепличних газів.
7. Новизну розробленого технічного рішення захищено патентом України № 156530.

Перелік джерел до розділу 4

1. Шульга І. В., Кизим М. О., Котляров Є. І. Напрямки удосконалення технологій конверсії вугілля в синтетичні рідкі палива. *Вуглехімічний журнал*. 2023. № 6. С. 37–44.

DOI: <https://doi.org/10.31081/1681-309X-2023-0-6-37-44>

2. Viewpoints Special Edition. The 1979 “Oil Shock”: Legacy, Lessons, and Lasting Reverberations. Washington, DC : The Middle East Institute, 2019. 136 p. URL: https://web.archive.org/web/20150209230659/http://chenry.webhost.utexas.edu/public_html/elephants/OilShock201979-Final.pdf

3. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Шпілевський В. В. та ін. Техніко-економічні засади створення підгалузі з виробництва рідкого синтетичного палива в Україні. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 212 с.

4. Тютюнников Ю. Б., Шептовицкий М. С., Шульга И. В. Технологические схемы, расчет и моделирование промышленных процессов газификации угля. Харьков : ХГЭУ, 1996. 68 с.

5. Шульга И. В., Скляр М. Г., Васильев А. В., Кувшинов В. Е. Лабораторный стенд для исследования газификации углеродистых материалов. *Кокс и химия*. 1999. № 2. С. 19–23.

6. Кувшинов В. Е., Кувшинов В. Е., Скляр М. С., Шульга И. В. и др. Новая технология комплексной химико-технологической переработки малометаморфизованных углей. *Кокс и химия*. 1997. № 10. С. 13–17.

7. Шульга И. В., Скляр М. Г., Кафтан Ю. С. и др. Исследование свойств малометаморфизованных каменных углей Украины как сырья для непрерывного процесса термолiza. *Кокс и химия*. 1998. № 5. С. 10–13.

8. Шульга И. В., Скляр М. Г., Миненко Е. В. и др. Моделирование процесса газификации твердого продукта термолiza малометаморфизованных углей. Определение оптимальных параметров процесса. *Кокс и химия*. 1999. № 6. С. 8–13.

9. Винарский М. С., Лурье М. В. Планирование эксперимента в технологических исследованиях. Киев : Техніка, 1975. 168 с.

10. Бабушкин В. И., Винниченко В. И., Шульга И. В. и др. Эффективность использования отходов углеобогащения при обжиге цементного клинкера. *Кокс и химия*. 1997. № 8. С. 32–35.

11. Методика розрахункового визначення середньозважених показників нижчої теплотворної здатності коксохімічної продукції / розр. : І. В. Шульга, Д. В. Мірошніченко, Я. С. Балаєва. Харків : УХІН, 2011. 17 с.

12. Шульга И. В., Скляр М. Г., Кувшинов В. Е. Комплексная химико-технологическая переработка угля на предприятиях корпорации «Сасол» (ЮАР). Перспективы реализации подобных процессов в Украине. *Кокс и химия*. 1997. № 6. С. 23–27.

13. Dayal S., Ramdhanee K., Govender K., Mohammadi A. H. SASOL coal to fuel process (Gasification & Fischer-Tropsch) // ENCH4PP: Petroleum & Synthetic Fuel Processing Seminar: University of Kwazulu-Natal, October, 2018.

DOI: <https://doi.org/10.13140/RG2.2.29576.88326>

14. Dieterich V., Buttler A., Hanel A. et al. Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review. *Energy Environmental Science*. 2020. Vol. 13. P. 3207–3252.

DOI: <https://doi.org/10.1039/DOEE01187H>.

15. Шульга И. В., Мирошниченко Д. В., Рудыка В. И., Цымбал А. А. Химико-технологическая переработка углей различных регионов Украины. *Энерготехнологии и ресурсосбережение*. 2019. № 3. С. 7–15.

DOI: <https://doi.org/10.33070/etars.3.2019.01>

16. Шульга І. В., Котляров Є. І., Кизим М. О., Хаустова В. Є. Перспективна сировинна база процесів виробництва синтетичного рідкого палива з українського вугілля. *Вуглехімічний журнал*. 2023. № 5. С. 3–11.

DOI: <https://doi.org/10.31081/1681-309X-2023-0-5-3-11>

17. ПТЕ-2017 Правила технічної експлуатації коксохімічних підприємств. Харків : ДП «Гипрококс», 2018. 283 с.

18. Шульга І. В., Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І. Патент України на корисну модель № 156530. Спосіб отримання синтетичних моторних палив з вугілля. *Бюл. Промислова власність*. 2024. № 9.

Розділ 5

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТІВ З ОРГАНІЗАЦІЇ ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНИХ МОТОРНИХ ПАЛИВ

5.1. Методичний підхід до техніко-економічної оцінки комплексної переробки вугілля на синтетичні моторні палива

Виробництво СМП шляхом непрямої гідрогенізації вугілля є типовим підприємством з багатостадійним і комплексним характером виробництва: з одного виду сировини (вугілля) в єдиному технологічному процесі (виробництво СМП з синтетичної нафти) одночасно отримуються декілька готових продуктів. Подальші методичні розробки базуються на розумінні цих особливостей.

Методичний підхід до розрахунку окремих техніко-економічних показників і подальшої оцінки економічної та інвестиційної доцільності організації виробництва СМП з використанням непрямої газифікації вугілля розроблено з урахуванням:

- особливостей технологічних процесів, викладених в розділі 4.1;
- виробничого досвіду коксохімічних підприємств, які є найближчими аналогами у сфері підготовки вугілля для подальшої термохімічної переробки, а також у сфері очищення генераторного газу від шкідливих домішок;
- досліджень, виконаних нами при виконанні роботи в рамках курсу «Наука для відбудови України у воєнний та повоєнний періоди».

Зокрема, при розробці методичного підходу і подальших розрахунків враховано такі науково-практичні результати виконаних досліджень:

1. Сировинною базою для виробництва СМП шляхом непрямої газифікації вугілля може розглядатися малометаморфоване кам'яне вугілля марок Д, ДГ і Г Західного Донбасу та Львівсько-Волинського басейну, а також буре вугілля Дніпровського буровугільного басейну [1].

2. Для непрямої гідрогенізації бурого вугілля передбачається використання процесу газифікації з парокисневим дуттям (процес Lurgi). Доцільність саме такого процесу обґрунтовано в окремому дослідженні [2].

Для непрямої гідрогенізації кам'яного вугілля запропоновано процес газифікації водовугільної пульпи з додаванням кисню (процес Техасо). Обґрунтування саме цього процесу здійснено у роботі [3].

Критерії, на підставі яких здійснювався вибір процесу газифікації, були оприлюднені в доповіді на Міжнародній конференції [4].

3. Подальша підготовка генераторного газу для виробництва синтетичної нафти повинна передбачати його збагачення воднем до досягнення оптимального з точки зору синтезу вуглеводнів співвідношення в газі вмісту водню і оксиду вуглецю [5]. Виробництво додаткових ресурсів водню передбачається шляхом електролізу води. При цьому одночасно з воднем передбачається виробництво кисню, який є необхідним реагентом для газифікації вугілля, як у процесі Lurgi, так і в процесі Техасо. Таке технічне рішення захищено патентом України на корисну модель «Спосіб отримання синтетичних моторних палив з вугілля» [6]. Збагачення воднем генераторного газу дозволяє суттєво підвищити вихід товарного СМП і ступінь корисного використання вуглецю вихідного вугілля. Одночасно суттєво знижуються викиди парникового газу – діоксиду вуглецю – в атмосферу.
4. Оцінку зниження викидів діоксиду вуглецю виконано в окремому дослідженні [7]. Зокрема, доведено, що підвищення співвідношення в синтез-газі об'ємного вмісту водню до оксиду вуглецю з 1 : 1 до 2 : 1 дозволяє знизити викиди діоксиду вуглецю на 25 % і водночас збільшити на 50 % кількість синтез-газу, що спрямовується на виробництво синтетичної нафти (з відповідним збільшенням виробництва кінцевих продуктів).

Для виконання розрахунків пропонується така послідовність їх виконання (рис. 5.1).

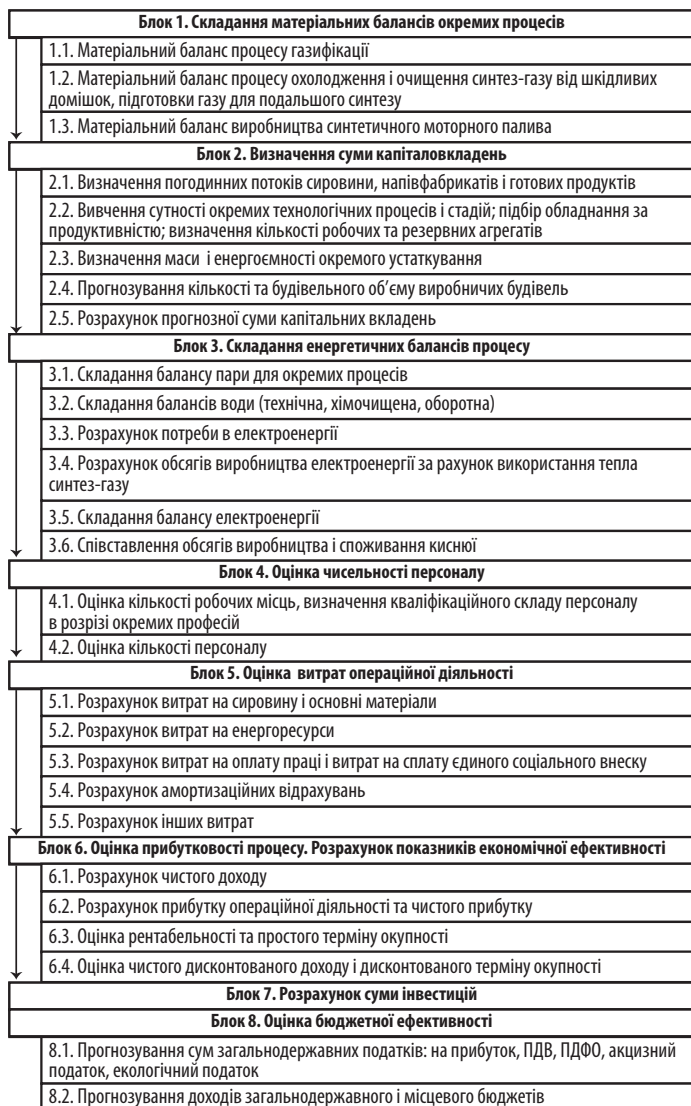


Рис. 5.1. Послідовність розрахунку техніко-економічних показників виробництва СМП шляхом непрямої гідрогенізації вугілля

Джерело: розроблено авторами

Для практичної реалізації запропонованої послідовності розроблено «Методику розрахунку техніко-економічних показників виробництва синтетичних моторних палив з синтез-газу, що отримується при газифікації вугілля» (далі – Методика), яку наведено в Додатку А.

Практичне використання цієї Методики передбачає наявність певного набору вихідних даних щодо вартості сировини, матеріалів, готових продуктів тощо. Всі вихідні дані групуються таким чином (табл. 5.1).

Таблиця 5.1

Групування вихідних даних, необхідних для виконання розрахунків

Група вихідних даних	Перелік показників
Витрати на виробництво і реалізацію продукції	Питомі норми витрат сировини та основних матеріалів; Питомі норми витрат енергетичних ресурсів; Ціни відповідних матеріальних ресурсів і енергоносіїв; Кількість персоналу і витрати на оплату праці; Амортизація основних засобів
Доходи від реалізації товарної продукції	Вихід з сировини (проміжних продуктів) основних видів готових продуктів; Ціни відповідних матеріальних ресурсів
Рівень інвестицій, оцінка їх привабливості	Сума капітальних вкладень, пускових витрат і обігових коштів; Прибуток від операційної діяльності; Термін реалізації інвестиційного проєкту, ставка дисконту для розрахунку чистої приведеної вартості проєкту і дисконтованого строку окупності; Умови кредитного договору у випадку залучення кредитних коштів
Показники для визначення бюджетної ефективності	Ставки окремих податків; Нормативи розподілу податків між державним і місцевими бюджетами

Джерело: розроблено авторами

Перша група вихідних даних визначає вхідні ресурсні потоки: кількість і вартість основних видів сировини, матеріалів і енергоносіїв.

Кількість основного виду сировини – кам'яного чи бурого вугілля – визначено на етапі складання матеріальних балансів (розділ 4.2). Щодо вартості цієї сировини слід зазначити таке.

За даними українського порталу Мінфін, станом на середину вересня 2024 р. світова біржова ціна вугілля складала приблизно 140 \$/т [8]. Як дані цього видання, так і дослідження International Energy Agency, присвячені аналізу сучасного ринку вугілля [9], свідчать про високу волатильність ринку енергетичного вугілля. Так, протягом червня 2021 р. – квітня 2024 р. ціни на енергетичне вугілля на умовах Newcastle FOB коливалися в межах 130–430 \$/т.

Уряд України в затвердженому Національному плані з енергетики та клімату [10] очікує, що станом на 2030 р. середньосвітові ціни на вугілля будуть складати 68 \$/т. Своєю чергою, ці очікування базуються на довгостроковому прогнозі International Energy Agency [11]. Але досягнення середньосвітового рівня цін при видобуванні українського вугілля є малоймовірним, враховуючи складні геологічно-добувні умови та поточний стан вугледобувної галузі. Тому для подальших розрахунків у якості оптимістичної оцінки умовно прийнято, що ціна на українське енергетичне вугілля фактичної маси буде складати 100 \$/т. Для більшої обґрунтованості наступних висновків подальші розрахунки виконувалися для ціни вугілля 140 \$/т (світовий рівень ціни на середину вересня 2024 р.) і 200 \$/т (умовно максимальна ціна українського енергетичного вугілля).

Буре вугілля в Україні протягом останніх десятиріч не видобувається. Для подальших розрахунків вартість цієї сировини прийнята на рівні експертної оцінки, що була використана нами у попередніх дослідженнях [12] – 20 \$/т фактичної маси.

Ціни основних матеріалів прийняті за даними Internet-ресурсів, а норми витрат – на рівні, визначеному відповідно до Методики (Додаток А). Прийняті для подальших розрахунків дані наведено в *табл. 5.2*.

Кількість генераторного газу, синтез-газу, сірчаної кислоти і бензину приймається за даними розділу 4.2 цієї монографії.

Витрати на покупну електроенергію враховуються тільки для випадку газифікації вугілля з парокисневим дуттям (процес Lurgi). Кількість покупної електроенергії визначається за різницею між величиною споживання і власним виробництвом. Споживання електроенергії розраховується відповідно до Методики (Додаток А). Розрахунок витрат

Таблиця 5.2

Ціни та питомі норми витрат основних матеріалів для очищення генераторного газу і виробництва СМП

Назва матеріалу	Ціна, грн/т	Норма витрат	
		Одиниця виміру	Значення
Моноетаноламін, т	100 000	т/т сірчаної кислоти	0,085
Сода каустична, т	25 000	т/тис. м ³ генераторного газу	0,001295
Ванадієвий каталізатор, т	260 000	т/т сірчаної кислоти	0,044
Залізний каталізатор, т	9 500	т/тис. м ³ синтез-газу	0,0002
Присадка МТБЕ, т	29 000	т/т бензину	0,05
Хлорид натрію для електролізу, т	2 000	% від кількості води на електроліз	0,5

Джерело: розроблено авторами

електроенергії здійснюється за основними видами обладнання, що бере безпосередню участь у здійсненні технологічного процесу. Крім того, до складу витрат електроенергії додається споживання електроенергії обладнанням, не врахованим в розрахунку (20 % від витрат по врахованому обладнанню), а також витрати на нетехнологічні потреби.

Власне виробництво визначається виходячи з потужності енергоустановки та безперервної її роботи протягом року.

Ціна електроенергії приймається як сума тарифів на окремі види діяльності (без ПДВ) – табл. 5.3.

Витрати технічної води визначаються відповідно до Методики (Додаток А) за такими напрямками споживання:

- витрати на охолодження і очищення генераторного газу;
- витрати на отримання водню і кисню в процесі електролізу;
- витрати на підживлення котлів енергоустановок.

Дані про кількість генераторного газу, витрати води на електроліз і підживлення котлів приймаються за результатами розрахунків, наведених в розділі 5.2 цієї монографії.

Таблиця 5.3

Розрахунок тарифу на електроенергію (без ПДВ)

Складові тарифу	Джерело інформації	Рівень тарифу, грн/МВт×год
Генерація електроенергії	Оператор ринку [13]	5600,00
Передача електроенергії	ПрАТ «НЕК Укренерго» [14]	528,57
Розподіл електроенергії 2-го класу напруги	НКРЕКП для ПрАТ «Кіровоградобленерго» [15]	1609,49
Приймається для подальших розрахунків		7740,00

Джерело: розраховано авторами за даними [13–15]

Ціну технічної води експертно прийнято на рівні 10 грн/м³ без ПДВ.

Кількість персоналу розраховується відповідно до порядку, викладеного в Методиці (Додаток А). Середньомісячна заробітна плата приймається на рівні прогнозних макропоказників економічного і соціального розвитку України на 2025–2027 роки [16] – 32 500 грн.

Відрахування на єдиний соціальний внесок розраховуються відповідно до чинного законодавства [17] – за ставкою 22 % від фонду заробітної плати.

Амортизація основних засобів розраховується прямолінійним методом. Строк корисної експлуатації окремих одиниць обладнання приймається відповідно до Класифікатора основних засобів [18], що використовується на коксохімічних підприємствах. По обладнанню, яке відсутнє в класифікаторі, строк корисної експлуатації прийнято на підставі експертної оцінки.

Інші операційні витрати приймаються експертно на рівні 1 % від суми витрат за елементами: матеріальні (крім витрат на вугілля) та енергетичні витрати, витрати на оплату праці і відрахування на соціальні заходи, і амортизація.

Витрати на збут експертно приймаються на рівні 0,5 % від вартості товарної продукції, яка визначається в наведеному нижче порядку.

Прогнозування доходів від реалізації СМП та супутніх продуктів здійснюється таким чином.

Кількість окремих видів товарної продукції – приймаються за розрахунками, виконаними в розділі 4.2 цієї монографії.

Ціни окремих видів СМП (без ПДВ і акцизного податку) визначаються відповідно до Методики (Додаток А) – виходячи з ціни сирової нафти на світовому ринку і розрахункового співвідношення ціни окремого продукту до ціни сирової нафти. Ціна окремого виду СМП (C_i) розраховується за формулою:

$$C_i = C_n \times C_p \quad (5.1)$$

де C_n – ціна сирової нафти на світовому ринку, грн/т;

C_i – співвідношення ціни 1 т окремого виду палива до ціни 1 т сирової нафти, частки одиниці.

Розрахунок цін окремих видів моторного палива, що реалізуються на АЗС України, наведено в табл. 5.4. Співвідношення цін (C_i) прийнято на рівні, що запропонований в Методичі (Додаток А).

Таблиця 5.4

Розрахунок цін окремих видів палива (грн/т без ПДВ)

Вид палива	Ціна сирової нафти на світовому ринку, грн/т	Співвідношення ціни окремого виду СМП до світової ціни сирової нафти, частка одиниці	Ціна окремого виду СМП, грн/т
Пропан-бутанова фракція	21700	0,30	6300
Бензин	21700	0,92	20000
Дизельне пальне	21700	0,87	18900
Гас	21700	0,95	20600
Парафіни	21700	0,30	6500

Джерело: розраховано авторами

Співвідношення ціни гасу і парафінів до ціни сирової нафти прийнято за експертною оцінкою. Ціну сирової нафти на світовому ринку прийнято

відповідно до прогнозу Уряду України та Міжнародної економічної агенції [8; 9] на 2030 р. – 74 \$ за барель, або 542,5 \$/т (21700 грн/т).

Метан-етанова фракція є за своїм складом аналогом природного газу. Тому ціна цього продукту приймається на рівні аналогу – 15200 грн/тис. м³ (без ПДВ) [19].

Ціни окремих супутніх продуктів приймаються за даними Internet-ресурсів та/або за даними коксохімічних підприємств на наступному рівні:

- сульфат амонію – 6300 грн/т;
- сірчана кислота – 3300 грн/т;
- шлак газифікації – 100 грн/т;
- хлорид натрію – 2000 грн/т.

Ціну на смолу газифікації (тільки для газифікації вугілля з парокисневим дуттям) експертно прийнято на рівні 20 % від ціни смоли кам'яновугільної коксохімічних підприємств – 1600 грн/т.

Ціна товарної електроенергії (для газифікації водовугільної пульпи за процесом Техасо) приймається за даними Оператору ринку на рівні 5600 грн/МВтхгод [11].

На підставі оцінки доходів від реалізації і витрат на виробництво і реалізацію продукції визначається прибуток від операційної діяльності, який для цілей даних розрахунків визначається як прибуток для оподаткування.

Оцінка інвестиційної привабливості проектів виконується з урахуванням Порядку проведення оцінки інвестиційного проекту із значними інвестиціями [20]. Основні складові оцінки наведено в *табл. 5.5*.

Для оцінки інвестиційної привабливості визначається прибуток від операційної діяльності (як різниця між доходами від реалізації та витратами операційної діяльності) та сума інвестицій. Сума інвестицій визначається як сума капітальних вкладень, суми пускових витрат і суми обігових коштів.

Таблиця 5.5

Аналіз інвестиційної привабливості проєктів

Напрямок аналізу	Основні етапи аналізу
Аналіз фінансових, соціальних показників інвестиційного проєкту	I. Розрахунок обсягу інвестицій в об'єкти інвестування
	II. Розрахунок грошових потоків інвестиційного проєкту, в тому числі доходів і витрат інвестиційного проєкту
	III. Розрахунок співвідношення між грошовими коштами, отриманими в результаті реалізації інвестиційного проєкту, і загальною сумою, необхідною для обслуговування боргу (коефіцієнт покриття боргу (DSCR) у разі залучення боргового фінансування)
	IV. Розрахунок показника чистої приведеної вартості (NPV)
	V. Розрахунок коефіцієнта покриття боргу (DSCR), показника внутрішньої норми дохідності (IRR) інвестиційного проєкту та інших показників ефективності
	VI. Аналіз впливу інвестиційного проєкту на бюджети всіх рівнів (бюджетної ефективності)
Аналіз екологічних наслідків реалізації інвестиційного проєкту	VII. Оцінка викидів шкідливих речовин в атмосферу і скидів у водні об'єкти
Аналіз ризиків реалізації інвестиційного проєкту	VIII. Аналіз результатів кількісної та якісної оцінки ризиків; Оцінка ймовірності настання ризиків і можливих наслідків для інвестиційного проєкту (фінансових, соціальних та/або екологічних ризиків)

Джерело: складене на основі [20]

Капітальні вкладення визначаються в такому порядку:

- на підставі аналізу запропонованих технологічних блок-схем процесів газифікації вугілля і виробництва СМП складається перелік основного обладнання;
- на підставі аналізу погодинних матеріальних потоків визначається необхідна продуктивність агрегатів, і розраховується кількість робочих та резервних агрегатів; для подальших розрахунків визначається електрична потужність окремих агрегатів;

- перелік необхідних будівель і споруд, а також їх будівельний об'єм визначається за аналогією з коксохімічними підприємствами;
- перелік і основні характеристики передавальних пристроїв визначаються за аналогією з коксохімічними підприємствами з урахуванням погодинних матеріальних потоків.

Вартість основного обладнання приймається виходячи з його маси і вартості 1 кг обладнання, яка експертно приймається на рівні 10 \$/кг. Також у складі капіталовкладень враховані витрати на монтаж обладнання (7 % від вартості) і вартість будівельних робіт, необхідних для встановлення і забезпечення подальшої експлуатації обладнання (облаштування фундаментів, захисних конструкцій тощо – 5 % від їх вартості). Вартість додаткового обладнання, не врахованого в детальному розрахунку, приймається на рівні 20 % від вартості обладнання, яке враховане в розрахунках.

Вартість виробничих будівель і споруд розраховується виходячи з будівельного об'єму і проіндексованої вартості 1 м³ будівельного об'єму – 2313 грн.

Вартість передавальних пристроїв прийнято за експертною оцінкою: конвеєри – 8500 грн/погонний метр з шириною стрічки 1000 мм, газопроводи з внутрішнім діаметром 2 м – 8000 грн за погонний метр.

Сума пускових витрат визначається як сума вартості хімічно очищеної води, необхідної для заповнення парових систем енергоустановок, а також вартості основних матеріалів для заповнення виробничих агрегатів (каталізатори, моноетаноламін тощо).

Сума обігових коштів приймається як сума вартості п'ятиденного запасу сировини і основних матеріалів і вартості п'ятиденного запасу готової продукції.

Для подальших розрахунків тривалість будівництва прийнята 3 роки. Розподіл капіталовкладень за роками будівництва передбачається рівномірним.

Передбачається, що на четвертому році реалізації проекту (після закінчення будівництва і запуску виробництва) внаслідок освоєння виробництва річна сума витрат і доходів від реалізації буде складати 75 % від показників, розрахованих для проектної потужності.

Для розрахунків дисконтованого строку окупності і чистої приведеної вартості проєкту використовуються рекомендації Міністерства економіки України щодо терміну реалізації інвестиційного проєкту – 20 років і ставки дисконту 12 % [21].

Для розрахунку бюджетної ефективності визначається сума податкових надходжень до державного і місцевих бюджетів. Перелік врахованих податків, а також нормативи розподілу між бюджетами податкових надходжень наведено в *табл. 5.6*.

Таблиця 5.6

**Нормативи розподілу загальнодержавних податків
між державним і місцевими бюджетами**

Податок	Норматив відрахувань, %	
	До Державного бюджету	До місцевих бюджетів
Податок на прибуток	80	20
Податок на додану вартість	100	-
Акцизний податок	86,56	13,44
Податок на доходи фізичних осіб	25	75
Військовий збір	100	-
Екологічний податок за викиди CO ₂	100	-
Екологічний податок за інші види забруднень	45	55

Джерело: складено на основі [22; 23]

Ставки окремих податків прийняті на рівні, передбаченому чинною редакцією Податкового кодексу [22]. Особливості розрахунку сум окремих податків полягають у такому:

- податок на прибуток – розраховується за ставкою 18 % прибутку від операційної діяльності;
- податок на додану вартість – розраховується в розмірі 20 % від суми витрат на оплату праці, єдиного соціального внеску, амортизації і прибутку від операційної діяльності;

► акцизний податок – для розрахунку суми цього податку обсяг виробництва окремих видів СМП перераховується з маси, що виражена в тоннах, на об'єм в кубічних метрах (1000 л) з подальшим перерахунком суми податку в євро на гривню за офіційним курсом НБУ (в розрахунках прийнято 44,5 грн/євро). Для розрахунків застосовуються такі середні рівні щільності окремих продуктів: пропан-бутанова фракція – 0,53 т/м³, бензин – 0,75 т/м³, дизельне пальне – 0,85 т/м³, гас – 0,81 т/м³.

Акцизний податок на електроенергію розраховується за адвалерною ставкою – 3,2 % від вартості електроенергії.

Для розрахунку податку на доходи фізичних осіб та військового збору використовуються дані про розрахунковий річний фонд оплати праці.

Сума екологічного податку розраховується залежно від способу газифікації вугілля за такими видами забруднень і джерелами викидів (табл. 5.7).

Таблиця 5.7

Джерела забруднень і шкідливі речовини, що враховуються при розрахунку суми екологічного податку

Джерело, шкідливі речовини	Процес газифікації з парокисневим дуттям (процес Lurgi)	Процес газифікації водовугільної пульпи (процес Texaco)
<i>Викиди шкідливих речовин в атмосферу</i>		
Викиди вугільного пилу	+	+
Викиди CO ₂ при газифікації вугілля	+	+
Викиди CO ₂ при спалюванні частини вугілля в котельні	+	
Викиди CO при спалюванні частини вугілля в котельні	+	-
Викиди оксидів азоту при спалюванні частини вугілля в котельні	+	-
<i>Скиди шкідливих речовин у водні об'єкти</i>		
Скиди амонійного азоту	+	+
Органічні речовини	+	+

Джерело: складено авторами

Маса шкідливих речовин, що викидаються в атмосферу і скидаються у водні об'єкти, розраховується за формулами, наведеними в Методиці (Додаток А).

5.2. Прогнозування основних техніко-економічних показників за регіональними проєктами організації виробництва синтетичного моторного палива

Для організації масштабного виробництва СМП, за результатами попередніх розрахунків, пропонується реалізація трьох проєктів в різних регіонах України (табл. 5.8).

Таблиця 5.8

Розташування регіональних проєктів з виробництва СМП

Регіон	Характеристика підприємства
Східний	Підприємство на базі кам'яного вугілля марки ДГ Західного Донбасу; потужність – 550 тис. т вугілля на рік. Технологія газифікації – Техасо. Розташування підприємства – м. Кам'янське, Дніпропетровської області (на промисловому майданчику ПрАТ «Южжокс»)
Центральний	Підприємство на базі бурого вугілля Дніпровського буровугільного басейну; потужність – 3000 тис. т вугілля на рік. Технологія газифікації – Lurgi. Розташування підприємства – Кіровоградська область
Західний	Підприємство на базі кам'яного вугілля марки ДГ Львівсько-Волинського басейну; потужність – 550 тис. т вугілля на рік. Технологія газифікації – Техасо. Розташування підприємства – Львівська область

Джерело: розроблено авторами

У Східному регіоні підприємство з виробництва СМП планується організувати на базі ПрАТ «Южжокс» (колишній ПАТ Баглійкокс») паралельно з наявними потужностями з виробництва коксу, вловлювання і очищення коксового газу. Це дозволить використовувати наявні потужності з вуглеприйому, а також окреме обладнання з біохімічного очищення стічних вод процесів коксування, вловлювання і очищення коксового газу. Також буде задіяна виробнича інфраструктура допоміжних підрозділів (залізничний цех, група ремонтних і енергетичних цехів).

Перевагою такого варіанта організації виробництва є подібність технологій охолодження і очищення коксового газу і синтез-газу. Це дає можливість використовувати відповідний виробничий досвід персоналу. Фахівці існуючої на підприємстві ТЕЦ можуть бути задіяні при освоєнні і подальшій експлуатації потужностей з виробництва електро- і теплоенергії, передбачені при запропонованій схемі газифікації вугілля.

У Центральному і Західному регіонах планується будівництво нових підприємств.

Подальші розрахунки техніко-економічних показників проекту виконано відповідно до методичного підходу, наведеного в п. 5.1.

Однотипність технології переробки кам'яного вугілля та однакова річна потужність підприємств Східного і Західного регіонів обумовлюють застосування однакового обладнання та передавальних пристроїв. Але нове підприємство Західного регіону потребує більшої кількості виробничих будівель і споруд.

У Додатку Б наведено експлікацію основного обладнання і розрахунків суми капітальних вкладень, необхідних для будівництва трьох запропонованих підприємств. У табл. 5.9 наведено підсумкові результати розрахунків сум капітальних вкладень.

Таблиця 5.9

**Капітальні вкладення на будівництво підприємств з виробництва СМП,
тис. грн (без ПДВ)**

Група основних засобів	Східний регіон	Центральний регіон	Західний регіон
Обладнання	12141481	16607324	12141481
Будівлі та споруди	93237	672527	193779
Передавальні пристрої	6632	15780	6632
Усього капіталовкладень	12241350	17295631	12341892
Теж саме, тис. дол. США	306034	432391	308547

Джерело: розраховано авторами

При розрахунку доходів і витрат враховано те, що за однакової технології газифікації і однакового обладнання для переробки кам'яного вугілля

вихід окремих продуктів буде відрізнятися внаслідок різної якості сировини (за показниками технічного аналізу) і дещо різного елементного складу органічної маси вугілля Західного Донбасу і Львівсько-Волинського басейну.

Однією з суттєвих відмінностей запропонованих процесів газифікації є різний склад доходів і витрат у частині виробництва і витрат електроенергії.

Застосування процесу Техасо дозволяє генерувати електроенергію в кількості, що перевищує потреби підприємства, тобто до складу доходів включається профіцитна частина електроенергії, що генерується. При використанні процесу газифікації Lurgi власна генерація не задовольняє потреби підприємства в електроенергії і до складу витрат необхідно включати витрати на придбання цього енергоносія.

У Додатку В наведено розрахунок потреби в електроенергії основним технологічним обладнанням при використанні прийнятих для розрахунків процесів газифікації кам'яного і бурого вугілля.

Крім споживання електроенергії технологічним обладнанням, витрати електроенергії передбачаються для електролізу води (виробництво водню і кисню), а також на біохімічне очищення стічних вод.

Генерація електроенергії передбачається шляхом використання тепла газифікації (тільки при переробці кам'яного вугілля за процесом Техасо) і тепла, яке отримується при переробці синтез-газу на синтетичну нафту (при переробці як кам'яного, так і бурого вугілля). Більша кількість синтез-газу, що отримується при переробці бурого вугілля, обумовлює застосування більш потужної енергоустановки після реакторів синтезу Фішера-Тропша.

З урахуванням наведеного вище розрахунок балансу виробництва і споживання електроенергії для проєктів, що розглядаються, наведено в *табл. 5.10*.

Кількість окремих видів товарної продукції прийнято на підставі розрахунків, виконаних в розділі 4.2, ціни – відповідно до п. 5.1 цієї монографії. З урахуванням цього доходи від реалізації продукції окремих підприємств прогножуються на такому рівні – в *табл. 5.11*.

Таблиця 5.10

Баланс виробництва і споживання електроенергії за окремими проєктами, що розглядаються

Стаття балансу	Східний регіон	Центральний регіон	Західний регіон
<i>Виробництво електроенергії</i>			
Встановлена потужність енергоустановок, МВт	115	50	115
Кількість електроенергії, що виробляється протягом року, МВт×год	1007400	438000	1007400
<i>Споживання електроенергії</i>			
Споживання основним технологічним обладнанням, МВт×год	183368	171328	183368
Споживання установкою електролізу води, МВт×год	405350	314907	460900
Споживання установкою біохімічного очищення стічних вод, МВт×год	3095	7494	3597
Усього споживання, МВт×год	591813	493729	647865
<i>Баланс електроенергії</i>			
Потреба в закупівлі електроенергії, МВт×год	-	55729	-
Товарні ресурси електроенергії, МВт×год	415587	-	359535

Джерело: розраховано авторами

Структуру доходів від реалізації продукції при переробці кам'яного вугілля наведено на рис. 5.2, при переробці бурого вугілля – на рис. 5.3.

Значну частку в загальній сумі доходів підприємств займають такі високоліквідні продукти, як: при переробці кам'яного вугілля – СМП, метан-етанова фракція (аналог природного газу) і електроенергія – 87,3 %, при переробці бурого вугілля метан-етанова фракція і СМП – 91,2 %. Очікується, що такий асортимент продукції забезпечить стабільні грошові надходження і стабільне фінансове становище підприємств.

Але висока залежність вартості основних продуктів – СМП – від ціни сирової нафти привносить певні ризики щодо рівня доходів. Більш детально

Таблиця 5.11

Розрахунок доходу від реалізації окремих проєктів виробництва СМП, тис. грн

Продукт	Ціна за одиницю, грн	Східний регіон		Центральний регіон		Західний регіон	
		Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн	Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн	Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн
Метан-етанова фракція, тис. м ³	15200	14800	180880	19500	296400	13100	199120
Пропан-бутанова фракція, т	6300	23100	145530	39000	245700	24700	155610
Бензин, т	20000	19100	382000	31500	630000	19600	392000
Дизельне паливо, т	18900	112000	2116800	189000	3572100	119900	2266110
Газ, т	20600	69300	1427580	117000	2410200	74200	1528520
Парафін, т	6500	18200	118300	30000	195000	18700	121550
Кисень технічний, м ³	5000	151000	755000	-	-	173200	866000
Електроенергія товарна, МВт×год	5600	415587	2327287	-	-	359535	2013396
Смола газифікації, т	1600	-	-	77000	123200	-	-
Сульфат амонію, т	6300	5200	32760	35000	220500	5600	35280
Сірчана кислота, т	3300	11900	39270	37000	122100	28700	94710
Шлак дорожній, т	100	87000	8700	280000	28000	93200	9320
Сіль технічна (хлорид натрію), т	2000	600	1200	600	1200	600	1200
Усього дохід від реалізації			7535307		7844400		7682816
Теж саме, тис. дол. США			188383		196110		192070

Джерело: розраховано авторами

вплив на економіку підприємств коливань ціни сировини нафти досліджується в п. 5.4 монографії.



Рис. 5.2. Структура доходів від реалізації продукції при переробці кам'яного вугілля

Джерело: складено авторами



Рис. 5.3. Структура доходів від реалізації продукції при переробці бурого вугілля

Джерело: складено авторами

Прогнозування витрат здійснено таким чином.

Потреба в технічній воді розраховується відповідно до Методики (Додаток А) виходячи з напрямів її споживання. Розрахунок потреби наведено в табл. 5.12.

Розрахунки витрат здійснено для трьох варіантів цін кам'яного вугілля, обґрунтованих в розділі 5.1 цієї монографії, а саме: 100, 140 і 200 \$/т. Витрати на переробку бурого вугілля здійснені відповідно до його ціни на рівні 20 \$/т.

Таблиця 5.12

Розрахунок потреби в технічній воді, тис. м³

Напрямок споживання	Східний регіон	Центральний регіон	Західний регіон
Витрати на охолодження і очищення генераторного газу	186,0	1760,0	198,7
Витрати на отримання водню і кисню	550,0	390,0	605,0
Витрати на підживлення котлів енергоустановок	70,4	326,0	77,0
Усього витрат	806,4	2476,0	880,7

Джерело: розраховано авторами

Розрахунок матеріальних витрат (без врахування вартості вугілля) наведено в *табл. 5.13*. Витрати на електроенергію враховуються тільки для підприємства, розташованого в Центральному регіоні (переробка бурого вугілля) у кількості і за ціною, що розраховані вище (*табл. 5.3, 5.10*).

Розрахунок витрат на оплату праці і єдиний соціальний внесок виконано відповідно до п. 5.1 цієї монографії і наведено в *табл. 5.14*. Розрахунок чисельності персоналу наведено в Додатку Г.

Розрахунок суми амортизації здійснено прямолінійним методом на підставі розрахунку суми капітальних вкладень (Додаток Б) і наведено в Додатку Д. Підсумкові результати розрахунку наведено в *табл. 5.15*.

Інші операційні витрати та витрати на збут розраховано за нормативами, наведеними в п. 5.1.

Розрахунок витрат операційної діяльності для підприємств Східного і Західного регіонів при різних рівнях цін на кам'яне вугілля, а також при переробці бурого вугілля здійснено на підставі проміжних розрахунків (*табл. 5.3, 5.10–5.15*) і наведено в *табл. 5.16–5.18*. Суму екологічного податку визначено окремим розрахунком, наведеним нижче.

Таблиця 5.13

Розрахунок матеріальних витрат (без урахування вартості вугілля) для окремих проектів виробництва СМП, тис. грн

Матеріальний ресурс	Ціна за одиницю, грн	Східний регіон		Центральний регіон		Західний регіон	
		Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн	Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн	Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн
Моноетаноламін, т	100 000	708,9	70890,0	5525,0	552500,0	1120,3	112030,0
Сода каустична, т	25 000	1204,4	30110,0	2849,0	71225,0	1287,1	32177,5
Ванадієвий каталізатор, т	260 000	267,0	69420,0	2860,0	743600,0	579,9	150774,0
Залізний каталізатор, т	9 500	314,6	2988,7	598,4	5684,8	335,8	3190,1
Присадка МТБЕ, т	29 000	912,0	26448,0	1500,0	43500,0	935,8	27138,2
Хлорид натрію для електролізу, т	2 000	2750,0	5500,0	1950	3900,0	440,4	880,8
Вода технічна, тис. м³	10000	806,4	8064,0	2476,0	24760,0	8807	88070,0
Запасні частини для технічного обслуговування і ремонту	-	-	122414,3	-	172956,3	-	123418,9
Усього матеріальних витрат			335835,0		1618126,1		537679,5
Теж саме, тис. дол. США			8395,9		40453,2		13442,0

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.14

Розрахунок витрат на оплату праці та єдиний соціальний внесок

Показник	Східний і Західний регіони	Центральний регіон
Кількість персоналу, осіб	1029	2038
Середньомісячна заробітна плата, грн	32500 грн	
Річний фонд оплати праці, тис. грн	401310	794820
Єдиний соціальний внесок, тис. грн	88288	174860

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.15

Розрахунок амортизації за окремими підприємствами, тис. грн

Група основних засобів	Східний регіон	Центральний регіон	Західний регіон
Обладнання	663731,1	972046	663731,1
Будівлі та споруди	51,9	8481,8	2449,6
Передавальні пристрої	233,0	789,0	233,0
Усього амортизації	664115	980528	666414

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.16

Розрахунок витрат операційної діяльності підприємства
з переробки 550 тис. т кам'яного вугілля у Східному регіоні, тис. грн

Витрати	Сума витрат при ціні вугілля, \$/т		
	100	140	200
1	2	3	4
Кам'яне вугілля	2200000	3080000	4400000
Інші матеріальні витрати	335835		
Витрати на оплату праці	401310		
Єдиний соціальний внесок	88288		
Амортизація	664115		
Інші операційні витрати	14895		

Обґрунтування створення виробництва синтетичного моторного палива з вугілля в Україні

Закінчення табл. 5.16

1	2	3	4
Екологічний податок	13826		
Витрати на збут	37677		
Усього витрат операційної діяльності	3755946	4635946	5955946
Теж саме, тис. дол. США	93899	115899	148899

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.17

Розрахунок витрат операційної діяльності підприємства з переробки 550 тис. т кам'яного вугілля у Західному регіоні, тис. грн

Витрати	Вартість вугілля, \$/т		
	100	140	200
Кам'яне вугілля	2200000	3080000	4400000
Інші матеріальні витрати	537680		
Витрати на оплату праці	401310		
Єдиний соціальний внесок	88288		
Амортизація	666414		
Інші операційні витрати	16937		
Екологічний податок	15393		
Витрати на збут	38414		
Усього витрат операційної діяльності	3964436	4844436	6164436
Теж саме, тис. дол. США	99111	121111	154111

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.18

Розрахунок витрат операційної діяльності підприємства з переробки 3000 тис. т бурого вугілля у Центральному регіоні, тис. грн

Витрати	Сума
1	2
Буре вугілля	2400000
Інші матеріальні витрати	1618126

Закінчення табл. 5.18

1	2
Електроенергія	431342
Витрати на оплату праці	794820
Єдиний соціальний внесок	174860
Амортизація	980528
Інші операційні витрати	39997
Екологічний податок	96585
Витрати на збут	39222
Усього витрат операційної діяльності	6575480
Теж саме, тис. дол. США	164387

Джерело: розраховано авторами

Графічне зображення структури витрат наведено на рис. 5.4–5.6. Для кам'яного вугілля діаграми побудовано за умови ціни на кам'яне вугілля на рівні 140 \$/т.



Рис. 5.4. Структура витрат операційної діяльності на переробку кам'яного вугілля у Східному регіоні

Джерело: складено авторами на підставі даних, наведених в табл. 5.16

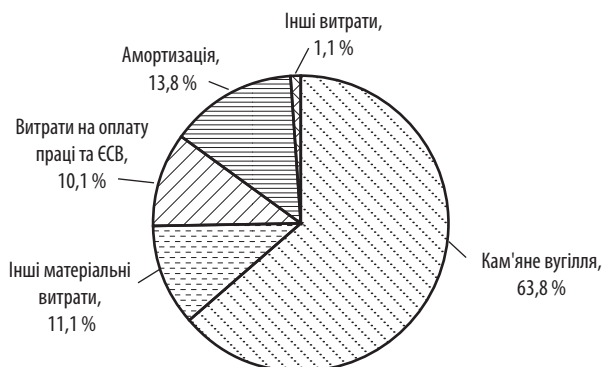


Рис. 5.5. Структура витрат операційної діяльності на переробку кам'яного вугілля у Західному регіоні

Джерело: складено авторами на основі даних, наведених в табл. 5.17

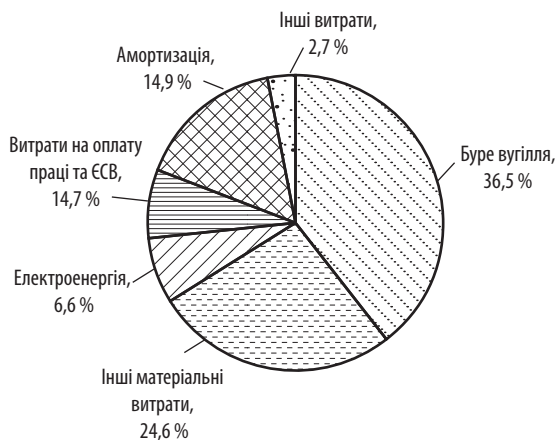


Рис. 5.6. Структура витрат операційної діяльності на переробку бурого вугілля у Центральному регіоні

Джерело: складено авторами на підставі даних, наведених в табл. 5.18

Як показують розрахунки, основна частка витрат на виробництво СМП у Східному і Західному регіонах припадає на вартість вугілля. За-

лежно від рівня цін на вугілля, прийнятого для розрахунку, частка вартості вугілля в загальній сумі операційних витрат сягає 63,8–66,6 %. Деякі відмінності в структурі витрат пояснюються якістю вугілля: більший вміст сірки у Львівсько-Волинському вугіллі потребує більших витрат на матеріали для очищення генераторного газу від сірководню, а відмінності елементного складу вугілля обумовлюють більш високий вихід генераторного газу з 1 т вугілля (див. розрахунки, виконані в розділі 4.2).

У випадку переробки бурого вугілля за ціною 20 \$/т на сировину припадає 37 % загальної суми витрат операційної діяльності. Це пояснюється як відносно низькою ціною, прийнятою для розрахунку, так і високим вмістом сірки у вугіллі (що обумовлює високі витрати основних матеріалів для очищення генераторного газу – 25 % від загальної суми витрат), а також потребою в купівлі електроенергії, на яку припадає 6,7 % усіх операційних витрат.

На підставі розрахунку доходів (табл. 5.12) і витрат (табл. 5.16, 5.17) при різних рівнях ціни на кам'яне вугілля можна зробити прогноз суми прибутку і рентабельності, наведений в табл. 5.19. Під чистим прибутком розуміється прибуток після оподаткування.

Таблиця 5.19

Розрахунок прибутку і рентабельності за окремими проєктами при різних варіантах цін на кам'яне вугілля, тис. дол. США

Витрати	Вартість вугілля, \$/т		
	100	140	200
1	2	3	4
<i>Підприємство Східного регіону</i>			
Дохід від реалізації продукції	188383		
Витрати операційної діяльності	93899	115899	148899
Прибуток операційної діяльності	94484	72484	39484
Чистий прибуток	77477	59437	32377
Рентабельність, %	82,5	51,3	21,7
<i>Підприємство Західного регіону</i>			
Дохід від реалізації продукції	192070		

Закінчення табл. 5.19

1	2	3	4
Витрати операційної діяльності	99111	121111	154111
Прибуток операційної діяльності	92959	70959	37959
Чистий прибуток	76226	58186	31126
Рентабельність, %	76,9	48,0	20,2

Джерело: розраховано авторами

При переробці бурого вугілля в Центральному регіоні дохід від реалізації складає 196110 тис. дол., а витрати операційної діяльності – 164387 тис. дол. Відповідно, прибуток від операційної діяльності складає 31723 тис. дол., а чистий прибуток – 26013 тис. дол. Рентабельність операційної діяльності прогнозується на рівні 15,8 %.

Операційна рентабельність усіх проєктів дозволяє зробити попередній висновок щодо доцільності їх реалізації. Такий висновок також підтверджується рівнем рентабельності основних засобів (відношення чистого прибутку до суми капітальних вкладень, розрахованих в табл. 5.9). Цей різновид рентабельності складає залежно від ціни вугілля: у Східному регіоні – 10,6–25,3 %, Західному – 10,1–24,7 %. У Центральному регіоні рентабельність основних засобів прогнозується на рівні 6,0 %.

Більш детальну оцінку інвестиційної привабливості окремих проєктів, екологічний вплив і оцінку бюджетної ефективності надано нижче.

5.3. Розрахунки економічної ефективності та інвестиційної привабливості окремих проєктів

Оцінка інвестиційної привабливості здійснюється відповідно до методики, викладеної в п. 5.1 цієї монографії, за переліком показників, наведених в табл. 5.5. Окремі складові оцінки наведено нижче.

Розрахунок обсягу інвестицій в об'єкти інвестування.

Першим етапом оцінки є розрахунок обсягу інвестицій в об'єкти інвестування. Під сумою інвестицій в цьому дослідженні розуміється сума капітальних вкладень (розрахованих в табл. 5.9), пускових витрат і обіго-

вих коштів, які розраховуються як вартість п'ятиденного запасу сировини і готової продукції. Для подальшої оцінки інвестиційної привабливості приймається, що будівництво підприємства триватиме три роки з рівномірним розподілом капіталовкладень, пускові витрати і обігові кошти інвестуються після початку роботи підприємства.

Суму пускових витрат розраховано в табл. 5.20.

Таблиця 5.20

Розрахунок суми пускових витрат при різних технологіях газифікації вугілля

Матеріал	При переробці 550 тис. т кам'яного вугілля		При переробці 3000 тис. т бурого вугілля	
	Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн	Кількість, нат. од.	Сума, тис. грн
Вода хімічно очищена, тис. м ³	70,4	774	324	3564
Моноетаноламін, т	200	20000	200	20000
Ванадієвий каталізатор, т	10	2600	10	2600
Залізний каталізатор, т	540	5130	675	6413
Усього, тис. грн		28504		32577
Теж саме, тис. дол. США		713		814

Джерело: розраховано авторами

З урахуванням окремих складових розрахунок загальної суми інвестицій за окремими проєктами наведено в табл. 5.21.

Таблиця 5.21

Розрахунок інвестицій за окремими проєктами, тис. дол. США

Складові загальної суми інвестицій	Східний регіон	Центральний регіон	Західний регіон
1	2	3	4
Капітальні вкладення	306034	432391	308547
Сума пускових витрат	713	814	713
Сума річних витрат на сировину і матеріали *)	63396-118396	100453	68442-123442
Вартість п'ятиденного запасу сировини і матеріалів *)	868-1622	1376	938-1691

Закінчення табл. 5.21

1	2	3	4
Вартість річного випуску товарної продукції	188383	196110	192070
Вартість п'ятиденного запасу готової продукції	2581	2686	2631
Усього інвестицій *)	310196-310950	437267	312829-313582
У тому числі за роками:			
1-й рік реалізації проєкту	102011	144130	102849
2-й рік реалізації проєкту	102011	144130	102849
3-й рік реалізації проєкту	102012	144131	102849
4-й рік реалізації проєкту *)	4162-4916	4876	4282-5035

*) – залежно від вартості вугілля

Джерело: розраховано авторами

Подальші розрахунки виконані для варіанта фінансування проєктів за рахунок кредитних коштів з відстрочкою погашення на період будівництва. За умови отримання кредитних ресурсів від міжнародних фінансових організацій ставку кредиту прийнято на рівні 5 % річних; термін кредиту – 10 років з початком погашення через 3 роки (після закінчення будівництва).

Розрахунки зроблено з використанням електронного калькулятора, розробленого Міністерством економіки України для мети визначення показників ефективності інвестиційних проєктів [24].

Розрахунок грошових потоків інвестиційного проєкту, в тому числі доходів і витрат, зроблено без урахування акцизного податку, надходження і сплата якого є однаковими і збігаються у часі.

При фінансуванні проєкту за рахунок кредитних коштів сальдо грошових потоків за окремими проєктами і при різних рівнях цін на вугілля після закінчення будівництва має такі значення (табл. 5.22).

Отже, усі розглянуті проєкти за різними рівнями цін на вугілля мають позитивне сальдо грошових потоків починаючи з моменту виходу на проєктну потужність.

Таблиця 5.22

Сальдо грошових потоків за окремими проєктами США
(при фінансуванні будівництва за рахунок кредитних коштів), млн дол.

Вид вугілля, ціна, \$/т	4-й рік – рік освоєння проєктної потужності і початку погашення кредиту	5–13 роки – роки погашення кредиту і сплати відсотків	З 14 року і далі
<i>Східний регіон</i>			
Кам'яне вугілля, 100 \$/т	50,2	84,0-97,7	129,0
Кам'яне вугілля, 140 \$/т	25,9	51,7-65,6	96,6
Кам'яне вугілля, 200 \$/т	0,7	18,0-32,0	63,0
<i>Центральний регіон</i>			
Буре вугілля, 20 \$/т	-7,2	7,2-24,7	68,4
<i>Західний регіон</i>			
Кам'яне вугілля, 100 \$/т	39,3	66,3-80,9	117,6
Кам'яне вугілля, 140 \$/т	20,9	41,9-56,6	95,2
Кам'яне вугілля, 200 \$/т	-4,0	8,2-22,9	61,5

Джерело: розраховано авторами

Для додаткової оцінки інвестиційної привабливості розраховується коефіцієнт покриття боргу (DSCR) – співвідношення між наявними грошовими коштами і сумою, необхідною для обслуговування боргу. Значення цього коефіцієнта має перевищувати одиницю. Це свідчить про те, що позитивний грошовий потік перевищує суму, необхідну для обслуговування боргу. Результати розрахунку коефіцієнта DSCR для окремих проєктів наведено в *табл. 5.23*.

Наведені розрахунки свідчать про спроможність підприємств з переробки кам'яного вугілля своєчасно і в повному обсязі виконувати боргові зобов'язання тільки після освоєння проєктної потужності та при помірних цінах на сировину.

Реалізація проєкту з переробки бурого вугілля в Центральному регіоні при заданих вхідних параметрах (ціна вугілля – 20 \$/т, світова ціна нафти – 74 \$/барель, надання кредиту на термін 10 років з річною відсо-

Таблиця 5.23

Значення коефіцієнта покриття боргу (DSCR) за різними варіантами реалізації регіональних проєктів

Вид вугілля, ціна, \$/т	4-й рік – рік освоєння проєктної потужності і початку погашення кредиту	5–12 роки – роки погашення кредиту і сплати відсотків	Останній рік погашення кредиту
<i>Східний регіон</i>			
Кам'яне вугілля, 100 \$/т	1,08	1,87-2,96	3,16
Кам'яне вугілля, 140 \$/т	0,56	1,15-1,97	2,12
Кам'яне вугілля, 200 \$/т	0,02	0,4-0,93	1,03
<i>Центральний регіон</i>			
Буре вугілля, 20 \$/т	-0,22	0,08-0,42	0,49
<i>Західний регіон</i>			
Кам'яне вугілля, 100 \$/т	1,05	1,71-2,61	2,79
Кам'яне вугілля, 140 \$/т	0,62	1,10-1,76	1,89
Кам'яне вугілля, 200 \$/т	0,09	0,35-0,78	0,86

Джерело: розраховано авторами

тковою ставкою 5 %) не дозволяє своєчасно і в повному обсязі виконувати боргові зобов'язання. Але проєкт може бути реалізований у випадку застосування іншого варіанта фінансування чи при зміні вхідних даних щодо ціни сировини і готової продукції. Відповідні рекомендації розробляються в наступному пункті цієї монографії.

Розрахунок чистої приведеної вартості (NPV) виконано на підставі грошових потоків (табл. 5.22) при ставці дисконту 12 % і терміні інвестиційного проєкту 20 років [21].

Результати розрахунків NPV для окремих регіональних проєктів у графічному вигляді наведено на рис. 5.7–5.8.

Для випадку переробки бурого вугілля показник не розраховується, оскільки як розрахунок сальдо грошових потоків (табл. 5.22), так і значення коефіцієнта покриття боргу (DSCR) – табл. 5.23 – дозволяють зробити висновок про від'ємне значення чистої приведеної вартості проєкту при-

Дискontований вільний
грошовий потік накопиченим
підсумком, тис. дол. США

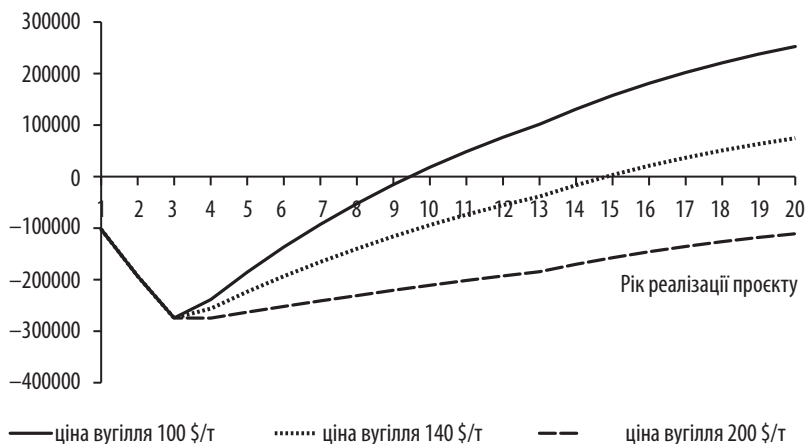


Рис. 5.7. Динаміка чистої приведеної вартості проєкту переробки кам'яного вугілля в Східному регіоні при різних рівнях цін на вугілля

Джерело: розраховано авторами

наймні при прийнятих вхідних даних щодо ціні вугілля і готової продукції, а також умов кредитного договору.

У табл. 5.24 наведено значення дискontованого вільного грошового потоку накопиченим підсумком за окремі роки реалізації проєктів з переробки кам'яного вугілля.

Як показують виконані розрахунки при ціні кам'яного вугілля на рівні 100 \$/т, проєкт у Східному регіоні починає генерувати позитивний вільний грошовий дискontований потік на 10 рік реалізації, а проєкт Західного регіону – на 15 році реалізації. При ціні вугілля 140 \$/т обидва проєкти на 20-й рік їх реалізації також починають генерувати позитивний вільний грошовий дискontований потік. Але ціна кам'яного вугілля вище 140 \$/т є критичною з точки зору доцільності організації виробництва.

Дискontований вільний
грошовий потік накопиченим
підсумком, тис. дол. США

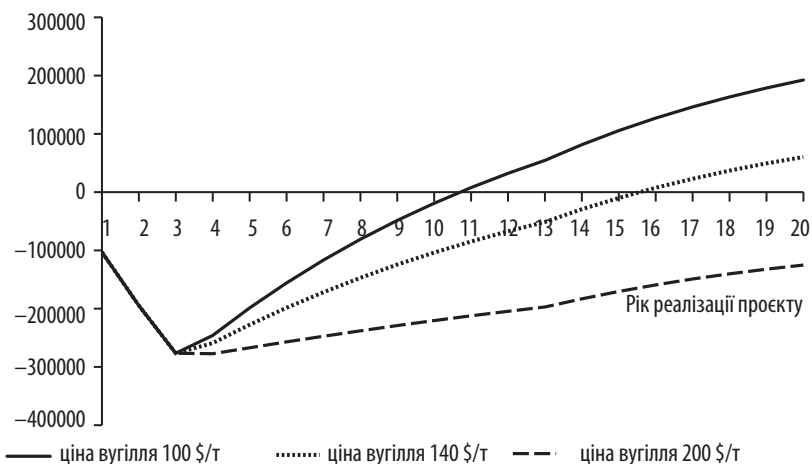


Рис. 5.8. Динаміка чистої приведеної вартості проекту переробки кам'яного вугілля в Західному регіоні при різних рівнях цін на вугілля

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.24

Динаміка дискontованого вільного грошового потоку накопиченим підсумком за окремими регіональними проектами, тис. \$

Ціна 1 т вугілля, \$	Роки реалізації проекту				
	1	4	10	15	20
1	2	3	4	5	6
<i>Східний регіон</i>					
100	-102011	-238677	+18212	+157573	+252715
140		-256161	-93940	+3369	+74650
200		-274452	-210735	-157181	-110728

Закінчення табл. 5.24

1	2	3	4	5	6
<i>Західний регіон</i>					
100	-102849	-245920	-19046,5	+105509,6	+192262,1
140		-259297	-103714	-9937,93	+60258,99
200		-277311	-220394	-170410	-125038

Джерело: розраховано авторами

Розрахунки інших показників економічної ефективності проєктів переробки кам'яного вугілля при різних рівнях цін наведено в табл. 5.25.

Таблиця 5.25

Показники економічної ефективності регіональних проєктів з переробки кам'яного вугілля при різних рівнях його цін

Рівень ціни на вугілля, \$/т	Індекс прибутковості (PI)	Внутрішня норма доходності (IRR), %	Дисконтований термін окупності (DPP), років
<i>Східний регіон</i>			
100	1,86	22	9,6
140	1,51	15	14,8
200	0,97	7	>20
<i>Західний регіон</i>			
100	1,83	20	10,7
140	1,47	15	14,6
200	0,94	6	>20

Джерело: розраховано авторами

Оцінка викидів шкідливих речовин в атмосферу і скидів у водні об'єкти.

Основною речовиною, що викидається в атмосферу при переробці кам'яного вугілля за процесом Техасо, є діоксид вуглецю, що утворюється при газифікації вугілля. Також ця речовина може утворюватися при синтезі Фішера-Тропша, якщо склад синтез-газу не є оптимальним (тобто відношення кількостей водню та монооксиду вуглецю менше, ніж 2:1).

Отриманий нами патент на корисну модель «Спосіб отримання синтетичних моторних палив з вугілля» [6], спрямований на оптимізацію складу синтез-газу, дозволяє уникнути утворення діоксиду вуглецю на стадії отримання синтетичної нафти.

Отже, єдиним джерелом викидів в атмосферу діоксиду вуглецю за процесом Техасо є стадія газифікації вугілля. Згідно з розрахунками, виконаними в розділі 4.2 цієї монографії, у складі генераторного газу кількість діоксиду вуглецю складає 13 % об'ємних.

Крім того, в атмосферу викидається вугільний пил при розвантаженні вугілля на вагоноперекидачах.

Негативний вплив на оточуюче середовище здійснюватиметься при скиді стічних вод у водні об'єкти після їх біохімічного очищення. У складі викидів прогнозується наявність амонійного азоту і органічних речовин.

При газифікації бурого вугілля за технологією Lurgi використання патенту [6] також дозволить уникнути утворення діоксиду вуглецю на стадії виробництва синтетичної нафти. Крім викидів в атмосферу і скидів у водні об'єкти речовин, характерних для процесу Техасо, в даному випадку з'являється ще одне стаціонарне джерело викидів, а саме котельня для виробництва пари, необхідної для газифікації. При спалюванні бурого вугілля в атмосферу викидатимуться моно- і діоксид вуглецю, оксиди азоту і сірки.

Кількість викидів в атмосферу і скидів у водні об'єкти за обома технологіями розраховується за формулами, наведеними в Методиці (Додаток А). Результати розрахунків наведено в *табл. 5.26*.

Розрахунки викидів і скидів, виконані в *табл. 5.25*, показують значний негативний вплив на екологію запропонованої технології переробки бурого вугілля і потребують у подальшому розробки техніко-економічних заходів зі скорочення викидів.

Аналіз впливу інвестиційного проєкту на бюджети всіх рівнів (бюджетна ефективність).

На цьому етапі оцінки запропонованих проєктів визначено суму податкових надходжень до бюджетів різних рівнів.

Таблиця 5.26

Розрахунок кількості шкідливих речовин, що викидаються
в атмосферу та скидаються у водні об'єкти, т

Шкідлива речовина	При переробці 550 тис. т кам'яного вугілля Західного Донбасу	При переробці 3000 тис. т бурого вугілля Дніпров- ського бурову- гільного басейну	При переробці 550 тис. т кам'яного вугілля Львівсько- Волинського басейну
<i>Викиди шкідливих речовин в атмосферу</i>			
Вугільний пил	550	3000	550
Монооксид вуглецю	-	2012	-
Діоксид вуглецю при газифі- кації вугілля	237448	1633228	253609
Діоксид вуглецю при спалю- ванні вугілля в котельні	-	1027663	-
Оксиди азоту	-	2415	-
Діоксид сірки	-	23486	-
<i>Скиди шкідливих речовин у водні об'єкти</i>			
Амонійний азот	516	776	600
Органічні речовини	0,26	0,39	0,30

Джерело: розраховано авторами

В подальших розрахунках враховані основні загальнодержавні податки, платником яких будуть підприємства, що розглядаються. В Додатку Е наведено розрахунок акцизного податку для наступних товарів: електроенергія, пропан-бутанова фракція, бензин, дизельне паливо, гас. Розрахунок суми екологічного податку здійснено на підставі даних, наведених в табл. 5.26. Розрахунки здійснено відповідно до Податкового кодексу України [22]. Залежно від ціни вугілля розрахунок суми податків наведено в табл. 5.27.

Платежі за окремими податками розподіляються між Державним і місцевими бюджетами відповідно до нормативів, визначених Бюджетним кодексом України [23]. У табл. 5.28 наведено розрахунок податкових надходжень до бюджетів різних рівнів.

Таблиця 5.27

Розрахунок суми податкових платежів за загальнодержавними податками, тис. грн

Податок, показники, необхідні для розрахунку податків	1	2	3	4
<i>Податок на прибуток</i>				
Прибуток операційної діяльності *)		1579366-3779360	1268920	1518360-3718360
Податок на прибуток *)		284286-680285	228406	273305-669305
<i>Податок на додану вартість</i>				
Витрати на оплату праці		401310	794820	401310
Єдиний соціальний внесок		88288	174860	88288
Амортизація		664115	980528	666414
Прибуток операційної діяльності *)		1579366-3779360	1268920	1518360-3718360
Податок на додану вартість		546616-986615	643826	534874-974874
<i>Податок на доходи фізичних осіб і військовий збір</i>				
Річний фонд оплати праці		401310	794820	401310
Податок на доходи фізичних осіб		72236	143068	72236
Військовий збір		6020	11922	6020
<i>Екологічний податок на викиди CO₂</i>				
Сума податку		7123	79827	7608
<i>Екологічний податок за інші види забруднень</i>				

Закінчення табл. 5.27

1	2	3	4
Податок за викиди в атмосферу	53	662	53
Податок за скиди у водні об'єкти	6648	16096	7726
Усього екологічного податку за інші види забруднень	6703	16758	7785
<i>Акцизний податок</i>			
Акцизний податок за всіма видами СМП	3196855	5253920	3388397
Усього податкових надходжень, тис. грн *)	4119852-4950580	6377727	4290220-5126219
Теж саме, тис. дол.	102996-123765	159443	107256-128155

*) – залежно від рівня цін на вугілля, прийнятого в попередніх розрахунках

Джерело: розраховано авторами

Таблиця 5.28

Розподіл суми податкових надходжень між Державним і місцевими бюджетами, тис. грн

Податок	Сума податку, тис. грн	Державний бюджет		Місцеві бюджети	
		Норматив відрахувань, %	Сума, тис. грн	Норматив відрахувань, %	Сума, тис. грн
1	2	3	4	5	6
<i>Східний регіон</i>					
Податок на прибуток *)	284286-680285	80	227429-544228	20	56858-136057
ПДВ *)	546616-986615	100	546616-986615	-	-
Акцизний податок	3196855	86,56	2767198	13,44	429657
ПДОО	72236	25	18059	75	54177
Військовий збір	6020	100	6020	-	-
Екологічний податок за викиди CO ₂	7123	100	7123	-	-
Екологічний податок за інші види забруднень	6703	45	3016	55	3687
Усього по Східному регіону *)	4119839-4955837		3575461-4332259		544378-623578
Податкові надходження в розрахунку на 1 т вугілля, що переробляється, грн /т	7491-9011		6501-7879		990-1132
<i>Центральний регіон</i>					
Податок на прибуток	228406	80	182725	20	45681
ПДВ	643826	100	643826	-	-
Акцизний податок	5253920	86,56	4547793	13,44	706127
ПДОО	143068	25	35767	75	107301

Закінчення табл. 5.28

1	2	3	4	5	6
Військовий збір	11922	100	11922	-	-
Екологічний податок за викиди CO ₂	79827	100	79827	-	-
Екологічний податок за інші види забруднень	16758	45	7541	55	9217
Усього по Центральному регіону	6377727		5509401		868326
Податкові надходження в розрахунку на 1 т вугілля, що переробляється, грн/т	2125		1836		289
Західний регіон					
Податок на прибуток *)	273305-669305	80	218644-535444	20	54661-133861
ПДВ *)	534874-974874	100	534874-974874	-	-
Акцизний податок	3388397	86,56	2932996	13,44	455401
ПДФО	72236	25	18059	75	54177
Військовий збір	6020	100	6020	-	-
Екологічний податок за викиди CO ₂	7608	100	7608	-	-
Екологічний податок за інші види забруднень	7785	45	3503	55	4282
Усього по Західному регіону *)	4290225-5126225		3721704-4478504		568521-647721
Податкові надходження в розрахунку на 1 т вугілля, що переробляється, грн/т	7800-9320		6767-8143		1033-1177

*) – залежно від рівня цін на вугілля

Джерело: розраховано авторами на підставі [23]

На рис. 5.9 і 5.10 наведено структуру податкових надходжень при переробці кам'яного і бурого вугілля.

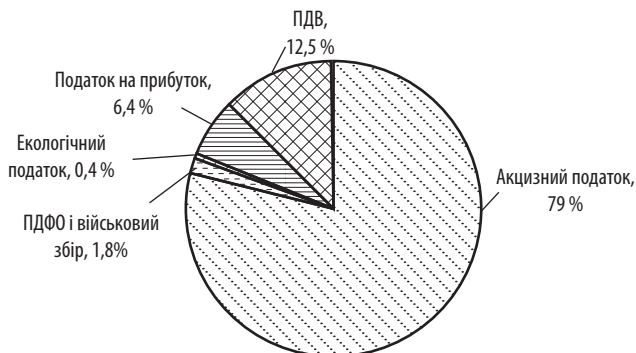


Рис. 5.9. Структура податкових надходжень до Державного і місцевого бюджетів при переробці кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну

Джерело: побудовано авторами за даними табл. 5.24

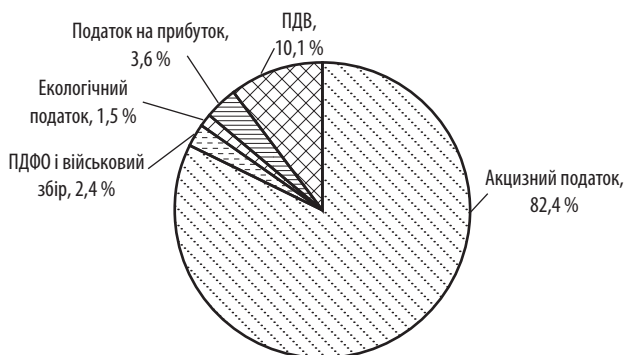


Рис. 5.10. Структура податкових надходжень до Державного і місцевого бюджетів при переробці бурого вугілля Дніпровського буровугільного басейну

Джерело: побудовано авторами за даними табл. 5.24

Отже, як показують виконані розрахунки, виробництво СМП з вітчизняного вугілля є досить привабливим, як для Державного, так і для

місцевих бюджетів. У розрахунку на 1 т кам'яного вугілля податкові надходження складають (залежно від ціни вугілля) 7,5–9,3 тис. грн, на 1 т бурого вугілля – 2,1 тис. грн. Основну суму податкових платежів складають непрямі податки (ПДВ і акциз), які забезпечують при переробці кам'яного вугілля – до 91 % всіх надходжень, при переробці бурого вугілля – 75 %. Непрямі податки, які є податками на споживання, є гарантованими надходженнями до бюджету.

Звертає на себе увагу те, що менша рентабельність переробки бурого вугілля призводить до того, що в структурі податкових надходжень підприємства Центрального регіону питома вага податку на прибуток (3,1 %) значно менше, ніж при переробці кам'яного вугілля (6,9 %). Значно більші викиди в атмосферу шкідливих речовин при переробці бурого вугілля призводять до того, що в структурі податкових надходжень екологічний податок складає 1,5 %, тоді як при переробці кам'яного вугілля частка питома вага цього податку в загальній сумі податкових платежів сягає лише 0,2 %. Очікується додаткове наповнення Пенсійного фонду України за рахунок ЄСВ: при переробці 550 тис. т кам'яного вугілля – 88288 тис. грн, при переробці бурого вугілля – 174860 тис. грн.

Крім врахованих в розрахунках податкових надходжень, додатковий бюджетний ефект буде отриманий в результаті поживавлення вугледобувних підприємств, які є постачальниками вугілля, а також українських підприємств машинобудування і будівельно-монтажних підприємств.

5.4. Оцінка впливу чинників на ефективність виробництва синтетичного моторного палива

Аналіз виконаних розрахунків дозволяє зробити висновок, що на прийняття рішення про реалізацію проєктів з переробки кам'яного вугілля основний вплив справляють рівень цін на сировині і готову продукцію і умови надання необхідних інвестиційних ресурсів.

Подальші розрахунки, висновки і пропозиції зроблено для умови реалізації проєкту в Західному регіоні, в якому передбачається будівництво нового підприємства (на відміну від Східного регіону, в якому проєкт орієнтований на використання існуючих потужностей ПрАТ «Южжокс»).

Розрахунки, виконані в п. 5.2 монографії, показують, що в структурі витрат на виробництво СМП вартість кам'яного вугілля складає 63,8–66,6 %. Цим пояснюється те, що при підвищенні вартості сировини на 1 \$/т рентабельність операційної діяльності знижується на 0,8–0,9 % (за умови незмінності усіх інших чинників) – рис. 5.11.

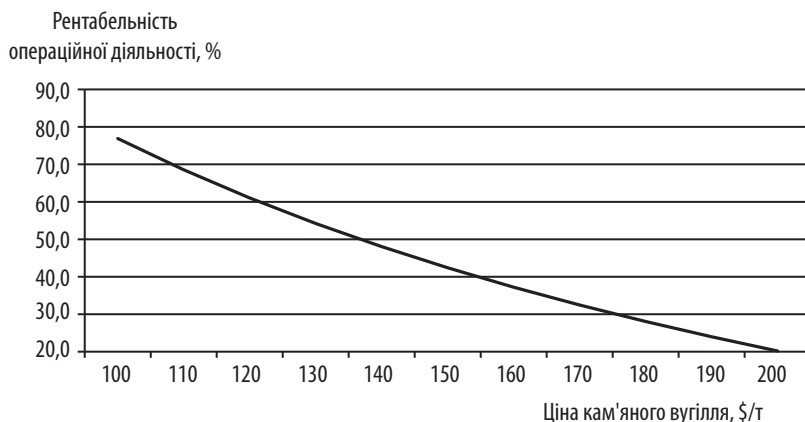


Рис. 5.11. Залежність рентабельності операційної діяльності підприємства з виробництва СМП від рівня цін на кам'яне вугілля (на прикладі переробки кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну)

Джерело: складено авторами

З іншого боку, частка вартості СМП у загальній сумі доходів складає 58,1 %. У розрахунках прийнято, що вартість СМП функціонально залежить від світової ціни на нафту. Отже, базуючись на виконаних розрахунках, можна надати наступний прогноз зміни операційної рентабельності проекту залежно від ціни нафти на світовому ринку (рис. 5.12).

Таким чином, ціни на вугілля і нафту здійснюють протилежний вплив на рівень рентабельності: зростання ціни вугілля призводить до зменшення цього показника, тоді як зростання ціни нафти приводить до зростання рентабельності. Це обумовлює необхідність дослідження одночасного впливу обох факторів на ефективність проекту.

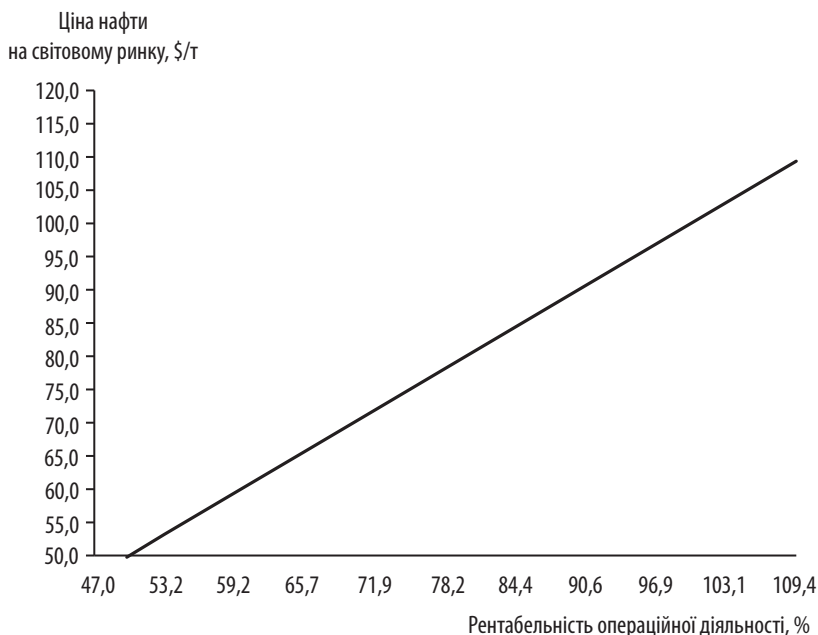


Рис. 5.12. Залежність рентабельності операційної діяльності підприємства з виробництва СМП від світового рівня цін на нафту

Джерело: складено авторами

Критерієм ефективності обрано дисконтований термін окупності, рівний 10 рокам з часу надання інвестицій, або 6,75 років з часу виведення підприємства на проектну потужність (виходячи з того, що тривалість будівництва складає 3 роки, а вивід підприємства на проектну потужність буде здійснено протягом кварталу).

Для оцінки виконано ряд проміжних розрахунків дисконтованих грошових потоків при різних комбінаціях «ціна вугілля-ціна нафти».

Обробка отриманих даних дозволила побудувати свого роду «лінію байдужості», яка визначає, за яких саме комбінацій цін на вугілля і нафту дисконтований термін окупності дорівнюватиме 10 рокам (рис. 5.13).

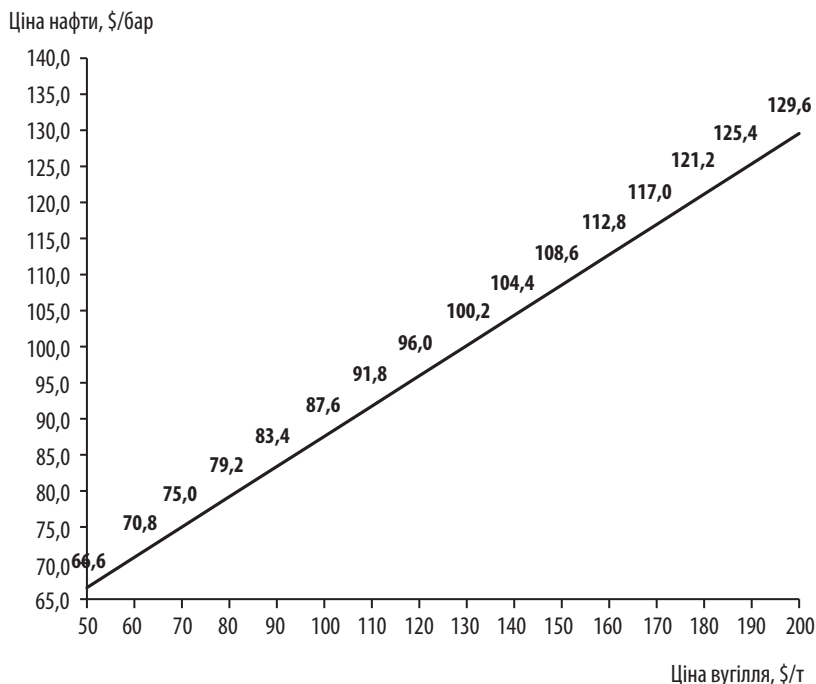


Рис. 5.13. Співвідношення цін на вугілля і нафту, за якого забезпечується 10-річний дисконтований термін окупності інвестицій (на прикладі підприємства Західного регіону)

Джерело: розраховано авторами

Комбінації цін вугілля і нафти, що знаходяться нижче цієї «лінії байдужості», відповідають ринковим умовам, за яких дисконтований термін окупності буде менше, ніж 10 років. І навпаки: комбінація цін на вугілля і нафту, яка відповідає точці вище «лінії байдужості», свідчить про те, що дисконтований термін окупності більше 10 років. Так, розрахунки для Західного регіону, наведені в табл. 5.25, показують, що при ціні вугілля 100 \$/т і ціні нафти 74 \$/бар дисконтований термін окупності дорівнює 10,7 років, а при тій же ціні нафти і ціні вугілля 140 \$/т окупність слід очікувати через 14,6 років.

Вищенаведене дозволяє робити висновок, що на прийняття рішення про реалізацію проєкту впливатиме співвідношення цін на вугілля і нафту.

Глобальний перехід до низьковуглецевої енергетики, подальший розвиток електрогенерації шляхом використання відновлюваних джерел енергії призведуть, як очікується, до припинення використання вугілля для виробництва електроенергії вже у 2040 р. Такі висновки містяться в дослідженнях Міжнародної енергетичної агенції, наприклад, [8; 10] та інших аналітичних матеріалах, розміщених на офіційному сайті цієї організації.

Отже, прогнози щодо стійкої тенденції зниження цін на вугілля при відносно стабільному рівні цін на нафту роблять проєкти з організації виробництва СМП інвестиційно привабливими.

Ще один чинник, який впливає на економічну ефективність проєкту, – умови залучення необхідного обсягу інвестицій, тобто термін, на який надається кредит і відсоткова ставка за кредитом.

Розраховані значення коефіцієнта покриття боргу (DSCR) – табл. 5.23 – показують, що надання кредиту на 10-річний термін при 5 % річних дозволяє підприємству Західного регіону відразу після закінчення будівництва (на 4 році проєкту) обслуговувати борг в повному обсязі, якщо ціна вугілля складатиме 100 \$/т при ціні нафти 74 \$/барель. Але при ціні вугілля 140 \$/т (при незмінній ціні нафти) вільних коштів для обслуговування боргу вистачатиме тільки на п'ятому році реалізації проєкту, що потребуватиме корегування умов надання кредиту.

Виконані та наведені в п. 5.3 цієї монографії розрахунки дозволяють зробити такі висновки:

- скорочення відсоткової ставки на 0,5 відсоткових пункти знижує дисконтований термін окупності на 0,3 роки;
- збільшення терміну надання кредиту (понад 10 років) знижує дисконтований термін окупності на 0,3 роки на кожний рік збільшення терміну кредитування.

Таким чином, можливості реалізації інвестиційних проєктів залежать не тільки від співвідношення ціни вугілля до ціни нафти, а й від умов надання кредитних ресурсів.

Під час здійснення операційної діяльності з переробки кам'яного вугілля ризики недосягнення запланованих показників можуть бути пов'язані зі зміною асортименту продукції, що випускається, та зі зміною рівня цін окремих продуктів. Але прогнозується, що вплив цих змін на операційну рентабельність буде не значним.

Кількість СМП, метан-етанової фракції та кисню визначається елементним складом сировини, який для вугілля конкретної шахти є постійним. Також практично незмінними для вугілля конкретної шахти є показники технічного аналізу (вміст золи, сірки, азоту), які визначають обсяг виробництва інших попутних продуктів (сірчана кислота, сульфат амонію, шлак). Коливання цін на ці попутні продукти також не здійснює суттєвого впливу на загальну суму доходу підприємства і, відповідно, майже не впливає на рівень рентабельності.

Ризики зниження ефективності проекту при зміні податкової політики прогнозуються як незначні. Навпаки, при виконанні певних умов і вимог підприємство зможе отримати певні преференції (див. розділ 6).

Прогнозується, що бюджетна ефективність не буде суттєво відрізнятися від оцінок, виконаних у попередньому пункті. Як свідчать розрахунки (табл. 5.28, рис. 5.9), у структурі податкових надходжень 91,5 % складають непрямі податки (ПДВ і акцизний податок). Надходження податків на споживання є практично гарантованими вже в момент реалізації продукції.

Екологічні ризики при запропонованій технології мінімізуються за рахунок використання розробленого нами патенту. При цьому мінімізуються викиди парникового газу CO_2 . Розраховані викиди і скиди будуть відповідати дійсності за умови виконання вимог технологічних регламентів, Правил технічної експлуатації та інших документів, які регламентують виробничі процеси.

Стосовно бурого вугілля необхідно зазначити таке. Перевагою цього вугілля є сприятливі геологічно-добувні умови залягання покладів і можливість видобутку вугілля кар'єрним способом, собівартість якого значно нижче, ніж при шахтному видобуванні.

До недоліків цієї сировини слід віднести високу вологість (52,5 %), яка обмежує застосування таких прогресивних процесів газифікації, як

Prenflo чи Техасо [2]. Реалізація процесу газифікації Lurgi (газифікація з парокисневим дуттям) потребує значної кількості пари, яка може бути отримана за рахунок спалювання частини вугілля.

Низька теплотворна здатність цього вугілля та високий вміст сірки (5,2 % – табл. 4.6) обумовлюють великі викиди в атмосферу діоксиду вуглецю, що утворюється при газифікації, а також оксидів азоту, діоксиду сірки та оксидів вуглецю при спалюванні вугілля в котельні. Наслідком є суттєвий негативний вплив на оточуюче середовище, який здатний загальмувати реалізацію проєкту.

Ефективність газифікації бурого вугілля знижує необхідність отримання кисню на повітророзподільній станції, яка характеризується високою енерго- і капіталоємністю: капітальні вкладення на будівництво основної і резервної повітророзподільної станції складають 19 % від загальної вартості обладнання (табл. Б4, додаток Б), а із загальної кількості електроенергії, що споживається підприємством, на цю установку припадає 42 % (табл. В.2, Додаток В).

За таких умов операційна рентабельність складає 15,8 % (п. 5.2), а рентабельність основних засобів – лише 6,0 %. Такого рівня прибутковості недостатньо для обслуговування боргу (табл. 5.23), що робить неможливим фінансування проєкту за рахунок кредитних ресурсів (принаймні при тих вхідних даних, які використані в розрахунках: кредит на 10 років, 5 % річних).

Таким чином, для реалізації необхідно розробити і реалізувати комплекс організаційних і техніко-економічних заходів, спрямованих на поліпшення основних показників проєкту. Перелік таких заходів, що пропонуються, наведено в табл. 5.29.

На момент проведення дослідження буре вугілля в Україні більше 10 років не видобувається і реальні дані про собівартість цієї сировини відсутні. Для розрахунків було прийнято експертну оцінку бурого вугілля на рівні 20 \$/т, яка є непридатною для життєздатності проєкту.

Тобто першим кроком для організації видобутку бурого вугілля є техніко-економічне обґрунтування відновлення видобутку і визначення реального рівня собівартості.

Таблиця 5.29

Напрямки покращення проєкту з переробки бурого вугілля

Напрями вдосконалення проєкту	Рекомендації щодо поліпшення техніко-економічних показників
Визначення реальної ціни бурого вугілля	Розробити техніко-економічне обґрунтування відновлення видобутку бурого вугілля в Україні; визначити сучасний рівень собівартості видобутку
Вирішення проблем покращення екології	Відмова від спалювання частини вугілля в котельні. Пошук альтернативного шляху забезпечення підприємства парою, необхідною для газифікації
Розробка технічних рішень зі збільшення обсягів виробництва готової продукції	Збільшення кількості вугілля, що спрямовується на газифікацію
Зменшення витрат на закупівлю електроенергії для отримання кисню	Збільшення власних електрогенеруючих потужностей

Джерело: розроблено авторами

Вирішення екологічних питань пропонується поєднувати з розробкою технічних рішень, спрямованих на збільшення обсягів виробництва готової продукції. У якості такого технічного рішення пропонується замість будівництва вугільної котельні побудувати будівництво власної ТЕЦ, яка буде працювати на метан-етановій фракції (один з продуктів синтезу за реакцією Фішера-Тропша – високоякісний аналог природного газу). При цьому вугілля, що планувалося спалювати у котельні, буде спрямоване на газифікацію. Збільшення на 30 % кількості вугілля, що спрямовується на газифікацію (з 1350 до 1760 тис. т по підсушеному вугіллю) приведе до відповідного збільшення виробництва готової продукції, споживання кисню для газифікації і електроенергії для усіх технологічних процесів.

Побудована ТЕЦ буде здатна виробляти пару в обсягах, необхідних для газифікації, і дозволить знизити витрати на закупівлю електроенергії. Реалізація цього технічного рішення приведе до зміни матеріальних і енергетичних балансів, складу інвестицій, рівня доходів і витрат.

Крім того, при збільшенні обсягу переробки вугілля і виробництва синтез-газу з'являється можливість збільшити потужність енергоустановки після реактора синтезу за Фішером-Тропшем – орієнтовно з 50 до 65 МВт.

Зміни в матеріальних і паливно-енергетичних балансах полягають у такому.

За розрахунками кількість метан-етанової фракції при газифікації усього вугілля, що надходить на підприємство, складе 25,4 млн м³. Цього обсягу достатньо для роботи ТЕЦ з електричною потужністю 19 МВт і тепловою потужністю біля 14 Гкал. Отримання такої кількості теплоти дозволяє забезпечити парою процес газифікації усього вугілля.

Укрупнений розрахунок зміни складу інвестицій наведено в табл. 5.30 (розраховано за даними про питомі капіталовкладення, що наведені в [25], і даними Додатків А і Б до цієї монографії).

Таблиця 5.30

Зміна в складі капітальних вкладень при будівництві ТЕЦ на підприємстві з переробки бурого вугілля, тис. дол. США

Назва	Зміна капітальних вкладень
Будівництво ТЕЦ	+13300
Відмова від будівництва вугільної котельні	-2688
Збільшення капітальних вкладень на технологічне обладнання (крім вуглеприйому) у зв'язку зі збільшенням обсягів переробки на 30 %	+81272
Усього, зміна капітальних вкладень	+91884

Джерело: розраховано авторами

Отже, скорегована сума капітальних вкладень збільшиться з 432391 до 524275 тис. дол. США. Загальна сума інвестицій зростає з 437267 до 529151 тис. дол. США.

Зміни у складі доходів і витрат, викликані реалізацією запропонованого технічного рішення, наведені в табл. 5.31 (визначено на підставі результатів розрахунків, виконаних раніше).

Таблиця 5.31

Зміна складу витрат і доходів при впровадженні технічного рішення, що пропонується, тис. дол. США

Назва	Зміна капітальних вкладень
<i>Зміна складу доходів</i>	
Виключення зі складу готової продукції метан-етанової фракції	-7410
Збільшення на 30 % виробництва інших видів готової продукції (крім шлаку)	+56400
Усього зміни в доходах	+48990
<i>Зміна складу витрат</i>	
Зменшення споживання покупної електроенергії за рахунок введення власних додаткових потужностей 29 МВт	-2048
Збільшення витрат на матеріали для очищення генераторного газу і виробництва СМП	+12136
Збільшення споживання покупної електроенергії при зростанні обсягів переробки сировини і випуску готової продукції	+8837
Збільшення амортизації при збільшенні капітальних вкладень на обладнання	+5378
Зменшення суми екологічного податку при відмові від спалювання вугілля в котельні	-508
Усього зміна витрат	+237895

Джерело: розраховано авторами

Отже, скорегована сума доходу від реалізації складе 245100 тис. дол. (зростання з 196110 до 245100 тис. дол. США). Сума витрат внаслідок корегування зростає з 165897 до 189792 дол. США. За таких умов прибуток від реалізації продукції прогнозується на рівні 55308 тис. дол. США, а чистий прибуток – 45353 тис. дол. США. Це дозволяє очікувати операційну рентабельність на рівні 23,9 %, а рентабельність основних засобів – 8,7 %.

Зроблені розрахунки дозволяють зробити наступні припущення щодо граничної ціни бурого вугілля, за яким економічно доцільна реалізація проекту.

Така оцінка виконується на підставі зіставлення суми вільних грошових коштів після виходу підприємства на проєктну потужність (чистий прибуток і амортизація) і суми коштів, необхідних для обслуговування кредиту.

За умови надання кредиту на суму інвестицій (529151 тис. дол. США) терміном на 10 років під 5 % річних на перший рік погашення кредиту сума, необхідна для обслуговування боргу, складатиме:

- тіло кредиту – $529151 : 10 = 52915$ тис. дол. США;
- відсотки по кредиту – $529151 \times 0,05 = 26458$ тис. дол. США;
- усього – 79373 тис. дол. США.

Водночас чистий прибуток складає за розрахунками 45353 тис. дол. США, а амортизація – 29891 тис. дол. США. Сумарно вільні кошти складають 75244 тис. дол. США на перший рік освоєння проєктної потужності.

Дефіцит коштів для обслуговування боргу (надання кредиту на 10 років під 5 % річних) в першому році погашення боргу складає 4129 тис. дол. США. Усунення цього дефіциту можливо тільки за рахунок зменшення витрат на буре вугілля.

У розрахунку на 1 т вугілля цей дефіцит складає 1,38 дол. США. У виконаних вище розрахунках вартість бурого вугілля приймалася на рівні 20 \$/т. Тобто граничну ціну бурого вугілля, за якою можлива реалізація проєкту з його переробки, можна визначити на рівні 18,5 \$/т. Відповідно, собівартість видобутку не повинна перевищувати 15 \$/т, що забезпечує операційну рентабельність вугледобувного підприємства на рівні 23,3 %.

Отже, за умови зниження ціни бурого вугілля, принаймні на цю величину, підприємство з виробництва СМП буде спроможне своєчасно і повною мірою обслуговувати боргові зобов'язання (за вищевказаними умовами надання кредиту) вже з першого року освоєння проєктної потужності.

Отже, реалізація комерційного проєкту з виробництва СМП шляхом переробки бурого вугілля Дніпровського буровугільного басейну можлива тільки за таких умов:

- 1) ціна вугілля не буде перевищувати 18,5 \$/т фактичної маси;
- 2) у складі підприємства буде передбачена наявність когенераційної установки, яка буде забезпечувати потребу в парі для газифікації та зменшуватиме витрати на придбання електроенергії для отримання кисню.

У майбутньому можливо розглянути ще один варіант поліпшення техніко-економічних показників переробки бурого вугілля. Такий варіант передбачає розташування на одному промисловому майданчику підприємства з переробки бурого вугілля з підприємством, яке переробляє кам'яне вугілля за процесом Техасо. При цьому:

- наявність надлишкової пари при переробці кам'яного вугілля за процесом Техасо дозволить забезпечити підприємство з переробки бурого вугілля необхідними ресурсами цього реагенту;
- наявність товарних ресурсів кисню – дозволить знизити потужність повітророзподільної станції, а отже, знизити суму капіталовкладень;
- наявність товарних ресурсів електроенергії дозволить знизити витрати на придбання цього енергоносія для переробки бурого вугілля;
- використання пари від процесу Техасо дозволить залишити у складі товарної продукції ресурси метан-етанової фракції.

Такий варіант потребує додаткових розрахунків і обґрунтувань і має розглядатися як окремий проєкт. На цьому етапі дослідження ми тільки вказуємо на існування такого варіанта.

Висновки до розділу 5

1. Для виконання розрахунків у межах цього дослідження розроблено методичний підхід, який деталізовано у вигляді окремої методики. Методичний підхід і Методика базуються на:
 - технологічних схемах переробки вугілля на СМП шляхом прямої гідрогенізації;
 - встановлених вимогах щодо екологічної та технічної безпеки окремих процесів;

- діючому податковому і бюджетному законодавстві;
- виробничому досвіді коксохімічних підприємств, які є найближчими аналогами в частині очищення і підготовки до використання отриманого газу генераторного газу.

2. У процесі дослідження виконано оцінку трьох проєктів виробництва СМП з синтез-газу, що отримується при газифікації вугілля:

- проєкт у Східному регіоні, який орієнтований на переробку 550 тис. т вугілля Західного Донбасу на рік (інвестиції в проєкт – 310,2 млн дол. США, випуск СМП – 223,5 тис. т);
- проєкт з переробки 3000 тис. т бурого вугілля на рік у Центральному регіоні (інвестиції в проєкт – 437,3 млн дол. США, випуск СМП – 376,5 тис. т);
- проєкт, що передбачає переробку 550 тис. т кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну на рік у Західному регіоні країни (інвестиції в проєкт – 312,8 млн дол. США, випуск СМП – 238,4 тис. т).

Різні показники технічного аналізу сировини, відмінності в елементному складі кам'яного і бурого вугілля, а також різні технології їх переробки обумовили виконання окремих техніко-економічних оцінок для кожного з проєктів.

Висока волатильність вугільного ринку обумовила виконання розрахунків і оцінок для різних рівнів цін (100, 140 і 200 \$/т).

3. Розрахунки, виконані для проєктів з переробки кам'яного вугілля у Східному і Західному регіонах, показали, що при ціні вугілля 100 \$/т і ціні нафти на світових ринках 74 \$/барель підприємства матимуть операційну рентабельність на рівні 77–82 %. Визначено, що, за умови тривалості будівництва 3 роки і його фінансування за рахунок кредиту, дисконтований термін окупності складає 6,7 років після освоєння проєктної потужності (10 років з дати надання кредитних ресурсів).

У перспективі, за прогнозами міжнародних експертних організацій, ціна сирової нафти буде стабільною (на сучасному рівні), тоді як ціна вугілля має стійку тенденцію до зниження (внаслідок поступової відмови від вугільних електростанцій). Така тенденція буде тільки підвищувати в май-

бутньому інвестиційну привабливість проєктів з переробки кам'яного вугілля на СМП.

4. Обґрунтовано, що життєздатність проєкту з переробки бурого вугілля визначається виключно ціною сировини. Розрахунками доведено, що проєкт може бути реалізований за умови, якщо ціна бурого вугілля не буде перевищувати 18,5 \$/т. Незважаючи на великі балансові запаси бурого вугілля в Україні, воно тривалий час не видобувається, і дані про собівартість видобутку відсутні. Отже, при реалізації проєкту переробки бурого вугілля першим кроком має стати розробка техніко-економічного обґрунтування відновлення видобутку цієї сировини з визначенням рівня собівартості.
5. Проведені в дослідженні розрахунки дозволили визначити, що усі проєкти показують високу бюджетну ефективність. При вартості кам'яного вугілля на рівні 100 \$/т проєкти з його переробки дозволять отримати щорічні надходження до Державного бюджету на рівні 89,3–93,0 млн дол. США і до місцевих бюджетів на рівні 13,6–14,2 млн дол. США. Значні суми податкових надходжень слід очікувати і у випадку переробки 3000 тис. т бурого вугілля: надходження до Державного бюджету прогнозуються на рівні 137,7 млн дол. США, до місцевих бюджетів – 21,7 млн дол. США.

Основну суму податків забезпечують податки на споживання (акциз і ПДВ), надходження яких до бюджету є практично гарантованим при реалізації продукції.

Крім того, створення значної кількості нових робочих місць (1029 працівників для переробки кам'яного вугілля і 2038 працівників у випадку переробки бурого вугілля) забезпечить додаткові нарахування єдиного соціального внеску у Східному і Західному регіонах – по 2,2 млн дол. США, у Центральному регіоні – 4,4 млн дол. США.

Додатковий соціальний і бюджетний ефекти будуть отримані при реалізації проєктів за рахунок поживлення роботи будівельно-монтажних організацій і підприємств хімічного машинобудування – потенційних постачальників необхідного обладнання.

6. Запропоновані проєкти пропонується розглядати як пілотні. При підтвердженні їх практичної ефективності подальше масштабуван-

ня доцільно здійснювати шляхом тиражування проєкту Західного регіону.

У перспективі, після доведення проєктами своєї ефективності, можлива більш повна переорієнтація країни на споживання СМП з одночасним скороченням імпорту світлих нафтопродуктів.

Перелік джерел до розділу 5

1. Шульга І. В., Котляров Є. І., Кизим М. О., Хаустова В. Є. Перспективна сировинна база процесів виробництва рідкого синтетичного палива з українського вугілля. *Вуглехімічний журнал*. 2023. № 5. С. 3–11.

DOI: <https://doi.org/10.31081/1681-309X-2023-0-5-3-11>

2. Котляров Є. І., Шульга І. В., Кизим М. О., Хаустова В. Є. Техніко-економічна оцінка різних способів газифікації бурого вугілля для виробництва синтетичного моторного палива. *Бізнес Інформ*. 2024. № 2. С. 128–138.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-2-128-138>

3. Шульга І. В., Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І. Методичний підхід до обґрунтування способу газифікації кам'яного вугілля для виробництва синтетичних моторних палив. *Бізнес Інформ*. 2024. № 7. С. 254–264.

DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-7-254-264>

4. Котляров Є. І., Шульга І. В. Щодо критеріїв оцінювання різних технологій газифікації вугілля // Конкурентоспроможність та інновації: проблеми науки та практики : матеріали Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. Харків, 2023. С. 1026–1030.

5. Шульга І. В., Кизим М. О., Котляров Є. І. Напрямки удосконалення технологій конверсії вугілля в синтетичні рідкі палива. *Вуглехімічний журнал*. 2023. № 6. С. 39–44.

DOI: <https://doi.org/10.31081/1681-309X-2023-0-6-37-44>

6. Шульга І. В., Кизим М. О., Хаустова В. Є., Котляров Є. І. Патент України на корисну модель 156530 Україна. Спосіб отримання синтетичних моторних палив з вугілля // Опубл. Бюл. 2024. № 27.

7. Shulga I., Kyzym M., Kotliarov Y., Khaustova V. Improvement of the ecological efficiency of synthetic motor fuel production in Ukraine. *Journal of Engineering Science*. 2024. Vol. 11 (2). P. H11–H25.

DOI: [https://doi.org/10.21272/jes.2024.11\(2\).h2](https://doi.org/10.21272/jes.2024.11(2).h2)

8. Світові ціни на вугілля. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/markets/coal/>

9. Coal Mid-Year Update – July 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-mid-year-update-july-2024/prices>

10. Національний план з енергетики та клімату на період до 2030 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 25.06.2024 № 587-р. URL: <https://me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=17f558a7-b4b4-42ca-b662-2811f42d4a33&title=NatsionalniiPlanZEnergetikiTaKlimatuNaPeriodDo2030-Roku>

11. World Energy Outlook 2023 // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

12. Техніко-економічні засади створення підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива в Україні : кол. моногр. / авт. кол. : Кизим М. О., Хаустова В. Є., Шпілевський В. В., Салашенко Т. І., Котляров Є. І., Шульга І. В., Костенко Д. М., Шпілевський О. В. Харків : ФОП Лібуркіна А. М., 2022. 212 с. URL: https://ndc-ipr.org/media/publications/files/Motor_Fuel_Mono.pdf

13. Оператор ринку. URL: <https://www.oree.com.ua/>

14. ПрАТ НЕК «УКРЕНЕРГО». URL: <https://ua.energy/>

15. Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії, що діють з 01 січня 2024 року. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozivachiv/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi-shcho-diyut-z-01-sichnya-2024-roku>

16. Про схвалення основних прогностичних макропоказників економічного і соціального розвитку України на 2025–2027 роки : Постанова Кабінету Міністрів України від 28.06.2024 № 780. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/780-2024-%D0%BF#Text>

17. Про збір та облік єдиного внеску на загальнообов'язкове державне соціальне страхування : Закон України від 08.07.2010 № 2464-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2464-17#Text>

18. Класифікатор основних засобів коксохімічних підприємств. Затверджений Генеральним директором УНПА «Укркокс» 23.12.2010 г.

19. Ціна природного газу для непобутових споживачів. URL: <https://index.minfin.com.ua/ua/tariff/gas/prom/>

20. Порядок та методологія проведення оцінки інвестиційного проєкту із значними інвестиціями : Постанова Кабінету Міністрів України від 12.03.2024 № 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/312-2024-%D0%BF#Text>

21. Лист Міністерства економіки України від 15.02.2018 № 4001-08/6049-03. URL: <https://www.me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=3bbd7407-fffc-4d1a-b38e-de4f973f15c7&title=ListroziasnenniaVid15-02-2018-4001-08-6049-03>

22. Податковий кодекс України : Закон України від 02.12.2010 № 2755-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#n5400>

23. Бюджетний кодекс України : Закон України від 08.07.2010 № 2456-VI. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2456-17#Text>

24. Методичні рекомендації та роз'яснення. Таблиця з формулами для розрахунку // Міністерство економіки України. URL: <https://me.gov.ua/Documents/List?lang=uk-UA&id=24c6825e-1b25-4756-8f08-835a903b106d&tag=DopomizhniNavchalniMateriali>

25. Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України : кол. моногр. / за ред. М. О. Кизима ; авт. кол. : М. О. Кизим, В. Є. Хаустова, В. В. Шпілевський, Є. І. Котляров, Т. І. Салашенко, Є. М. Крячко, Є. С. Колбасін, Д. М. Костенко, О. В. Шпілевський, О. В. Лелюк, Г. В. Мілютін. Харків : ФОРМ ЛІБІ, 2020. 344 с. URL: https://ndc-ipr.org/media/publications/files/Mono_Electro.pdf

26. ПТЕ-2017 Правила технічної експлуатації коксохімічних підприємств. Харків : ДП «Гипрококс», 2018. 283 с.

27. Укрупненные показатели сметной стоимости строительства объектов коксохимического производства. Утверждены зам. министра Минчермета СССР 02.03.1978 г. Архивный номер ДП ГИПРОКОКСА 61701.

28. Методика нормирования расхода электроэнергии на коксохимических предприятиях Украины : приказ Минпромполитики Украины от 19.08.2005 г. № 310.

29. Нормативы численности основных рабочих коксохимических предприятий и производств черной металлургии. Утверждены зам. министра черной металлургии СССР 04.07.1987 г.

30. Національне положення (стандарт) бухгалтерського обліку 16 «Витрати» : Наказ Міністерства фінансів України від 31.12.1999 № 318. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0027-00#Text>

31. Справочник коксохимика. Том 6 – Экономика, организация и управление коксохимическим предприятием. Харьков : ИД «ИНЖЭК», 2010. 320 с.

32. Тютюнников Ю. Б., Шептовицкий М. С., Шульга И. В. Газификация твердых топлив. Харьков : ХГЭУ, 1994. 64 с.

33. Шульга И. В. Газификация твердых топлив // Справочник коксохимика. Т. 2. Гл. 20.2. Харьков : ИД «ИНЖЭК», 2014. С. 697–715.

34. Тютюнников Ю. Б., Шептовицкий М. С., Шульга И. В. Технологические схемы, расчет и моделирование промышленных установок газификации угля. Харьков : ХГЭУ, 1996. 80 с.

Розділ 6

ВИЗНАЧЕННЯ МЕХАНІЗМІВ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ТА ПІДТРИМКИ ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНИХ МОТОРНИХ ПАЛИВ В УКРАЇНІ У ВОЄННИЙ ТА ПОВОЄННИЙ ПЕРІОДИ

6.1. Аналіз нормативно-правового забезпечення створення виробництва синтетичного моторного палива в Україні

Економічне зростання будь-якої держави пов'язано із доступністю енергоресурсів. Нафта та нафтопродукти посідають особливе місце у структурі споживання первинних енергоносіїв. Споживання моторних палив забезпечується переважно за рахунок імпорту, зростання якого відбувається протягом останніх років. Вітчизняне виробництво моторних палив демонструє тенденцію зниження показників діяльності [1]. Після знищення через російські обстріли нафто- і газопереробного заводів країна опинилася в складній ситуації, яка вимагає швидкого відновлення або створення нових потужностей для виробництва моторного палива на основі власних ресурсів. Єдиним енергетичним ресурсом, здатним частково покрити потреби України у виробництві моторного палива, є кам'яне та буре вугілля.

Отже, розвиток виробництва синтетичного палива з кам'яного та бурого вугілля в Україні сприятиме зміцненню національної безпеки та енергетичної незалежності. Проте для створення та розбудови такого виробництва необхідні відповідна державна підтримка та регулювання. Виробництво та торгівля синтетичним рідким (моторним) паливом є невідомою складовою світового ринку. Регулювання та підтримка цих процесів у країнах світу здійснюється на основі відповідних нормативно-правових актів [2].

Одним із основних завдань дослідження є формування і аналіз переліку регуляторних актів, які безпосередньо регулюють цивільно-правові відносини, між усіма учасниками ринку (зацікавленими сторонами) на-

вколо процедур, що мають безпосередньо галузевий вплив на ринок моторного палива.

Законодавче та нормативно-правове регулювання галузі моторного палива та синтетичного моторного палива в Україні охоплює широкий спектр документів. Вони встановлюють правила виробництва, зберігання, транспортування, використання та контролю якості моторних палив, а також стимулюють розвиток синтетичних палив. Регулювання сфери моторного палива та стимулювання розвитку виробництва його альтернатив є ключовими аспектами енергетичної політики України, спрямованої на забезпечення енергетичної безпеки, зниження залежності від імпортих енергоносіїв та покращення екологічних показників.

Основними аспектами цього регулювання є законодавчі акти, технічні регламенти, податкове регулювання та контроль за дотриманням стандартів якості палива.

Виробництво та торгівля синтетичним рідким (моторним) паливом є невід'ємною складовою світового ринку нафтопродуктів. Регулювання та підтримка цих процесів у країнах світу здійснюється на основі відповідних нормативно-правових актів.

В Україні виробництво рідкого моторного палива та вихідної сировини для його виготовлення регулюється нормами наведених нижче правових актів.

Кодекс України про надра [3] регулює гірничі відносини з метою забезпечення ефективного і комплексного використання надр для задоволення потреб у мінеральній сировині та інших ресурсах, охорони надр, а також гарантування безпеки людей, майна і навколишнього середовища при їх використанні. Крім того, Кодекс захищає права і законні інтереси підприємств, установ, організацій та громадян.

Кодекс підтверджує конституційне право українського народу на виключну власність надрами; регулює формування державних фондів надр і родовищ корисних копалин та визначає відповідний порядок; визначає компетенцію Верховної Ради України, Кабінету Міністрів України, центральних органів виконавчої влади та місцевого самоврядування у сфері гірничих відносин.

Норми Кодексу України про надра в контексті нафтової сфери деталізує Закон України «Про нафту і газ» [4]. Цей закон регулює відносини, що виникають у процесі геологічного вивчення нафтових і газових родовищ, їх розробки, а також зберігання, транспортування та реалізації нафти, газу і продуктів їх переробки. Дія закону поширюється на всі суб'єкти господарювання, незалежно від форм власності, які є учасниками цих відносин.

Норми Гірничого закону України [5] регулюють правовідносини в галузі діяльності гірничих підприємств, установ, організацій та об'єктів, що займаються дослідженням, розробкою, видобутком і переробкою корисних копалин, проведенням гірничих робіт, будівництвом, ліквідацією або консервацією гірничих підприємств, виконанням науково-дослідних робіт, ліквідацією аварій. Ці норми діють на території України, включаючи континентальний шельф та виключну (морську) економічну зону, незалежно від форми власності та підпорядкування підприємств. Це також стосується українських підприємств, установ, організацій, громадян, іноземних юридичних та фізичних осіб, а також осіб без громадянства.

Державна політика у сфері гірничих відносин охоплює:

- основні принципи державної політики в гірничодобувній галузі;
- регулювання гірничої справи на державному рівні;
- підтримку гірничих підприємств з боку держави;
- державний нагляд у сфері гірничих відносин;
- повноваження місцевих органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування в гірничій галузі.

Виробнича сфера моторного палива в цілому та синтетичного зокрема регулюються такими нормативно-правовими актами.

Закон України «Про альтернативні види палива» [6] (№ 1391-XIV від 14 січня 2000 року) визначає правові, економічні та організаційні основи розвитку та використання альтернативних видів палива, включаючи синтетичне паливо. Закон передбачає загальні засади економічного механізму стимулювання у сфері альтернативних видів палива, але не містить норм

прямої дії. Згідно з законом до альтернативних видів рідкого палива належать: «горючі рідини, одержані під час переробки твердих видів палива (вугілля, торфу, сланців)», тобто синтетичне рідке паливо та інші види горючих рідин з нетрадиційної сировини або джерел. Місце синтетичного палива. Закон включає синтетичне паливо в категорію альтернативних видів палива, що мають стратегічне значення для енергетичної незалежності України. Закон передбачає створення сприятливих умов для розвитку виробництва синтетичного палива, включаючи податкові пільги, державну підтримку інвестицій у відповідні технології, а також сприяння експорту українського синтетичного палива на міжнародні ринки.

Закон України «Про державне регулювання виробництва і обігу спирту етилового, спиртових дистилатів, алкогольних напоїв, тютюнових виробів, рідин, що використовуються в електронних сигаретах, та пального» від 19 грудня 1995 року № 481/95-ВР (Назва Закону із змінами, внесеними згідно із Законами № 2628-VIII від 23.11.2018, № 465-IX від 16.01.2020, № 3193-IX від 29.06.2023) встановлює порядок видачі дозволів на виробництво, зберігання та реалізацію рідкого палива, забезпечуючи правові підстави для діяльності в цій сфері.

Постанова Кабінету Міністрів України від 01.08.2013 № 927 «Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до автомобільного бензину, дизельного, суднового та котельного палива» зі змінами, внесеними згідно з Постановою Кабінету Міністрів України «Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до автомобільного бензину, дизельного, суднового та котельного палива» від 01.08.2013 № 927 [7], яка встановлює технічні вимоги до якості автомобільного бензину та дизельного палива, а також обмежує вміст шкідливих речовин у цих продуктах. Регламент охоплює як традиційні, так і синтетичні паливні матеріали.

Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження Порядку здійснення державного контролю за якістю рідкого палива» від 18.11.2015 № 1082 визначає порядок здійснення державного контролю за якістю рідкого палива, що спрямований на забезпечення відповідності продукції встановленим стандартам.

В Україні діє Технічний регламент щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових і котельних палив [7; 8]. Цим документом

встановлюються вимоги до обігу палива на ринку, вимоги до якості, вимоги до процедури оцінки відповідності.

Автомобільні бензини в Україні виробляються за ДСТУ 7687:2015 «Бензини автомобільні Євро. Технічні умови» [9], ГСТУ 320.00149943.015-2000 «Бензини моторні сумішеві. Технічні умови». Альтернативні автомобільні бензини виробляються і використовуються за ДСТУ 8696:2016 «Паливо альтернативне для бензинових двигунів. Технічні умови» [10]. Автомобільні бензини в країнах ЄС виробляються за європейським стандартом EN 228:2017 «Automotive fuels. Unleaded petrol. Requirements and test methods» [11] або американським ASTM D4814 «Standard Specification for Automotive Spark-Ignition Engine Fuel» [12].

Дизельні палива в Україні виробляються за ДСТУ 7688:2015 «Паливо дизельне Євро. Технічні умови» [13]. Згідно з ДСТУ 7688:2015 дизельне паливо виробляється з продуктів переробки нафти й призначене для використання у високооберткових дизельних і газотурбінних двигунах наземної та суднової техніки.

У країнах ЄС дизельні палива виробляються за стандартом EN 590:2013 «Automotive fuels. Diesel. Requirements and test methods» [14] або ASTM D 975 «Standard Specification for Diesel Fuel Oils» [15].

Альтернативне дизельне паливо в Україні виробляється за ДСТУ 8695:2016 «Паливо альтернативне для дизельних двигунів. Технічні умови» [16].

Якість біодизельного палива в Україні регламентує ДСТУ 6081:2009 «Паливо моторне. Ефіри метилові жирних кислот олій і жирів для дизельних двигунів. Технічні умови», ДСТУ 7178:2010 «Паливо альтернативне. Естери етилові жирних кислот олій та жирів для дизельних двигунів. Технічні вимоги та методи контролювання» і ДСТУ 8695:2016 «Паливо альтернативне для дизельних двигунів. Технічні умови» [16].

Проте наразі відсутні спеціальні технічні регламенти або стандарти, що стосуються виробництва синтетичного палива. Важливо створити конкретні вимоги до таких технологій.

Наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 30.08.2017 № 101 «Про затвердження Методики розрахунку обсягів ви-

кидів парникових газів від використання автомобільного палива». Встановлює методику розрахунку обсягів викидів парникових газів, що виникають при споживанні моторних палив, включаючи синтетичне паливо, в транспортному секторі.

Основу регулювання ринку моторного палива в Україні становлять такі законодавчі норми.

Податковий кодекс України [17] регулює питання оподаткування виробників та постачальників моторного та синтетичного палива. Визначає акцизи на нафтопродукти та передбачає податкові пільги для підприємств, що займаються виробництвом альтернативного (включаючи синтетичне) палива.

Згідно з положеннями Податкового кодексу України (стаття 215) ставки акцизного податку на моторне паливо диференціюються залежно від типу палива. Звичайні ставки на основні види моторного палива:

- бензини – акцизна ставка 359 євро за 1000 літрів;
- дизельне паливо – акцизна ставка 359 євро за 1000 літрів;
- скраплений газ (LPG) – акцизна ставка 250 євро за 1000 літрів [17].

Синтетичне моторне паливо класифікується як альтернативне паливо, і на нього поширюються акцизні ставки, схожі до тих, що застосовуються до традиційних видів палива. Залежно від його хімічного складу синтетичне паливо може підпадати під ставки акцизу для бензинів або дизельного палива. Певних специфічних ставок саме для синтетичного палива Податковий кодекс не виділяє.

Закон України «Про митний тариф України» [18] (№ 2697-IX від 19.10.2022) визначає правила імпорту й експорту моторного та синтетичного палива, включаючи митні ставки та обмеження.

Закони України про зміни до Податкового кодексу, які коригують ставки акцизів залежно від економічної та фінансової ситуації. Періодично ставки акцизів можуть коригуватися, наприклад, для підтримки бюджетних надходжень або у відповідь на енергетичні кризи.

В умовах воєнного стану, з 15.03.2022 р., регуляторні норми на ринку пального змінено Законом України «Про внесення змін до Податкового

кодексу України та інших законодавчих актів України щодо дії норм на період дії воєнного часу (№ 2120-IX)» [19]. Установлення нульової ставки акцизного податку та зниження ставки ПДВ з 20 % до 7 % для стимулювання відновлення постачання пального на ринок країни.

Закон України «Про енергетичну ефективність» [20]. Цей закон спрямований на підвищення ефективності використання енергетичних ресурсів в Україні. Виробництво синтетичних палив, що може знижувати залежність від імпорتنих енергоносіїв та зменшувати споживання традиційних палив, повністю відповідає цілям цього закону. Однак у ньому також відсутні конкретні положення, які б стимулювали розвиток саме синтетичних видів палива.

Ще одним із видів нормативно-правового регулювання сфери виробництва, використання та планів з розвитку ринку моторного палива є національні стратегії та програми розвитку.

У 2006 році біло прийняту Енергетичну стратегію (ЕСУ) до 2030 року, схвалену Розпорядженням від 15.03.2006 № 145-р. [21], яка потім була замінена Енергетичною стратегією до 2035 р., схваленою Розпорядженням від 18.08.2017 № 605-р [22], також у 2023 році було ухвалено Енергетичну стратегію до 2050 року, схвалену Розпорядженням від 21.04.2023 № 373-р. проте на даний момент текст цієї стратегії відсутній в загальному доступі [23]. «Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» є документом, який окреслює стратегічні орієнтири розвитку паливно-енергетичного комплексу України на період до 2035 р. [22].

Національна енергетична стратегія до 2035 року [22]. У цій стратегії синтетичне моторне паливо розглядається як один із перспективних напрямків розвитку енергетики, що може знизити залежність від імпортої нафти та зменшити викиди парникових газів. Синтетичне паливо включено до загального плану модернізації та диверсифікації джерел енергії. Стратегія передбачає розвиток технологій виробництва синтетичного палива, включаючи підтримку наукових досліджень і залучення інвестицій у цю сферу. Синтетичне паливо має сприяти збалансуванню енергетичного міксу країни та підвищенню екологічності транспорту.

Енергетична стратегія України є основним документом, що визначає напрями розвитку енергетичного сектора країни на найближчі десятиліття. Вона передбачає значне збільшення частки відновлюваних джерел енергії, що створює передумови для розвитку виробництва синтетичного рідкого палива. Однак у стратегії більше уваги приділяється традиційним альтернативним видам палива, таким як біопаливо, біогаз, і менше – синтетичним видам палива, які мають потенціал стати важливою частиною енергетичного балансу України.

Згідно з енергетичною стратегією передбачається стаłe розширення використання всіх видів відновлюваної енергетики, яка стане одним із інструментів гарантування енергетичної безпеки держави. У коротко- та середньостроковому горизонті (до 2025 року) стратегією прогнозується зростання частки відновлюваної енергетики до рівня 12 % від загальної первинної енергопропозиції та не менше 25 % – до 2035 року (включаючи всі гідроенергуючі потужності та термальну енергію) [24]. Частка біопалива мала б складати 61 % у 2020 р. від усіх видів відновлюваних джерел енергії [22].

Одним з пріоритетів в нафтовому секторі в сфері перероблення сировини задекларовано – стимулювання виробництва більш безпечних для споживача й довкілля видів палива, зокрема СВГ (скраплені вуглеводневі гази), СПГ (скраплений природний газ) і КПГ (компримований (стиснений) природний газ), біологічного палива другого покоління, а також використання електричної енергії на транспорті; у сфері постачання нафтопродуктів – збільшення до 20 % частки енергії з відновлюваних джерел, використовуваної на транспорті [22].

Метою ЕСУ є забезпечення потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний, безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування поліпшення умов життєдіяльності суспільства.

Досягнення цілей, визначених ЕСУ, передбачається здійснювати поетапно шляхом виконання планів заходів:

На *першому етапі* (до 2020 року) у сфері нафтопродуктів було заплановано реалізацію таких заходів:

- технічне переоснащення та модернізація НПЗ та ГПЗ з використанням сучасних технологій для глибокої переробки;
- створення сприятливих фінансових умов та інвестиційного клімату для забезпечення постачання сирої нафти для переробки;
- забезпечення внутрішнього ринку: досягнення показника покриття не менше 50 % потреб у нафтопродуктах екологічного класу не нижче Євро-5 продукцією українського виробництва;
- удосконалення державного контролю якості нафтопродуктів, включаючи посилення стандартів якості моторного палива та контроль за їх дотриманням;
- впровадження ринкового нагляду за якістю моторного палива та стимулювання компаній до дотримання визначених стандартів якості;
- інформування суспільства щодо компаній, відповідальних за поширення неякісного палива;
- сприяння раціональному використанню палива та енергоресурсів через розвиток відповідних технологій та застосування високотехнологічного обладнання;
- стимулювання збільшення використання екологічних видів моторного палива та забезпечення стимулів для їхнього поширення;
- підтримка енергоефективних та екологічних технологій на всіх етапах виробництва та постачання нафтопродуктів;
- забезпечення надійного енергозабезпечення та захищеності інфраструктури через диверсифікацію джерел і маршрутів постачання нафтопродуктів, зокрема, подолання залежності від Росії у постачанні енергетичних ресурсів;
- зниження залежності від імпортних поставок на користь розширення використання власних виробничих потужностей та диверсифікації імпорту (не більше 30 % з одного джерела) [24];
- розвиток інфраструктури для поширення використання СВГ та КПП як автопалив і палива для побутових потреб;
- перехід на європейські стандарти якості газу EN 589;

- приведення українського законодавства до європейських стандартів щодо технологічної, пожежної та екологічної безпеки на підприємствах;
- відновлення логістичної інтермодальної мережі на базі вузлових терміналів, що включає взаємодію між заводами-виробниками, залізницею, ГНС, малотоннажним автотранспортом та роздрібною торгівлею;
- розвиток постачання СВГ через порти та західні кордони України;
- максимально ефективне використання інфраструктури при імпорті СВГ залізничним транспортом;
- обґрунтування розміру страхового запасу газу з урахуванням світового досвіду і фіксацією правил на заздалегідь визначений термін з можливістю перегляду не раніше, ніж один раз на два роки;
- створення мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів за 90-денним (або 61-денним) стандартом із використанням змішаної системи управління ними;
- оптимізація запасів відповідно до структури споживання по регіонах та сценаріях використання [1].

Для забезпечення реалізації першого етапу ЕСУ розпорядженням Кабінету Міністрів України від 06.06.2018 № 497-р схвалено План заходів з реалізації Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, енергоефективність та конкурентоспроможність» [25].

На *другому етапі* (до 2025 року) були заплановані такі заходи:

- стимулювання виробництва більш безпечних видів палива: активна підтримка виробництва скрапленого (СВГ) і компримованого природного газу (КПГ), а також біологічного палива другого покоління, які є більш безпечними для споживача та довкілля;
- обмеження імпорту: підтримання обсягу надходжень кожного виду нафтопродуктів від одного постачальника на рівні не більше як 30 % від загального обсягу імпорту для зменшення залежності від окремих джерел постачання;

- збільшення частки енергії з відновлюваних джерел: досягнення частки 20 % енергії з відновлюваних джерел, яка використовується на транспорті;
- наближення до стандартів ЄС: поступове приведення стандартів якості нафтопродуктів відповідно до тих, що застосовуються в державах – членах ЄС;
- створення стимулів для використання альтернативних видів палива: заохочення широкого використання газового й інших альтернативних нафтовому видів палива;
- розвиток інфраструктури: стимулювання розвитку мереж для заправки транспортних засобів більш безпечними видами палива, які є менш шкідливими для споживача та довкілля.

На *третьому етапі* (до 2035 року) заплановано: стимулювання розвитку мереж електричних зарядок і заміщення вуглеводневого палива. 01.02.2020 р. на офіційному сайті Міністерства енергетики та захисту довкілля було оприлюднено проект розпорядження КМУ «Про схвалення Концепції розвитку газо- та нафтопереробної промисловості України до 2025 року та затвердження плану заходів з її реалізації» [26]. Проект розпорядження розроблено Міністерством на виконання пункту 127 Плану заходів з реалізації етапу «Реформування енергетичного сектору (до 2020 року)» ЕСУ.

Проектом Концепції розвитку газо- та нафтопереробної промисловості України до 2025 року передбачено досягнення таких цілей:

На 2020–2021 роки:

Оптимізація структури споживання моторного пального: Особливий акцент зроблено на продукції, що виробляється в Україні, включаючи перегляд акцизної політики щодо видів пального у 2020 році.

Збільшення обсягів вітчизняного виробництва нафтопродуктів: Створено умови для диверсифікації та зменшення залежності від імпорту.

На 2022–2023 роки:

Забезпечення потреб внутрішнього ринку: Наявні підприємства, що здатні покрити щонайменше 30 % потреб внутрішнього ринку моторного пального екологічного класу не нижче Євро-5 за конкурентною ціною.

Продаж через електронні системи: Щонайменше 50 % продукції переробних підприємств реалізується через електронні торговельні системи.

Зменшення частки дизельного пального: Частка дизельного пального у загальній структурі споживання знижена на користь більш екологічних видів пального, таких як КПП та СВГ, до 5 %.

На 2024–2025 роки:

Подальше забезпечення внутрішнього ринку: Наявні підприємства, що можуть забезпечити щонайменше 50 % потреб внутрішнього ринку в нафтопродуктах екологічного класу не нижче Євро-5 за конкурентною ціною.

Повний перехід на електронні системи продажу: Уся продукція переробних підприємств реалізується через електронні торговельні системи.

Подальше зменшення частки дизельного пального: Частка дизельного пального у загальній структурі споживання знижена до 10 % на користь більш екологічних видів пального, таких як КПП та СВГ [26].

Таким чином, можна зробити висновок, що деякі з заходів першого етапу Енергетичної стратегії України (ЕСУ) були перенесені на 2025 рік.

У 2009 році Кабінет Міністрів України схвалив Концепцію державної цільової науково-технічної програми розвитку виробництва та використання біологічних видів палива [27]. Основною метою цієї програми було вирішення проблеми забезпечення енергетичними ресурсами шляхом підвищення рівня екологічної та енергетичної безпеки країни. Це мало бути досягнуто через зменшення використання природного газу та нафтопродуктів завдяки впровадженню екологічно чистих технологій на основі відновлюваних джерел енергії та підвищення рівня охорони навколишнього середовища.

Ця Програма мала на меті стимулювання виробництва біопалива та інших альтернативних видів палива, зокрема біогазу, на базі нафтопереробних заводів.

У рамках програми планувалося впровадження технологій, що дозволяють виробляти рідке паливо з біосировини, а також змішувати традиційне паливо з біокомпонентами. Це сприяло впровадженню виробни-

цтва біопалива на деяких нафтопереробних заводах, що, своєю чергою, зменшило залежність від викопних енергоносіїв і підвищило екологічну стійкість паливного сектора України.

Синтетичне моторне паливо є одним із основних компонентів цієї програми, яка спрямована на розвиток альтернативних видів палива на базі нафтопереробних заводів. Синтетичне паливо відіграє ключову роль у зниженні екологічного впливу паливного сектора, зокрема через зменшення викидів вуглекислого газу та інших шкідливих речовин.

Державна програма «Забезпечення розвитку та функціонування нафтогазового комплексу» (з 2020 року, чинна). Програма спрямована на підтримку та розвиток нафтогазового комплексу України, зокрема нафтопереробного сектора. Програма сприяє забезпеченню стабільного функціонування нафтопереробного сектора України, підвищенню його конкурентоспроможності на міжнародному ринку та зниженню екологічного навантаження на навколишнє середовище. Спрямована на підтримку розвитку нафтогазового комплексу України, включаючи виробництво та впровадження синтетичних моторних палив. Програма включає заходи з модернізації виробничих потужностей, залучення інвестицій та підвищення енергоефективності. Синтетичне паливо є важливим елементом у контексті диверсифікації джерел енергії та зниження залежності від традиційних викопних палив. Програма сприяє створенню сприятливих умов для розвитку виробництва синтетичного палива, зокрема, через надання фінансової підтримки, впровадження інновацій та стимулювання досліджень. Синтетичне паливо розглядається як стратегічний ресурс для забезпечення стабільного функціонування енергетичного сектора в довгостроковій перспективі.

Регулювання моторного рідкого палива та стимулювання розвитку синтетичного рідкого моторного палива є ключовими аспектами енергетичної політики України, спрямованої на забезпечення енергетичної безпеки, зниження залежності від імпорتنих енергоносіїв та покращення екологічних показників. Синтетичне моторне паливо, як частина загальної стратегії розвитку енергетичного сектора України, відіграє важливу роль у забезпеченні енергетичної незалежності та стійкості, а також у зменшенні екологічного впливу.

Загалом прослідковується непослідовність кроків органів влади, зволікання, як із розробкою, так і з прийняттям необхідної нормативно-правової бази. Складність реформування регуляторного поля у сфері обігу моторних палив загалом та СМП зокрема викликана, насамперед, відсутністю єдиної стратегії розвитку нафтопереробної галузі, яка би визначила наявні проблеми, шляхи їх вирішення та встановила чіткі цілі, засоби їх досягнення та визначені терміни реалізації.

Незважаючи на певні кроки у цьому напрямі, нормативно-правова база України у сфері альтернативних видів палива та енергетики все ще має суттєві прогалини, що обмежують можливості розвитку виробництва синтетичного рідкого моторного палива.

Аналіз нормативно-правової бази виявив низку прогалин, які перешкоджають ефективному розвитку виробництва синтетичних видів палива в Україні:

- відсутність чіткого правового статусу синтетичного рідкого палива у законодавстві;
- недостатність механізмів державної підтримки виробників синтетичних видів палива, таких як податкові пільги чи дотації;
- складність сертифікації та стандартизації продукції, що обмежує доступ до ринку;
- недостатнє стимулювання інновацій у сфері синтезу палива.

Для забезпечення розвитку виробництва синтетичних палив в Україні пропонуються такі напрями вдосконалення законодавчої бази:

- внесення змін до законів «Про альтернативні види палива» та «Про енергетичну ефективність» для чіткого визначення синтетичного рідкого палива та передбачення механізмів підтримки його виробництва;
- розробка національних стандартів для виробництва та використання синтетичних палив з урахуванням міжнародних вимог;
- спрощення процедур ліцензування. Для швидкого запуску виробництва синтетичного палива слід суттєво скоротити терміни та процедури отримання ліцензій і дозволів. Необхідно впровадити тимчасові механізми для прискореного отримання дозвільних документів;

- стимулювання інновацій. Державні програми підтримки досліджень та впровадження новітніх технологій у сфері синтезу палива;
- запровадження податкових пільг та інших економічних стимулів для виробників синтетичних палив. Необхідно впровадити нові механізми державної підтримки, такі як податкові канікули для виробників синтетичного палива, пільгові кредити для відбудови пошкодженої інфраструктури та створення нових виробничих потужностей;
- впровадження екологічних стандартів. Оскільки синтетичне паливо є більш екологічним порівняно з традиційними видами палива, необхідно розробити та запровадити чіткі екологічні стандарти, які стимулюватимуть розвиток цього сектора та сприятимуть захисту навколишнього середовища.

Війна в Україні суттєво змінює пріоритети енергетичної політики та потребує оперативних змін у нормативно-правовій базі та механізмах державної підтримки. Розвиток виробництва синтетичного рідкого палива в Україні вимагає серйозних змін у нормативно-правовому регулюванні. Серед основних проблем – відсутність чіткого правового статусу цього виду палива, недостатня підтримка з боку держави та складність сертифікації продукції. Для подальшого розвитку необхідно адаптувати наявні закони до реалій ринку синтетичних палив та розробити нові стимули для виробників і споживачів.

6.2. Світовий досвід і рекомендації щодо стимулювання виробництва синтетичного моторного палива в Україні

Науково-технологічні засади виробництва СМП були розроблені на початку ХХ століття німецькими хіміками.

У 1913 р. Фрідріх Бергіус отримав моторне паливо з вугілля та запатентував свій метод. Суть якого полягає в прямому зрідженні вугілля у спосіб каталітичної гідрогенізації під високим тиском та за високої температури.

Перший завод з виробництва СМП за методом Бергіуса побудовано в Рейнау, поблизу міста Мангейма в Німеччині у 1915 р.

У 1921 р. Бергіус продає своє патентне право і продовжує удосконалення свого методу, і до 1925 р. досягає безперервності процесу гідрогенізації вугілля та попутно винаходить новий ефективний спосіб отримання водню.

У 1931 р. Бергіусу присуджено Нобелівську премію з хімії «за заслуги щодо запровадження та розвитку методів високого тиску в хімії».

Другий метод отримання рідкого палива з вугілля розроблено Францем Фішером і Гансом Тропшем. На відміну від методу Бергіуса, за процесом Фішера-Тропша зрідження вугілля відбувається у непрямий спосіб, суть якого детально розглянуто на попередніх етапах цього дослідження.

Освоєння виробництва СМП у промисловому масштабі за процесом Фішера-Тропша проведено в Німеччині у 1922–1926 рр. Суттєвою перевагою цього методу над методом гідрогенізації вугілля є використання процесів із низьким тиском.

У цей же період у Німеччині використовувались і методи отримання СМП із кам'яновугільної смоли, що отримувалась як попутний продукт коксового виробництва, або цілеспрямованого піролізу вугілля.

Інтенсивний розвиток виробництва СМП у Німеччині припав на період з 1938 р. по 1945 р. і визначався Чотирирічним планом (нім. *Vierjahresplan*) який було офіційно проголошено на з'їзді НСДАП у 1936 р. в Нюрнбергу, а дію продовжено ще на чотири роки у 1940 р. [28].

З моменту проголошення Чотирирічного плану Німеччина перейшла до тотальної військової економіки. Метою Чотирирічного плану було перетворити Німеччину за 4 роки на країну, здатну до самозабезпечення у воєнний час [29]. У 1936 р. в розвиток цього плану також було затверджено програму щодо шестиразового збільшення виробництва синтетичного палива.

Під час реалізації Чотирирічного плану в Німеччині було побудовано 27 заводів СМП, у тому числі 18 заводів із зрідження вугілля за методом Бергіуса та 9 заводів за процесом Фішера-Тропша.

Виконання Чотирирічного плану супроводжувалось проведенням фінансової реформи, під час якої як засоби стимулювання інвестицій і за-

лучення фінансових ресурсів використовувались наведені нижче інструменти.

Мефо-вексель – для інвестиційного кредитування, проведення розрахунків між підприємствами з можливістю конвертації (під контролем держави) в національну валюту. Економічна ефективність і окупність необхідних інвестицій при видачі мефо-векселів не враховувались, оскільки це було потрібно «народу і Райху», тому часто інвестування часто відкривалось і під явно збиткові проекти [29; 30].

Валютні «нотгельд» – іноземна валюта, «емітована» не закордонною, а власною країною (валютні безпроцентні облігації у фунтах стерлінгах і доларах), для збільшення маси державних кредитних ресурсів [29; 30].

Податкові сертифікати – з одного боку держзайм, з іншого – розширення самою державою зворотної бази з метою корпоративного кредитування через майбутні податкові надходження, видавались з метою збільшення поточних надходжень до державного бюджету [29; 30].

Використання додаткових фінансових інструментів за умов твердої національної валюти – рейхсмарки, курс якої ґрунтувався на вартості землі, як надбання німецького народу.

Завдяки реалізації Чотирирічного плану і тотальному контролю над усіма аспектами життя німецького народу, посиленню законодавства та примусовій праці частка синтетичного палива в загальному паливному балансі Німеччини стала стрімко зростати і вже в 1940 р. виробництво синтетичного палива покрило більше третини всіх потреб Німеччини в рідкому паливі [29; 30].

До 1 вересня 1939 р. (тобто на початок Другої світової війни) у Німеччині вже працювало 7 заводів СМП за методом гідрогенізації, 7 заводів за процесом Фішера-Тропша і кілька заводів з виробництва бензину з кам'яновугільної смоли. Виробництво СМП досягало 120 тис. тонн на місяць. У 1941 р. заводи СМП виробили 4,1 млн т синтетичних аналогів нафтопродуктів при їх загальному виробництві у 12 млн тонн. У наступні роки вироблення синтетичного пального продовжувало збільшуватися.

Піку виробництва СМП в Німеччині було досягнуто у першому кварталі 1944 р. Загальний обсяг виробництва СМП склав 1482 тис. т, у тому числі за методами Бергіуса (945 тис. т) і Фішера-Тропша (127 тис. т) – 1072 тис. т, тобто 39 % від обсягу всього пального (2741 тис. т). Висока частка продуктів гідрогенізації визначалась потребами військової авіації у авіабензині власного виробництва, частка якого в обсязі продуктів гідрогенізації складала 53,2 % (503 тис. т) [31].

За неофіційними оцінками, на виробництво СМП у Німеччині у 1933–1945 рр. було витрачено 10 млн т кам'яного і 50 млн т бурого вугілля, тобто 4 % та 20 % відповідно до їх загального видобутку в країні.

Найбільший обсяг випуску синтетичного пального у Німеччині було досягнуто у 1943 р.і – 5748 тис. т [31].

У розвитку *промисловості СМП у Південно-Африканській Республіці (ПАР)* виділяють три історичні періоди, які характеризуються наведеними нижче подіями.

Період 1940–1970 рр. – становлення національної галузі СМП.

Після Другої світової більшість ринку нафти і нафтопродуктів в ПАР контролювалась чотирма крупними світовими нафтовими компаніями: Caltex, Shell, Mobil, British Petroleum (BP). В цей час ПАР практично повністю залежала від імпорту нафти та нафтопродуктів.

Відправна точкою становлення галузі СМП у ПАР став Закон про рідке паливо і масло 1947 р. (The liquid fuel and oil act 1947), у якому перед урядом ПАР ставилися задачі з пошуку і видобутку нафти та газу, розвитку галузі СМП, а також визначались правові засади виробництва та механізм його державного ліцензування СМП. До 1950 р. було сформовано нормативно-правову базу регулювання даної галузі [32; 33].

На той час самим крупним національним виробником пального у ПАР була South African Torbanite Mining and Refining Company (SATMAR), основним напрямом діяльності якої був видобуток і перероблення нафти (у співпраці з британською нафтовою компанією Burmah Oil Company). Ця компанія вже мала і малотоннажне виробництво СМП з вугілля за процесом Фішера-Тропша, ліцензія на яке була придбана у Німеччини ще у 1935 р. [33].

У рамках планів державної підтримки вітчизняного виробництва пального у 1950 р. державна Корпорація промислового розвитку (Industrial Development Corporation) заснувала Південноафриканську організацію з вугілля та нафти (SASOL). В результаті зусиль SASOL вже до 1955 р. було побудовано місто Сасолбург і завод Sasol I з виробництва СМП з вугілля за процесом Фішера-Тропша (експлуатація з 1955 року) [32; 33].

На той час пальне від національного виробника законодавчо забезпечувалося так званим захисним тарифом, який на практиці являв субсидію у 20 % від ціни виробленого палива. Ціна при цьому визначалась на рівні ціни імпортного палива [32; 33]. Такі державні заходи дозволили забезпечити окупність виробництва пального включно з СМП, скоротити втрати валюти на імпорт, забезпечити інвестиційну привабливість галузі, створити велику кількість робочих місць, заснування і збудувати місто Сасолбург у 1954 р. (масштабу райцентру), окупити проектування та будівництво заводу в запланований (короткий) термін.

У період 1960–1975 рр. технологія виробництва СМП вдосконалювалась, SASOL та уряд ПАР вкладалися у наукові дослідження та розробки для вдосконалення технології виробництва та його масштабування. Був створений вдосконалений реактор Фішера-Тропша (Kellogg reactor or the High-Temperature Fischer-Tropsch process) [34].

Поряд з указаним уряд ПАР підтримував виробництво нафтопродуктів з імпортною нафти на власній території. У 1954 р. було введено в експлуатацію нафтопереробний завод Enref, основними інвесторами якого були транснаціональна нафтова компанія Mobil та національна SASOL. У 1960-х рр. також запрацював НПЗ Calref refinery компанії Caltex. У 1969 р. введено в експлуатацію НПЗ Natref, створений при партнерстві SASOL та транснаціональної TOTAL [32; 33]. Тобто у ці роки уряд ПАР проводив політику узгодженого розвитку обох напрямів нафтозабезпечення країни.

Захисний тариф продовжував діяти для всіх національних виробників пального, навіть для його виробництв з імпортною сировини. Наявність такого дієвого стимулу сприяла залученню іноземних інвестицій і технологій, у тому числі у виробництво СРП.

У період 1970–1986 рр. у ПАР відбувалось масштабування галузі СМП за умов економічної ізоляції країни.

Світова нафтова криза 1973 р. не завдала серйозної шкоди ПАР завдяки наявності власного виробництва СМП та географічному положенню, яке і сьогодні дозволяє забезпечувати постачання нафти морським шляхом із всіх світових регіонів нафтовидобування. Але фактор нафтової кризи все ж таки визначив посилення ролі національного виробництва СМП та нафтопродуктів в економіці та спонукав уряд ПАР до впровадження комплексних політичних рішень – формування національної політики та створення стратегії у сфері рідкого палива (State's oil security strategy and liquid fuels policy 1974) [32; 33].

Крім державної підтримки виробників, уряд ПАР здійснював контроль за цінами на пальне.

Фактично з 1973 р. існувала державна ціна, яка формувалася як середня з кошика: відпускна ціна НПЗ Бахрейну та ціни постачальників Сінгапуру. Що дозволило тримати ціни, адекватні світовим, і водночас запобігти спекуляційним ризикам [32–34].

У 1977 р. згідно з резолюцією ООН до відносин з ПАР було введено міжнародне нафтове ембарго, що позбавило більшість виробників пального доступу до нафтової сировини. І хоча в обхід діючих санкцій можна було отримати невеликі обсяги нафти, залучення інвестицій від транснаціональних компаній та науково-технічне співробітництво з ними практично припинилось.

В умовах жорсткої нафтової блокади роль і значення національного виробництва СМП в енергозабезпеченні країни різко зросли. Відповіддю ПАР на введення міжнародного нафтового ембарго стало масштабування виробництва СМП і розвиток нафтової промисловості.

З цією метою в ПАР 1977 р. було створено спеціальний Державний нафтовий фонд (The State Oil Fund Act 38 of 1977), який у 1985 році було реорганізовано у Центральний енергетичний фонд (The State Oil Fund Amendment Act 46 of 1985) [35]. Основним завданням цього фонду було визначено збільшення виробництва СМП у кілька разів і в якомога короткий термін.

Відповідно до цього завдання компанії SASOL у 1979 р. було відкрито державну кредитну лінію на пільгових умовах з процентними ставками нижчими, ніж у комерційних банках. Кошти виділено на проєкт та будівництво заводів СМП Sasol II і Sasol III (табл. 6.1).

Таблиця 6.1

Джерела й обсяги фінансування проєктування та будівництва заводів СМП Sasol II і Sasol III

Джерело фінансування	Sasol II		Sasol III	
	млн ранд	в еквіваленті млн дол. США 1979 р.*	Млн ранд	в еквіваленті млн дол. США 1979 р.*
Кредити State Oil Fund	1711	2037	2096	2495
Парламентські гранти	300	357	-	-
Експортні кредити**	492	586	525	625
Приватизація Sasol I	-	-	655	780
Усього	2503	2980	3276	3900

Примітки: * за курсом 1979 року: 0,84 ZAR за 1 USD [36]

** export credit – позика особі або компанії, які експортують товари, на період очікування оплати від покупця. Визначення словника університету Кембриджу [37]

Джерело: [32–37]

Компанія SASOL у співробітництві та державної підтримки забезпечила будівництво і введення в експлуатацію нових заводів СМП Sasol II у 1980 р., а Sasol III – у 1982 р.

Забезпечення необхідного обсягу виробництва рідкого моторного палива в ПАР було забезпечено завдяки:

- дієвому державному регулюванню і підтримці розвитку національної нафтової промисловості, і успішному масштабуванню наявного виробництва СМП за несприятливих геополітичних умов і внутрішніх ресурсних обмежень;
- наявності успішного кейсу створення, будівництва і господарської діяльності заводу СМП Sasol I;

► наявності оновленої науково-технічної бази виробництва СМП за новітніми технологіями CTL;

► наявності досвіду і навчальної бази фахової підготовки персоналу, тільки за 1980 р. було підготовлено більше 10000 працівників різної спеціалізації для нових виробництв [33].

З метою забезпечення ефективного управління паливно-енергетичним комплексом у 1980 р. в країні було створено Міністерство мінералів та енергетики (DMEA), на яке було покладено проведення державної політики в промисловій і енергетичній сферах та передано відповідні повноваження і відповідальність, що до цього належали Міністерству промисловості, Раді контролю електричної енергії та компанії SASOL до її приватизації у 1979 році. У період з 1987 року до сьогодні національний комплекс СМП доповнювався переважно виробництвами з більш ефективними технологіями його виробництва, а саме Gas to Liquids (GTL).

У 1987 р. уряд ПАР погодив проєкт нового виробництва СМП за технологією GTL, за яким уже у 1992 р. було збудовано та запущено в експлуатацію завод GTL Moss gas. Нове підприємство Moss gas отримало таку ж саму пільгу – захисний тариф за ставкою 20 %, як і інші заводи СМП. При цьому база розрахунку величини тарифу (субсидії) визначалась на рівні експортних цін на пальне [33]. Крім цього, НПЗ ПАР були зобов'язані споживати синтетичну нафту Moss gas навіть протягом декількох років після відміни нафтового ембарго у 1993 р.

У 1994 р. в ПАР відбулися демократичні вибори, які поклали край режиму апартеїду, що зумовило відміну нафтового ембарго, а отже, і перехід до більш вільного ринку моторного палива, але, незважаючи на це, захисний тариф продовжував діяти за умови, що світова ціна на нафту не буде перевищувати 23 долари США за 1 барель [33; 38].

У 1998 р. Міністерство мінералів та енергетики ПАР видало так звану Білу книгу про енергетичну політику Південно-Африканської Республіки (White Paper on the Energy Policy of the Republic of South Africa) [39], на основі цього документа було задекларовано політику ПАР у паливно-енергетичній сфері.

Одним із пріоритетів політики в паливно-енергетичній сфері визначалось дерегулювання і формування узгодженої між національними виробниками та споживачами пального ціни, замість державної. Також декларувалися податкові пільги на геологорозвідувальну діяльність покладів нафти та газу [40]. Продовжував діяти захисний тариф (субсидії) для виробників СМП за умови неперевищення визначеного рівня цін на сиру нафти (з 1994 р. цей нормативний рівень цін неодноразово переглядався урядом).

Після відміни нафтового ембарго у 1994 р. транснаціональні нафтові компанії офіційно повернулися на ринок ПАР.

Результатом застосування цілеспрямованої державної політики в паливно-енергетичній сфері до 2006 р. сумарні потужності нафтопереробки та виробництва СМП (за технологіями CTL та GTL) склали 195000 барелів нафтового еквіваленту на день [41].

У період 2012–2019 рр. був створений механізм урядових постанов Підтримки ринкових цін (Market Price Support) для виробників СМП, щоб покрити вартість виробництва у випадках, якщо ціни на сиру нафту та бензин на ринку ПАР будуть нижчими за ціну виробництва СМП. У цьому випадку уряд виплачував субсидію у розмірі, розрахованому за формулою 6.1 [41]:

$$\text{Total MPS} = (\text{Domestic Price} - \text{Border Price}) * \text{Total Volume of Petrol} \quad (6.1)$$

де: *Domestic Price* – ціна нафти та бензину прив'язується до середніх цін у середземноморському регіоні та Філіппінах на умовах поставки FOB і коригується кожного місяця;

Border Price – ціна на імпорту нафту та бензин прив'язується до середніх цін на умовах поставки CIF у середземноморському регіоні та Філіппінах;

Total Volume of Petrol – частка бензину у загальному обсязі синтетичного палива (закріплено, що у 1 м³ СМП виробництва SASOL: 70 % – бензин; 30 % – дизель [39].

При цьому заявлена самим SASOL собівартість СМП складає 35 доларів США за 1 барель [41].

Відомо, що на практиці за період 2012–2019 рр. сума субсидій, виплачених державою заводам Sasol, склала 12,65 млрд ранд, тобто приблизно 5 % від ціни на СМП [41].

У 2019 р. відповідно до Закону «Про податок на вуглець» (The Carbon Tax Act 15 of 2019) підприємства компанії SASOL отримали пільги щодо плати за викиди двоокису вуглецю, а саме зменшення її на 90 % [41].

Слід зазначити, що роль і значення виробництва СМП у системі енергозабезпечення ПАР, після відміни міжнародного нафтового ембарго, дещо знизилась завдяки відновленню переваг географічного розташування країни на шляхах морських нафтоперевезень і зростання обсягів нафтоперероблення. Так, у 2005 р. частка компанії SASOL на внутрішньому ринку нафтопродуктів ПАР вже була нижче, ніж у нафтових компаній-конкурентів (табл. 6.2). У зв'язку з цим сьогоденним пріоритетом компанії SASOL стає виробництво хімічних продуктів для промисловості.

Таблиця 6.2

Частка ринку компаній-виробників пального на ринку ПАР у 2005 р.
(за регіонами країни)

Провінції ПАР (ориг. назви)	Компанії					
	BP	Caltex	TOTAL	Shell	Engen	Sasol
Eastern Cape	17	18	16	18	28	3
Free State	11	21	8	24	24	12
Gauteng	17	15	12	16	29	11
KZN	19	19	12	23	26	1
Limpopo	10	18	21	15	24	12
Mpumalanga	9	14	24	13	28	12
North West	11	17	12	16	29	14
N Cape	13	36	6	20	21	4
W Cape	19	21	11	20	27	1

Джерело: [33]

Загалом можна констатувати, що політика уряду ПАР щодо локалізації виробництва рідкого палива на власній території забезпечила ви-

сокий рівень паливної самодостатності країни, а отже, і її енергетичної безпеки.

Освоєння і розвиток виробництва СМП в КНР з 1997 р. проводиться в рамках реалізації державної політики екологічно чистих вугільних технологій [42].

9-й п'ятирічний план Китаю з чистих вугільних технологій (China's – Ninth Five-Year Plan I for Clean Coal Technology) і План розвитку до 2010 р. (2010 Development Outline (1997 р.)) були першим регуляторним актом, що визначав 14 напрямів впровадження чистих вугільних технологій.

Наступними кроками, спрямованими на прискорення розвитку вугільних технологій, стало прийняття й імплементація регуляторних актів Національна програма підтримки науки і технологій (National Science and Technology Support Program (2014 р.) та Керівництво щодо сприяння безпечному екологічному розвитку, а також чистому й ефективному використанню вугілля (Opinions on Promoting the Safe, Green Development and Clean and Efficient Utilization of Coal (2014 р.).

13-й п'ятирічний план промисловості з глибокої переробки вугілля (Thirteenth Five-Year Industrial Plan for Coal Deep Processing Industry Demonstration (2017 р.). Актуальні напрями технологічного розвитку: перехід від вугілля до нафти, перехід від вугілля до природного газу, якісного використання низькосортного вугілля, продукції вуглехімії, комплексного використання вугілля.

За 14-ї п'ятирічки з науково-технічних інновацій в енергетичній сфері (14th Five-Year Plan for Scientific and Technological Innovation in the Energy Field (2022 г.) однією з основних задач було визначено досягнення чистої та ефективної переробки вугілля. У розвиток цього було видано План реалізації демонстраційного проекту провідних екологічно чистих низьковуглецевих технологій (Implementation Plan for Green Low-Carbon Advanced Technology Demonstration Project (2023 р.). Відповідно до плану до 2025 р. має бути реалізовано ряд демонстраційних проєктів «зелених» і низьковуглецевих технологій. До 2030 р. буде посилено політику державної підтримки, поліпшено бізнес-моделі і регуляторні механізми у сфері низьковуглецевих технологій і галузей.

Заходи програми демонстраційних проєктів у сфері СМП в Китаї планувались ще на період 2006–2030 рр. У програму планується вкласти 130 млрд дол. США і довести частку вироблених з вугілля продуктів до 10 % від загального споживання дизельного палива, бензину, ЗНГ та олефінів вже у першій половині 2020 рр. [43–45].

Програма охоплює:

- введений в експлуатацію у 2008 р. завод прямого зрідження вугілля (DCL) Shenhua DCL продуктивністю 6 тис. т вугілля на день. Основні продукти заводу (тис. т/рік): дизельне паливо – 591,9; бензин – 174,5; пропан-бутанова фракція – 70,5; рідкий аміак – 8,3. Вартість моторного палива становить \$25/бар. за ціною вугілля \$22/т (дані 2010 р.). Технологію виробництва розроблено Відділенням вугільної хімії Пекінської академії вугільної науки (Coal Science Academy Beijing Coal Chemistry Branch). Капітальні вкладення у будівництво заводу склали 1,5 млрд дол. США;

- введений в експлуатацію завод непрямого зрідження вугілля (ICL) Yitai ICL з виробничою потужністю 160 000 т/рік СМП;

- введений в експлуатацію у 2009 р. завод непрямого зрідження вугілля (ICL) компанії Shanxi Lu'an Group з початковою річною потужністю 160 тис. тонн (~ 3200 барелів) на добу). Проєкт отримав підтримку Міністерства науки уряду КНР та був включений до Національної програми високих технологій з наданням гранту у 20 мільйонів юанів (Upstreamonline, 2008). Технологія ICL, надана Synfuels China;

- інші проєкти.

Планується довести загальну продуктивність китайських заводів СМП у 2020-х рр. до 1,2 млн барелів на день за рахунок будівництва нових заводів за технологією ICL [45].

У табл. 6.3 узагальнено світовий досвід регулювання сфери виробництва рідкого моторного палива в країнах-виробниках СМП.

Підсумовуючи дані наведеного вище світового досвіду промислового виробництва СМП, в суто економічному аспекті, можна стверджувати, що основними факторами його освоєння і розвитку в Німеччині та ПАР були:

Таблиця 6.3

Узагальнення світового досвіду регулювання сфери виробництва моторного палива в країнах-виробниках СМП

Сфера державного регулювання	Елементи державної регуляторної системи		
	Німеччина 1936–1945 рр.	ПАР	КНР
1	2	3	4
Стратегічне регулювання	Чотирирічний план	Закон про рідке паливо і масло 1947 року	9-й п'ятирічний план Китаю з чистих вугільних технологій; 13-й п'ятирічний план промисловості з глибокої переробки вугілля; 14-й п'ятирічний план науково-технічних інновацій в енергетичній сфері
Державне програмування і управлінські рішення	Програма шестирізового збільшення виробництва синтетичного палива	Плани державної підтримки вітчизняного виробництва пального	Національна програма підтримки науки і технологій; Керівництво щодо сприяння безпечному екологічному розвитку, а також чистому і ефективному використанню вугілля; План реалізації демонстраційного проєкту провідних екологічно чистих низьковуглецевих технологій; Програма демонстраційних проєктів у сфері СМП

Закінчення табл. 6.3

1	2	3	4
Спеціальні державні інституції	Не створювались	Міністерство мінералів та енергетики, Державний нафтовий фонд (згодом Центральний енергетичний фонд), Корпорація промислового розвитку, Південноафриканська організація з вугілля та нафти (SASOL)	Не створювались
Спеціальні організаційно-фінансові інструменти	Мефо-вексель	Державне кредитування будівництва нафтопереробних заводів і заводів СМП, «Захисний тариф» – державна субсидія на виробництво пального, цільове використання коштів від приватизації діючих підприємств на будівництво нових об'єктів, державні експортні кредити	Державні інвестиції

Джерело: сформовано авторами

- ресурсний фактор, який визначав критичний дефіцит власного видобутку нафти;
- геополітичний фактор, який визначав обмеження можливостей покриття згаданого нафтового дефіциту країни за рахунок постачання нафти із зовнішніх джерел;
- організаційний фактор, завдяки якому було забезпечено вирішення ресурсної проблеми за рахунок реалізації альтернативи нафтового пального – створення виробництва СМП.

У КНР виробництво СМП знаходиться на стадії демонстраційних заводів і визначається суто організаційним фактором, що є типовим за умов соціалістичної економіки.

Зважаючи на визначальну роль організації у створенні і забезпеченні успішного функціонування сектора СМП, можна рекомендувати проведення наведених нижче заходів у регуляторному полі України.

У сфері стратегічного регулювання. Здійснити розроблення й імплементацію Концепції підгалузі СМП як регуляторної основи стимулювання її створення, забезпечення успішної господарської діяльності виробничих підприємств та розвитку секторального ринку. З цією метою внести відповідні зміни до правових актів щодо регулювання відносин у виробничому і споживчому секторах сфери нафтозабезпечення країни, а саме Законів України «Про альтернативні види палива», «Про інвестиційну діяльність», «Цінні папери та фондовий ринок», Податковий кодекс України та ін. Розробити Національну програму розвитку виробництва синтетичного палива в Україні, правові і нормативні засади, організаційний механізм її реалізації.

У сфері державного програмування та управлінських рішень. Розробити програму та план державної підтримки розвитку сфери СМП та плани її реалізації.

У сфері державних інституцій. У складі Міністерства енергетики України створити департамент синтетичного і біопалива. За державною ініціативою на засадах державно-приватного партнерства створити у формі акціонерного товариства Національне об'єднання виробників синтетичного палива.

У сфері організаційно-фінансових інструментів для стимулювання розвитку сектора СМП застосувати: державні інвестиції, державні субсидії, пільгове кредитування, пільгове оподаткування, державні гарантії, цінні папери (акції та облигації) Національного об'єднання виробників синтетичного палива та його учасників, угоди про розподіл продукції та ін.

Висновки до розділу 6

1. Визначено, що синтетичне моторне паливо відповідно до статті 4 Закону України «Про альтернативні види палива» належить до альтернативних видів рідкого палива що визначаються як «горючі рідини, одержані під час переробки твердих видів палива (вугілля, торфу, сланців)». Закон встановлює загальні засади економічного механізму стимулювання у сфері альтернативних видів палива, передбачає створення сприятливих умов для розвитку виробництва синтетичного палива, включаючи податкові пільги, державну підтримку інвестицій у відповідні технології, а також сприяння експорту українського синтетичного палива на міжнародні ринки, але не містить норм прямої дії, що за відсутності відповідних специфічних норм в інших законодавчих актах суттєво знижує його практичну дієвість.
2. Виявлено, що, незважаючи на статус альтернативного палива на поточний момент, СМП підпадає під дію загальних норм регулювання національної нафтопродуктової сфери, застосування яких обмежує розвиток виробництва синтетичних аналогів нафтопродуктів з альтернативної сировини за принципово відмінними від нафтопереробних технологіями.
3. Світовий досвід масштабного промислового виробництва СМП в різних країнах і в різні історичні періоди дозволив довести, що актуальність його освоєння визначалась недостатністю власного виробництва та критичним обмеженням (або загрозою виникнення) імпортних поставок нафти (нафтопродуктів), часто посилених несприятливою геополітичною ситуацією (Німеччина, ПАР).

4. Доведено, що основними інструментами державного стимулювання і підтримки розвитку виробництва СМП в країнах-продуцентах були державне інвестування і пільгове кредитування будівництва заводів (Німеччина, ПАР), державні субсидії виробникам СМП (ПАР), будівництво державних заводів (КНР).
5. Обґрунтовано, що прагматична енергетична політика при дієвому механізмі державного стимулювання розвитку виробництва СМП забезпечила значне зниження дефіциту власного виробництва й імпорту нафтопродуктів в Німеччині за воєнного часу та ПАР за умов міжнародного нафтового ембарго, прискорила розвиток освоєння малозаселених територій в Китаї.
6. За результатами дослідження, що стосується правого стимулювання створення і стимулювання розвитку в країні обігу СМП, рекомендовано проведення заходів щодо удосконалення сфер стратегічного регулювання, державного програмування та управлінських рішень, державних інституцій, організаційно-фінансових інструментів відповідно до визначених у законодавчому порядку цілей і завдань.

Перелік джерел до розділу 6

1. Зелена книга. Регулювання ринку моторних палив // Офіс ефективного регулювання. URL: [BRDOhttps://cdn.regulation.gov.ua/2c/e5/e3/9f/regulation.gov.ua_GREEN%20BOOK_Motor%20Fuels%20Market%20Regulation.pdf](https://cdn.regulation.gov.ua/2c/e5/e3/9f/regulation.gov.ua_GREEN%20BOOK_Motor%20Fuels%20Market%20Regulation.pdf)
2. Кизим М. О., Хаустова В. Є., Шпілевський В. В., Костенко Д. М. Державне регулювання та підтримка виробництва синтетичного рідкого палива в Україні. *Бізнес Інформ*. 2022. № 11. С. 82–88.
DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2022-11-82-88>
3. Кодекс України про надра від 27.07.1994 № 132/94-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-vp#Text>
4. Про нафту і газ : Закон України від 12.07.2001 № 2665-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2665-14#Text>

5. Гірничий закон України від 06.10.1999 № 1127-XIV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1127-14#Text>

6. Про альтернативні види палива : Закон України від 14.01.2000 № 1391-XIV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-14#Text>

7. Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/927-2013-%D0%BF#n11>

8. Про внесення змін до Технічного регламенту щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив : Постанова Кабінету Міністрів України від 16.03.2022 № 292. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/292-2022-%D0%BF#Text>

9. ДСТУ 7687:2015 «Бензини автомобільні Євро. Технічні умови» прийнятий 28.05.2015. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=62187

10. Наказ від 21.11.2016 № 393 «Про прийняття національних нормативних документів, гармонізованих з міжнародними та європейськими нормативними документами, національних нормативних документів, скасування національних нормативних документів, змін до національних нормативних документів та міждержавних нормативних документів в Україні». URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=74657

11. EN 228:2017 «Automotive fuels. Unleaded petrol. Requirements and test methods» published 31-May-2017. URL: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/cen/81cde377-aac3-4a49-9bde-bb71e02c4585/en-228-2012a1-2017?srsId=AfmBOoexo110-qhgAcf7XrzK9NDhCiClppMRyYX516ZEBkwK3i9Djvc>

12. D4814-23 «Standard Specification for Automotive Spark-Ignition Engine Fuel». URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/116175/f51e63e2ae2b4383bfded6b45339a2ab/ASTM-D4814-23.pdf>

13. ДСТУ 7688:2015 «Паливо дизельне Євро. Технічні умови» прийнятий 28.05.2015. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=62099

14. EN 590:2013 «Automotive fuels. Diesel. Requirements and test methods» published 11-Sep-2013. URL: https://standards.iteh.ai/catalog/standards/cen/771ffeec-bc84-4463-bcf6-4eccf0810bc1/en-590-2013?srsltid=AfmBOopxpMzcGI1qilrEhZ_BRrsT7m_oP4YYT1vCMTqIeQ_DOQluw2ik

15. ASTM D 975-23 «Standard Specification for Diesel Fuel Oils». URL: <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/116070/362c5db72e9d452da0eddf0c5a056dc0/ASTM-D975-23.pdf>

16. ДСТУ 8695:2016 «Паливо альтернативне для дизельних двигунів. Технічні умови» прийнятий 21.11.2016. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=79887

17. Податковий кодекс України // Відомості Верховної Ради України (ВВР). 2011. № 13-14. № 15-16. № 17. 112 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text>

18. Про митний тариф України : Закон України від 19.10.2022 № 2697-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2697-20#Text>

19. Про внесення змін до Податкового кодексу України та інших законодавчих актів України щодо дії норм на період дії воєнного часу: Закон України від 15.03.2022 № 2120-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2120-20#Text>

20. Про енергетичну ефективність : Закон України від 21.10.2021 № 1818-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text>

21. Енергетична стратегія до 2030 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 № 145-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13#Text>

22. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-2017-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/text/58/f469391n10.pdf>

23. Енергетична стратегія України на період до 2050 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80#Text>

24. Хаустова В. Є., Гришова І. Ю., Костенко Д. М., Бутенко Т. В. Державна політика у сфері впровадження біоенергетичних технологій в контексті її нормативно-правового забезпечення. *Економіка АПК*. 2021. № 11. С. 70–82.

DOI: 10.32317/2221-1055.202111070

25. План заходів з реалізації Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, енергоефективність та конкурентоспроможність» : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 06.06.2018 № 497-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/497-2018-%D1%80#Text>

26. Проект розпорядження КМУ «Про схвалення Концепції розвитку газо- та нафтопереробної промисловості України до 2025 року та затвердження плану заходів з її реалізації». URL: <https://uasg.com.ua/ua/oprilyudnennya-proektu-rozporyadzhennya-kabinetu-ministriv-ukraini.html>wee27. Концепція державної цільової науково-технічної програми розвитку виробництва та використання біологічних видів палива : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 12.02.2009 № 276-р. URL: <https://www.kmu.gov.ua/npas/201151833>

28. Meier M. Der Vierjahresplan im Dritten Reich – Hintergrund, Auswirkungen und Geschichte | Erstellt: 22. März 2022. URL: <https://www.zukunft-braucht-erinnerung.de/der-vierjahresplan/>

29. LeMO NS-Regime - Industrie und Wirtschaft. URL: <https://www.dhm.de/lemo/kapitel/ns-regime/industrie-und-wirtschaft.html>

30. Tooze A. The Wages of Destruction: The Making and Breaking of the Nazi Economy. London : Penguin. 2006. ISBN 0143113208.

31. Stokes R. G. The oil industry in Nazi Germany, 1936–1945. *Business History Review*. Summer 1985. URL: <https://go.gale.com/ps/i.do?p=AONE&u=googlescholar&id=GALE%7CA3824113&v=2.1&it=r&asid=3bdb1b98>

32. Hilsenrath P. E. The Development of Synthetic Fuels in South Africa. URL: https://www.researchgate.net/publication/236174311_The_Development_of_Synthetic_Fuels_in_South_Africa

33. Lott T. A Political Economy Analysis of Liquid Fuel Production Incentives in South Africa». Dissertation presented in fulfillment of the

requirements for the degree of master of philosophy in the department of mechanical engineering university of cape town. URL: <https://open.uct.ac.za/server/api/core/bitstreams/bb31f290-ce92-4329-9785-d7a2eebd57ec/content>

34. Barnard H., Bromfield T. The development and management of an intellectual property strategy in a developing country context: the case of sasol. *The economics of intellectual property in South Africa*. URL: https://www.wipo.int/export/sites/www/ip-evelopment/en/docs/wo_1013_e_ch_4.pdf

35. Energy in South Africa, 1910–1993: Government Resources: Library Guide: Fuel. URL: <https://libguides.lib.uct.ac.za/c.php?g=346477&p=2353544>

36. Rand vs the dollar: 1978–2016 // BusinessTech. URL: <https://businesstech.co.za/news/finance/116372/rand-vs-the-dollar-1978-2016/>

37. Онлайн словник університету Кембриджу. URL: <https://dictionary.cambridge.org/dictionary/english/export-credit>

38. Pant A., Mostafa M., Bridle R. Understanding the Role of Subsidies in South Africa's Coal-Based Liquid Fuel Sector. URL: <https://www.iisd.org/system/files/2020-10/subsidies-south-africa-coal-liquid-fuel.pdf>

39. South Africa Government. URL: <https://www.gov.za/documents/white-papers/energy-policy-white-paper-01-dec-1998>

40. White Paper on the Energy Policy of the Republic of South Africa / Department of Minerals and Energy. URL: https://www.gov.za/sites/default/files/gcis_document/201409/whitepaperenergypolicy1998.pdf

41. Zhao L. T., Liu Z. T., Cheng L. How will China's coal industry develop in the future? A quantitative analysis with policy implications. *Energy*. 2021. T. 235. 121406.

42. Minchener A. J. Coal-to-oil, gas and chemicals in China // IEA CLEAN COAL CENTRE, February 2011, 49 p.

43. Jian Xu, Yong Yang, Yong-Wang Li. Recent development in converting coal to clean fuels in China. *Fuel*. 2015. Vol. 152. P. 122–130.

44. Air Products to acquire Shell's coal gasification technology business and patent portfolio for liquids (residue) gasification; coal-to-fuels in China. URL: <https://www.nasdaq.com/articles/air-products-acquire-shells-coal-gasification-technology-business-and-patent-portfolio>

45. Meiyu Guo, Yuan Xu. Coal-to-liquids projects in China under water and carbon constraints. *Energy Policy*. June 2018. Vol. 117. P. 58–65. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421518301174>

ВИСНОВКИ

У представленому в монографії дослідженні було одержано такі висновки теоретико-методологічного, методичного та емпіричного рівнів.

1. Бібліометричний аналіз публікаційної активності науковців у сфері енергетичної безпеки, за даними наукометричних баз даних Scopus та Web of Science, засвідчив невинне зростання інтересу до неї протягом останніх 20 років і показав, що наразі у науковому полі сформувалося 8 дослідницьких кластерів за цим напрямом досліджень, що стосуються: безпеки, ризиків, енергії, здоров'я, кліматичних змін, відновлюваної енергетики, сталого розвитку та довкілля. Географічними центрами наукових досліджень енергетичної безпеки виступають провідні країни, які сформували регіональні енергетичні ринки: США (американський), Велика Британія (європейський), Китай (азійський).
2. Визначено, що паливна безпека є вагомим складовим загальнонаукового поля досліджень з енергетичної безпеки. Бібліометричний аналіз публікацій з паливної безпеки країн світу дозволив окреслити сучасне наукове поле досліджень, що складається з 5 основних кластерів, що стосуються: оптимізації, енергії, відновлюваної енергетики, стійкості, продуктивності. Сформована мережева карта досліджень з паливної безпеки у хронологічному вимірі показала наявність концептуального переходу досліджень зі сфери ефективності використання традиційного палива до споживання альтернативних видів палив.
3. Здійснено аналіз паливної залежності ЄС у довоєнний та воєнний періоди, який дозволив обґрунтувати, що європейська спільнота знаходиться у «пастці» та змушена витратити 200–300 млрд дол. США щорічно, фінансуючи видобуток сирих вуглеводнів в інших країнах. Протягом останніх 10 довоєнних років ЄС зміг скороти-

ти паливну залежність лише на 2 % через збільшення ефективності нафтопереробки, заміщення викопного палива сумішевими біо-компонентами, а також розширення використання транспортних засобів з нульовим (електромобілів) і низьким (гібридів) рівнями викидів. Запроваджені санкції та відмова від російської нафти та моторного палива у відповідь на агресію РФ проти України дозволили диверсифікувати географію імпорту до ЄС, але не знизити його паливну залежність. Російська агресія обумовила турбулентність європейської нафтопереробки та стагнацію ринку моторного палива. Ущільнення світового ринку обумовило стрімке зниження експорту моторного палива. Водночас у балансі сирих вуглеводнів та моторного палива ЄС використання інших вуглеводнів мало стохастичний та пробалістичний характер. Обґрунтовано, що освоєння виробництва інших вуглеводнів із нафтової сировини може стати радикальним напрямом зниження паливної залежності через виробництво СМП.

4. Оцінка паливної безпеки України в європейському просторі на засадах концепції «4А» дозволила дослідити її за рівнями та компонентами, і довести таке: за безпековою компонентою достатності країна мала міцні позиції, оскільки екстенсивно видобувала власні поклади сирих вуглеводнів; за безпековою компонентою наявності нафтопереробки країна передувала виключно країнам із нульовим ресурсним циклом моторного палива; за безпековою компонентою прийнятності виробництва – мала низький рівень і змушена була шукати альтернативи сирій нафті у вигляді газоконденсату та імпортованої нафтопереробної сировини; за безпековою компонентою доступності імпорту – посіла аутсайдерські позиції, оскільки мала обмежені можливості диверсифікації зовнішніх постачань.

Значні власні поклади сирих вуглеводнів обумовили міцні позиції України за рівнем первинної паливної безпеки, однак викликано це занепадом національної нафтопереробки. Водночас за рівнями кінцевої та загальної паливної безпеки Україна посідає аутсайдерські позиції, передуючи виключно європейським країнам із нульовим ресурсним циклом моторного палива. Таким чином, доведено, що з позицій паливної безпеки

доцільність розбудови виробництва СМП продиктована надбанням світової наукової спільноти, відповідає європейській енергетичній політиці та об'єктивно зумовлена національними інтересами України.

5. Розроблено концептуально-логічну модель забезпечення розвитку виробництва СРМП в Україні, що складається з 4 основних блоків: науковий, аналітичний, інституційний та організаційний. Модель побудовано з урахуванням того, що національне виробництво СМП має відповідати принципам: територіального розподілення виробничих потужностей; наближення до ресурсної бази; технологічної інноваційності та варіативності; інвестиційної привабливості та окупності.
6. Сформовано концептуальну модель аналізу попиту та пропозиції на світовому та українському ринках моторного палива, яка становить базис розробки рекомендацій щодо планування і аналізу попиту та пропозиції на ринку.
7. На підставі запропонованих моделей розроблено і надано характеристику сценарію розвитку виробництва СМП в Україні. Обґрунтовано, що, виробничі потужності доцільно розміщати у місцях високої концентрації вугільних копалин, починаючи з територій їх видобутку, максимально віддалених від зон бойових дій.
8. Досліджено динаміку показників, що характеризували світовий ринок нафти і нафтопродуктів за період з 1990 р. по 2022 р., та визначено, що за цей період мало місце стале зростання розвідки, видобутку, споживання і світової торгівлі сировою нафтою і нафтопродуктами. Так, за період, що аналізувався, зростання складало: світового видобутку – 44,7 %, споживання – 53,0 %, експорту – 55,6 %, імпорту – 58,2 %. Визначено, що аналогічні тенденції протягом 1990–2022 рр. були характерні і для готових нафтопродуктів: їх виробництво зросло на 39,1 %, споживання – на 49,6 %, експорт – на 135,1 %, імпорт – на 146,2 %.
9. Досліджено тенденції розвитку українського ринку сирової нафти і нафтопродуктів та доведено, що вони суттєво відрізняються від загальносвітових. Насамперед це пояснюється занепадом нафтодобувної галузі і застарілістю технологічних схем вітчизняних по-

тужностей з нафтопереробки. Виснаженість запасів нафти і недостатній обсяг геолого-розвідувальних робіт призвели до зниження вітчизняного видобутку нафти і газового конденсату протягом 2009–2021 рр. на 40,0 %. Імпорт сирової нафти протягом цього періоду скоротився на 78,4 %. Відповідно скоротилися і обсяги первинної переробки сирової нафти і газового конденсату – на 69,3 %, а завантаження виробничих потужностей нафтопереробки знизилося з 27,8 до 8,7 %.

10. Доведено, що ємність українського ринку моторного палива є значною. В довоєнні часи станом на кінець 2021 р. він оцінювалася в 12,4 млн т н. е. моторного палива, з яких 64,9 % – дизельне паливо, 18,7 % – бензин і 16,4 % – скраплений нафтовий газ. В довоєнному 2021 р. вітчизняне виробництво моторних палив склало 2,6 млн т н. е., у тому числі: дизельне паливо – 42,9 %, бензин – 40,2 %, зріджений природний газ – 16,9 %. Решта попиту задовольнялася за рахунок імпорту, структура якого мала вигляд: дизельне паливо – 71,2 %, бензин – 13,0 %, зріджений природний газ – 15,8 %.

На початок 2022 р. в експлуатації в Україні залишалися тільки Кременчуцький нафтопереробний завод і Шебелінський завод з переробки газового конденсату, проте внаслідок російських ракетних атак вони зазнали суттєвих пошкоджень і їх експлуатація припинена. На цей час потреби в моторному паливі задовольняються виключно за рахунок імпортних поставок.

11. Здійснено оцінку сировинного потенціалу виробництва в Україні СМП з вугілля. Встановлено, що сировинна база промислового виробництва СМП має ґрунтуватись на малометаморфованих марках вугілля: бурому, довгополум'яному та газовому, частка яких у наявних геологічних покладах становить близько двох третин. До того ж саме таке вугілля, яке містить велику кількість кисеньвмісних функціональних груп, характеризується належною реакційною здатністю.
12. Визначено, що через практично повне знищення рф теплової електрогенерації в Україні наразі можливе створення головних промислових підприємств з використанням енергетичного вугілля, яке ви-

добувається діючими шахтами. Зокрема, на сході України доцільне використання вугілля Західного Донбасу, на заході України – вугілля Львівсько-Волинського басейну.

13. Обґрунтовано, що за післявоєнного відновлення економіки України може виникнути дефіцит ресурсів енергетичного вугілля для виробництва з нього СМП. Тому необхідно розглядати питання відновлення або створення нових вуглевидобувних потужностей в основних індустриальних регіонах України. Зокрема, на сході України розвиток виробництв СМП доцільно буде ґрунтувати на довгополум'яному вугіллі Лозівського району Західного Донбасу (Харківська область) та Новодмитріївському родовищі бурого вугілля.

Забезпечення в післявоєнний період сировинної бази виробництва СМП в Західному регіоні України можливе за двома варіантами: завершення робіт із будівництва і освоєння проєктної промислової потужності шахти Нововолинська № 10, або розробка вугілля Тягівського родовища. Для забезпечення сировинної бази виробництва в регіонах Центру України потрібно відновлення на новій технічній основі вуглевидобувних підприємств Дніпровського буровугільного басейну, в першу чергу розрізу «Костянтинівський».

14. Здійснено порівняльний аналіз технологій виробництва з вугілля СМП та обґрунтовано, що найдоцільнішим технологічним шляхом є використання двостадійної технології, першою стадією якої є газифікація вихідного вугілля, а другою – синтез вуглеводнів з отриманого генераторного газу (синтез-газу) в реакторі Фішера-Тропша.

Для першої стадії технології – газифікації вугілля – з урахуванням властивостей перероблюваного вугілля доцільно використання двох процесів:

- прямоточна киснева газифікація в потоці водовугільної пульпи за процесом Техасо при переробці кам'яного вугілля у східному та західному регіонах України;
- -протиточна парокиснева газифікація буровугільних брикетів за процесом Lurgi в стаціонарному шарі при розміщенні підприємства в центральному регіоні України.

15. Виявлено, що необхідне для синтезу вуглеводнів співвідношення вмісту водню до вмісту монооксиду вуглецю (2 : 1) не досягається жодним з відомих промислових процесів газифікації вугілля. Неоптимальний за співвідношенням компонентів склад синтез-газу призводить до зменшення ступеня використання вуглецю вихідного вугілля для отримання цільових продуктів (вуглеводнів) і зростання кількості викидів в атмосферу парникового вуглекислого газу. Тому актуальною є розробка та реалізація ефективних промислових методів отримання водню.
16. Розроблено нове технічне рішення, що дозволяє усунути виявлені недоліки шляхом додавання до синтез-газу, що надходить до реактора Фішера-Тропша, необхідне для забезпечення стехіометричного співвідношення кількості водню, отриманого шляхом електролізу води. Одержуваний при цьому разом з воднем кисень використовується для забезпечення потреб газифікації. Обґрунтовано, що використання розробленого технічного рішення дає можливість збільшити вихід цільових продуктів з вугілля в 1,66–2,05 рази та зменшити в 1,3–3,65 рази кількість отримуваних тепличних газів. Новизна розробленого технічного рішення захищена патентом України № 156530.
17. З урахуванням запропонованого технічного рішення розраховано показники матеріального балансу газифікації малометаморфованого кам'яного вугілля та буровугільних брикетів та синтезу вуглеводнів в процесі Фішера-Тропша з отриманого генераторного газу. На підставі визначених показників матеріального балансу розроблено принципові укрупнені блок-схеми виробництва синтетичних моторних палив з кам'яного (виробнича потужність за сировиною 550 тис. т на рік) та бурого (виробнича потужність за сировиною 3 млн т на рік) вугілля.
18. Для виконання техніко-економічних розрахунків розроблено методичний підхід, який деталізовано у вигляді окремої методики. Методичний підхід і методика базуються на: технологічних схемах переробки вугілля на СМП шляхом непрямої гідрогенізації; встановлених вимогах щодо екологічної та технічної безпеки окремих

процесів; діючому податковому і бюджетному законодавстві; виробничому досвіді коксохімічних підприємств, які є найближчими аналогами в частині очищення і підготовки до використання отриманого газу генераторного газу.

19. На підставі розробленого методичного підходу здійснено оцінку проєктів виробництва СМП з синтез-газу, що отримується при газифікації кам'яного вугілля:

- проєкт у Східному регіоні, який орієнтований на переробку 550 тис. т кам'яного вугілля Західного Донбасу на рік (інвестиції в проєкт – 310,2 млн дол. США, випуск СМП – 223,5 тис. т);

- проєкт, що передбачає переробку 550 тис. т кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну на рік у Західному регіоні країни (інвестиції в проєкт – 312,8 млн дол. США, випуск СМП – 238,4 тис. т).

Розрахунки, виконані для цих проєктів, показали, що при ціні вугілля 100 \$/т і ціні нафти на світових ринках 74 \$/барель підприємства будуть мати операційну рентабельність на рівні 77–82 %. Визначено, що, за умови тривалості будівництва 3 роки і його фінансування за рахунок кредиту, дисконтований термін окупності складає 6,7 років після освоєння проєктної потужності (10 років з дати надання кредитних ресурсів). У перспективі, за прогнозами міжнародних експертних організацій, ціна сирової нафти буде стабільною (на сучасному рівні), тоді як ціна вугілля має стійку тенденцію до зниження (внаслідок поступової відмови від вугільних електростанцій). Така тенденція буде тільки підвищувати в майбутньому інвестиційну привабливість проєктів з переробки кам'яного вугілля на СМП.

20. Окремо здійснено оцінку проєкту з переробки 3000 тис. т бурого вугілля на рік у Центральному регіоні (інвестиції в проєкт – 437,3 млн дол. США, випуск СМП – 376,5 тис. т). Обґрунтовано, що життєздатність такого проєкту визначається виключно ціною сировини. Розрахунками доведено, що проєкт може бути реалізований за умови, якщо ціна бурого вугілля не буде перевищувати 18,5 \$/т. Незважаючи на великі балансові запаси бурого вугілля в Україні, воно тривалий час не видобувається, і дані про собівартість видобутку відсутні. Отже, при реалізації проєкту переробки бурого вугілля першим кроком має стати розробка техніко-економічного об-

ґрунтування відновлення видобутку цієї сировини з визначенням рівня собівартості.

21. Проведені в дослідженні розрахунки дозволили визначити, що всі проекти показують високу бюджетну ефективність. Ці проекти запропоновано розглядати як пілотні. При підтвердженні їх практичної ефективності подальше масштабування доцільно здійснювати шляхом тиражування проекту Західного регіону. У перспективі, після доведення проектами своєї ефективності, можлива більш повна переорієнтація країни на споживання СМП з одночасним скороченням імпорту світлих нафтопродуктів.
22. Проаналізовано нормативно-правове забезпечення створення виробництва СМП в Україні. Визначено, що, незважаючи на статус альтернативного палива, на поточний момент СМП підпадає під дію загальних норм регулювання національної нафтопродуктової сфери, застосування яких обмежує розвиток виробництва синтетичних аналогів нафтопродуктів з альтернативної сировини за принципово відмінними від нафтопереробних технологіями.
23. Досліджено світовий досвід масштабного промислового виробництва СМП в різних країнах і в різні історичні періоди та визначено, що актуальність його освоєння визначалась недостатністю власного виробництва та критичним обмеженням (або загрозою виникнення) імпортних поставок нафти (нафтопродуктів), часто обумовлених несприятливою геополітичною ситуацією (Німеччина, ПАР). Виявлено, що основними інструментами державного стимулювання і підтримки розвитку виробництва СМП в країнах-продуцентах були державне інвестування і пільгове кредитування будівництва заводів (Німеччина, ПАР), державні субсидії виробникам СМП (ПАР), будівництво державних заводів (КНР).
24. Визначено напрямки правого стимулювання створення і стимулювання розвитку в країні виробництва СМП, які передбачають проведення заходів з удосконалення сфер стратегічного регулювання, державного програмування та управлінських рішень, державних інституцій, організаційно-фінансових інструментів відповідно до визначених у законодавчому порядку цілей і завдань.

ДОДАТКИ

Додаток А

Методика розрахунку техніко-економічних показників виробництва синтетичних моторних палив з синтез-газу, що отримується при газифікації вугілля

1. Загальні положення

1.1. Методика розрахунку техніко-економічних показників виробництва синтетичних моторних палив з синтез-газу, що отримується при газифікації вугілля (далі – Методика), використовується при розробці техніко-економічного обґрунтування проєктів виробництва синтетичного моторного палива шляхом непрямої гідроґенізації вугілля при використанні синтез-газу оптимального складу.

1.2. Методику розроблено відповідно до вимог чинного законодавства, а також нормативних актів, що регламентують окремі напрями господарської діяльності коксохімічних підприємств. Основні техніко-економічні показники проєкту виробництва синтетичних моторних палив (далі – СМП) визначаються на підставі:

- Методик, Методичних рекомендацій, Положень і Правил, які використовуються на коксохімічних підприємствах [розд 5: 18; 26–30];
- загальнодержавних ставок окремих податків і зборів, передбачених чинним законодавством станом на 01.07.2024 р., а також нормативами їх розподілення між державним і місцевими бюджетами [розд. 5: 22; 23];
- за необхідності використовуються технологічні показники окремих процесів, норми і нормативи, що застосовуються на коксохімічних підприємствах, які є найближчими аналогами виробництва СМП з вугілля [розд. 5: 31];

1.3. При розрахунках використовуються показники якості вугілля, перелік і типові значення яких наведено в *табл. А.1.*

Таблиця А.1

Показники якості кам'яного вугілля, необхідні для подальших розрахунків

Показник	Символ і одиниця виміру	Значення показника
Вологість робоча	$W^r, \%$	6,5
Вихід летких речовин з сухої маси	$V^d, \%$	35,6
Сірчистість загальна сухої маси	$S^d, \%$	2,3
Зольність сухої маси збагаченого вугілля	$A^d, \%$	15,0
Температура плавлення золи	$^{\circ}\text{C}$	1490
Елементний склад сухої маси:	$\%$	
Вуглець	C^d	71,9
Водень	H^d	3,5
Азот	N^d	1,3
Сірка	S^d_t	2,3
Кисень (за різницею)	O^d_d	6,0

Примітка: наведено середні значення окремих показників*Джерело:* розроблено авторами за даними банку досліджень вугілля ДП «УХІН»

1.4. Визначення термінів.

Газифікація вугілля – процес взаємодії вугілля зі стехіометричною нестачею окисників – водяною парою (водою) та киснем (повітрям) – при високій температурі і тиску з метою отримання суміші водню і оксиду вуглецю;

Генераторний газ – продукт газифікації вугілля після газогенератора, до складу якого входять, крім водню і оксиду вуглецю, шкідливі домішки (діоксид вуглецю, діоксид сірки, аміак), а також водяна пара та невелика кількість метану;

Синтез-газ – генераторний газ, очищений від шкідливих домішок;

Процес Фішера-Тропша – процес синтезу вуглеводнів з синтез-газу;

Виробництво синтетичних моторних палив – отримання синтетичної нафти та розподіл її на окремі товарні фракції, які є аналогами традицій-

них видів нафтового моторного палива (бензин, дизельне пальне, гас), та інші продукти.

2. Вихідні дані і послідовність розрахунків

2.1. Методика охоплює дві принципові схеми отримання СМП шляхом переробки вугілля на синтез-газ з подальшою його переробкою на синтетичне моторне паливо:

- киснева газифікація водовугільної пульпи з подальшим збагаченням синтез-газу воднем (рис. А.1а);
- газифікація вугілля парокисневим дуттям (рис. А.1б).

Вихідними даними для подальших розрахунків є кількість вугілля і показники його якості (за переліком, наведеним в табл. А.1), а також склад дуття (кисень + водяна пара (вода)), що спрямовуються на газифікацію.

2.2. Склад дуття визначається в послідовності, наведеній на рис. А.2.

2.3. У процесі газифікації вугілля отримується декілька парогазових продуктів, а саме: монооксид вуглецю (CO), діоксид вуглецю (CO₂), водень (H₂) та водяна пара (H₂O).

2.4. За складання матеріального балансу газифікації кількості молів основних компонентів генераторного газу – CO, CO₂, H₂, H₂O (водяна пара, яка не прореагувала) – визначається з системи чотирьох рівнянь з чотирма невідомими:

$$\text{CO} + \text{CO}_2 = C_{\text{вих}}, \quad (\text{A.1})$$

$$\text{H}_2 + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\text{O}_{\text{вих}} + \text{H}_2\text{O}_{\text{А}} + \text{H}_{2\text{вих}}, \quad (\text{A.2})$$

$$2\text{CO}_2 + \text{CO} = \text{O}_{2\text{вих}} + \text{O}_{2\text{А}}; \quad (\text{A.3})$$

$$K = \frac{K_{\text{CO}}}{K_{\text{CO}_2} \cdot K_{\text{H}_2}}. \quad (\text{A.4})$$

де $C_{\text{вих}}$ – кількість молів вуглецю у вугіллі, що надходить в зону газифікації;

$\text{H}_2\text{O}_{\text{вих}}$ – кількість молів води, що надходить з вихідним вугіллям;

$\text{H}_2\text{O}_{\text{А}}$ – кількість молів водяної пари, що надходить з дуттям (або води, використаної для приготування пульпи);

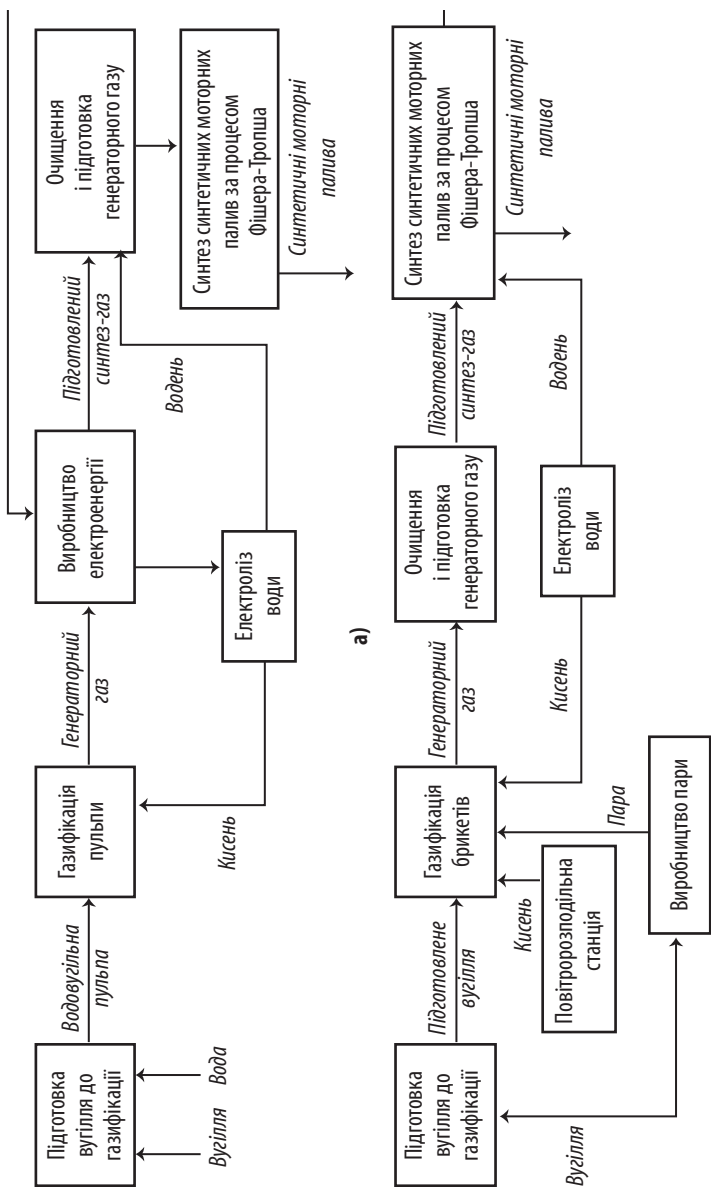


Рис. А.1. Принципові схеми переробки вугілля на синтетичні моторні палива

Джерело: розроблено авторами

ДОДАТКИ

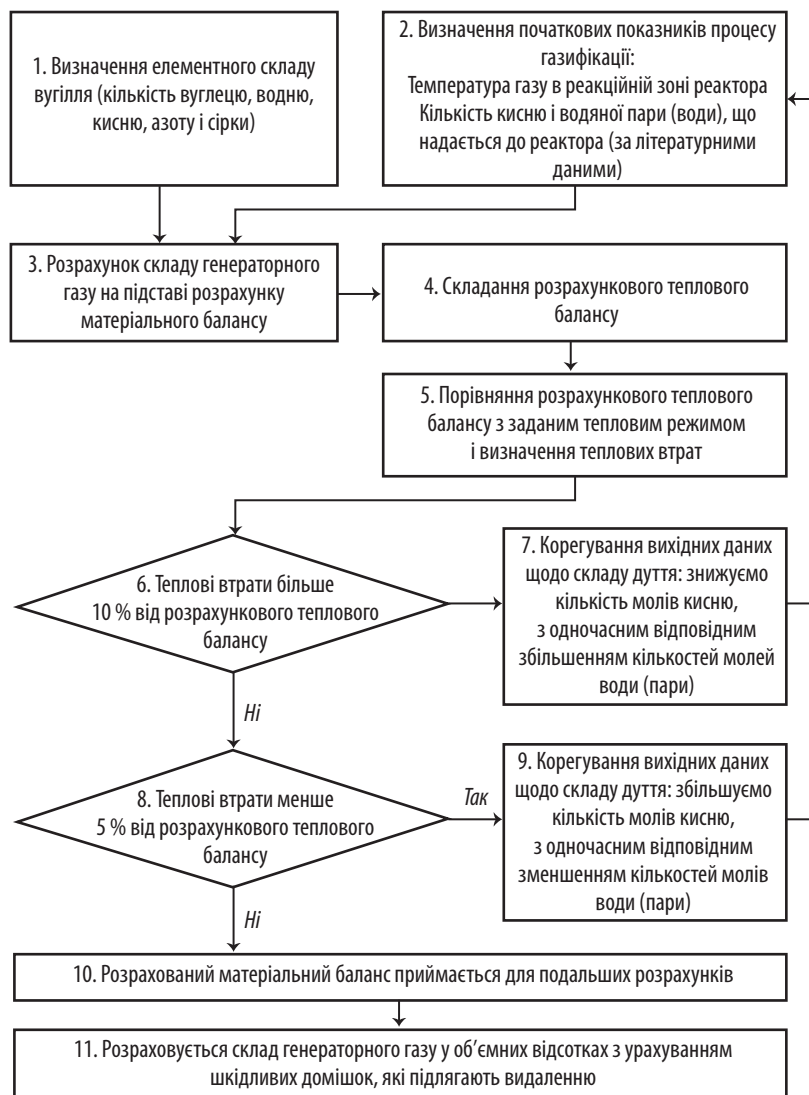


Рис. А.2. Схема прогнозування складу генераторного газу залежно від елементного складу вугілля і технічних параметрів дуття

Джерело: розроблено авторами

$H_{2\text{вих}}$ – кількість молів водню, що надходить з вихідним вугіллям;

$O_{2\text{вих}}$ – кількість молів кисню, що надходить з вихідним вугіллям;

$O_{2\Delta}$ – кількість молів кисню, що надходить з дуттям.

Перші три рівняння є рівняннями балансів відповідно вуглецю, водню і кисню.

Як четверте рівняння для технологій газифікації в потоці (газифікація водовугільної пульпи з додаванням кисню) використовується співвідношення концентрацій (кількості молів) різних речовин в отриманому газі за літературними даними (наприклад, [розд. 5: 32–34]).

Для більш повільного процесу газифікації в стаціонарному шарі (газифікація вугілля з парокисневим дуттям) для четвертого рівняння приймається вираз для константи рівноваги оборотної реакції конверсії оксидів вуглецю та водню ($\text{CO}_2 + \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$). З урахуванням цього четверте рівняння набуває вигляду:

$$K = \frac{K_{\text{CO}} \cdot K_{\text{H}_2\text{O}}}{K_{\text{CO}_2} \cdot K_{\text{H}_2}}. \quad (\text{A.4}')$$

Величина K_p визначається згідно із залежністю її логарифму від абсолютної температури (в К) в реакційній зоні T [розд. 5: 28]:

$$\lg K_p = 7,62 - 1,61 \lg T - \frac{2559}{T} - \frac{2161}{T^2}. \quad (\text{A.5})$$

2.5. Отримане рішення системи з чотирьох рівнянь перевіряється шляхом складання теплового балансу (за вищою межею) отримання генераторного газу розрахованого складу за умов раніше прийнятих температур газу в реакційній зоні та на виході з реактора. Припустима величина теплових втрат приймається на рівні 5–10 %. Така частка втрат свідчить про правильність прийнятих значень витрати пари (води) та кисню в складі дуття на газифікацію.

2.6. Тепловий баланс процесу газифікації розраховується виходячи з того, що тепло, виділене за спалювання частини вуглецю до CO_2 , витрачається на ендотермічні процеси взаємодії решти вуглецю з водяною парою з утворенням CO та H_2 .

У подальшому отримані дані про частки вуглецю, що окислюється до CO_2 та реагує з водяною парою, перевіряються за величиною теплових втрат, яка для забезпечення стійкого режиму роботи має знаходитись в межах 5–10 %.

У випадку, якщо величина теплових втрат виходить за межі 5–10 %, склад дуття (витрати пари (води) та кисню) коригується:

➤ якщо величина теплових втрат менша 5 %, то збільшується кількість молів кисню, який подається в складі дуття при відповідному зменшенні кількостей молів води (пари);

➤ якщо величина теплових втрат перевищує 10 %, то, навпаки, знижується кількість молів кисню, який подається в складі дуття при відповідному збільшенні кількостей молів води (пари);

2.7. Після забезпечення необхідної величини теплових втрат визначається склад генераторного газу та склад дуття, які приймаються для подальших розрахунків.

2.8. Послідовність розрахунків проміжних та підсумовуючих техніко-економічних показників наведено на *рис. А.3*.

Сутність окремих блоків описується в подальших розділах Методики.

3. Складання матеріальних балансів окремих стадій процесу

3.1. Початковим етапом розрахунків є складання матеріальних балансів за окремими стадіями виробництва, які дозволяють визначити потребу в сировині, основних матеріалах, а також обсяг готової (товарної) продукції.

Крім того, при складанні матеріальних балансів окремих стадій розраховується кількість відходів, що утворюються.

Усі матеріальні потоки (сировини, напівфабрикатів, готової продукції) наводяться в розрахунку на рік і на годину, а також в розрахунку на 1 т вугілля фактичної маси, що перероблюється.

3.2. Матеріальний баланс процесу газифікації має вигляд, наведений в *табл. А.2*.

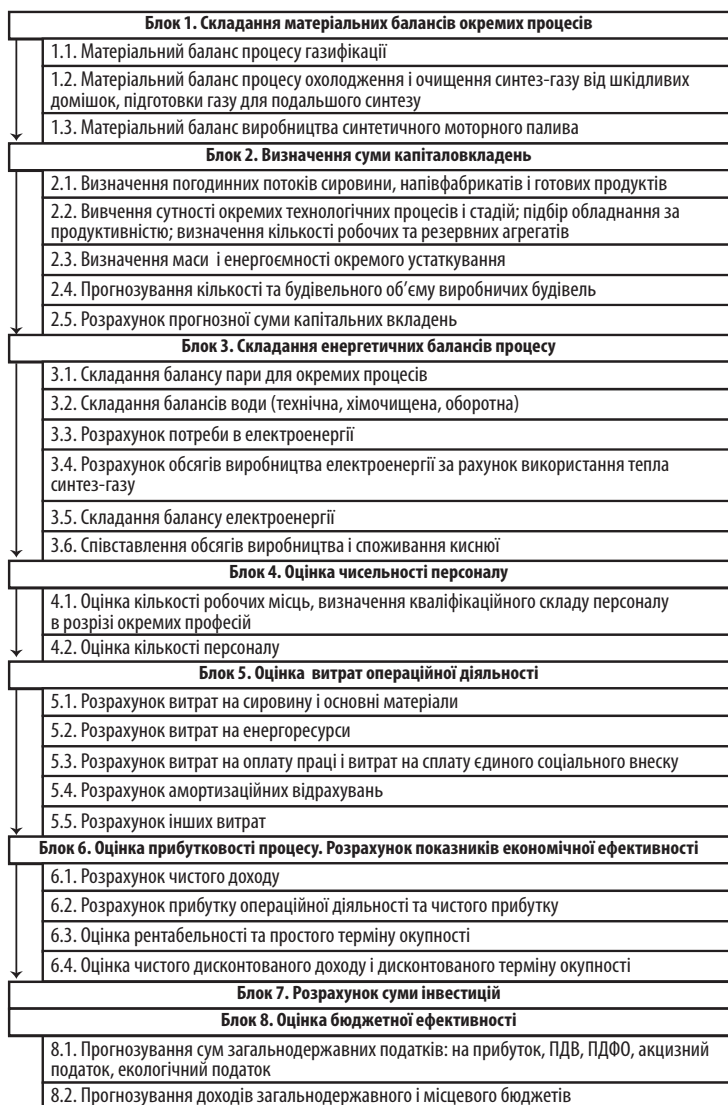


Рис. А.3. Послідовність розрахунків основних техніко-економічних показників

Джерело: розроблено авторами

Таблиця А.2

Матеріальний баланс стадії газифікації

Вхідні матеріальні потоки		Вихідні матеріальні потоки	
Матеріальний ресурс	Кількість	Матеріальний ресурс	Кількість
Вугілля, що спрямовується на газифікацію, тис. т		Генераторний газ, тис. т	
Пара (вода), що подається на газифікацію, тис. т		Аміак, тис. т	
Кисень, тис. т		Смола газифікації, тис. т	
		Сірководень, тис. т	
		Шлак, тис. т	
Усього		Усього	

Джерело: розроблено авторами

Вхідні матеріальні потоки, а також кількість генераторного газу приймаються згідно з вихідними даними, визначеними відповідно з розділом 2 цієї Методики.

3.3. При розрахунку кількості аміаку враховується, що в аміак переходить ≈ 25 % азоту вугілля. Формула розрахунку має вигляд:

$$M_{NH_3} = M_{\text{вуг}} \times (100 - W_t^r) \times N^d \times 10^{-4} \times 0,25 \times \frac{17}{14}, \quad (\text{А.6})$$

де W_t – робоча волога вугілля, %;

N^d – вміст азоту в сухій масі вугілля, %;

17 – молекулярна маса аміаку, г/моль;

14 – атомна маса азоту, г/моль атомів.

3.4. Кількість сірководню визначається виходячи з того, що в сірководень переходить ≈ 80 % сірки вугілля. Ця кількість розраховується за формулою:

$$M_{H_2S} = M_{\text{вуг}} \times (100 - W_t^r) \times S_t^d \times 10^{-4} \times 0,8 \times \frac{34}{32}, \quad (\text{А.7})$$

де S_t^d – загальна кількість сірки в сухій масі вугілля, %;

34 – молекулярна маса сірководню, г/моль;

32 – атомна маса сірки, г/моль атомів.

3.5. Кількість шлаку, що утворюється при газифікації, розраховується в такому порядку:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{вуг}} \times (100 - W_t^r) \times A^d \times 10^{-4} + M^{\text{daf}} \times C \times 0,05, \quad (\text{A.8})$$

де $M_{\text{вуг}}$ – маса вугілля, що спрямовується на газифікацію, т;

A^d – зольність вугілля, %;

C – кількість вуглецю в органічній масі вугілля, %;

M^{daf} – органічна маса вугілля;

0,05 – коефіцієнт, який враховує частку вуглецю, що переходить в шлак.

Органічна маса вугілля розраховується за формулою:

$$M^{\text{daf}} = M \times (100 - A^d) \times (100 - W_t^r) \times 10^{-4}; \quad (\text{A.9})$$

3.6. Матеріальний баланс процесу очищення і підготовки генераторного газу має такий вигляд – *табл. А.3.*

Таблиця А.3

Матеріальний баланс очищення і підготовки генераторного газу

Вхідні матеріальні потоки		Вихідні матеріальні потоки	
Матеріальний ресурс	Кількість	Матеріальний ресурс	Кількість
Генераторний газ, т		Очищений та підготовлений для подальшого використання синтез-газ, т	
Моноетаноламін для очищення газу від сірководню, т		Смола процесу газифікації, т	
Каустична сода, т		Сульфат амонію, т	
Водень для збагачення синтез-газу, т		Сірчана кислота товарна, т від процесу сіркоочищення	
Сірчана кислота на очищення від аміаку			
Усього			

Джерело: розроблено авторами

Окремо розраховується кількість ванадієвого каталізатора, необхідного для отримання сірчаної кислоти.

3.7. Кількість генераторного газу приймається за даними матеріального балансу газифікації.

3.8. Кількість смоли процесу газифікації розраховується тільки у випадку газифікації вугілля з парокисневим дуттям. Ця кількість приймається на рівні 10 % від летких речовин, що містяться у вихідному вугіллі, і розраховується за формулою:

$$M_{cm} = M^{daf} \times V^{daf} \times 10^{-3}, \quad (A.10)$$

де V^{daf} – вихід летких речовин з горючої маси, %.

3.8. Послідовність розрахунку виробництва окремих продуктів очищення газу від домішок, а також розрахунок потреби в необхідних матеріалах наведено на рис. А.4.

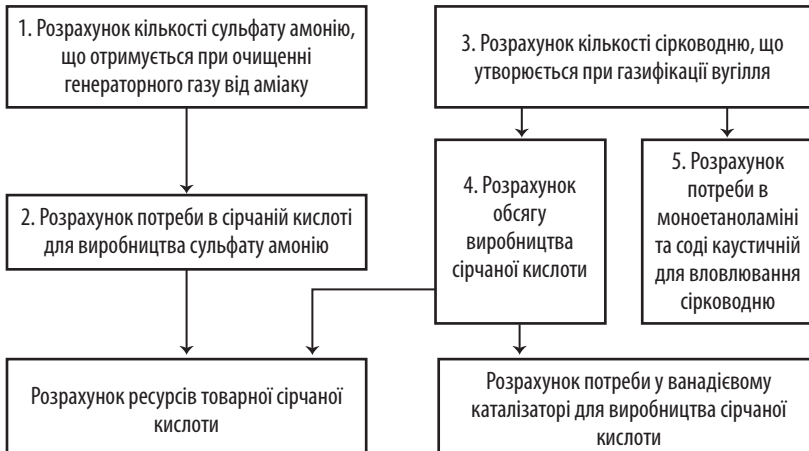


Рис. А.4. Порядок розрахунку потреби в основних матеріалах для очищення генераторного газу і обсягу виробництва попутної продукції, що отримується в процесі очищення

Джерело: розроблено авторами

3.9. Кількість сульфату амонію визначається виходячи з кількості аміаку, розрахованої за формулою (А.6) і з урахуванням того, що залишкова концентрація аміаку в газі після очищення складає $0,03 \text{ г/м}^3$ [розд. 5: 26]. Розрахунок кількості сульфату амонію здійснюється за формулою:

$$M_{(NH_3)SO_4} = (M_{NH_3} - V_{газ} \times 3 \times 10^{-8}) \times \frac{132}{34}, \quad (A.11)$$

де $V_{газ}$ – кількість генераторного газу, тис. м^3 ;

132 – молекулярна маса сульфату амонію, г/моль;

34 – маса аміаку (2 моля), потрібна для отримання 1 моля сульфату амонію, г/моль сульфату амонію.

3.10. Кількість сірководню, що спрямовується на виробництво сірчаної кислоти, визначається з урахуванням її ресурсів, розрахованих за формулою (А.7) з урахуванням того, що залишкова концентрація сірководню після очищення складає $0,2 \text{ г/м}^3$. Розрахунок здійснюється за формулою:

$$M_{викH_2S} = M_{H_2S} - V_{газ} \times 2 \times 10^{-7}. \quad (A.12)$$

Кількість сірчаної кислоти, що утворюється, розраховується за формулою:

$$M_{H_2SO_4} = M_{викH_2S} \times \frac{98}{34} \times K_8, \quad (A.13)$$

де K_8 – коефіцієнт, що враховує втрати сірки з відпрацьованим розчином; приймається за виробничим досвідом на рівні 0,8.

3.11. Кількість сірчаної кислоти, що витрачається на виробництво сульфату амонію, визначається виходячи з її питомої норми витрат – 0,8 т сірчаної кислоти на 1 т сульфату амонію:

$$M_{викH_2SO_4} = M_{(NH_4)_2SO_4} \times 0,8. \quad (A.14)$$

3.12. Відповідно, товарні ресурси сірчаної кислоти визначаються за формулою:

$$M_{товH_2SO_4} = M_{H_2SO_4} - M_{викH_2SO_4}. \quad (A.15)$$

3.13. Кількість основних матеріалів для очищення генераторного газу від сірководню приймається за практичними даними коксохімічних підприємств щодо питомих норм їх витрат:

Моноетаноламін – 0,085 т/т сірчаної кислоти;

Каустична сода – 1,295 кг/тис. м³ генераторного газу;

Ванадієвий каталізатор – 0,044 т/т сірчаної кислоти.

3.14. Кількість водню, що спрямовується на збагачення генераторного газу, визначається виходячи зі складу генераторного газу в такій послідовності:

1. Виходячи зі складу генераторного газу (в об'ємних відсотках) і кількості генераторного газу визначається обсяг монооксиду вуглецю (V_{CO}) і обсяг водню (V_{H_2}), тис. м³;

2. Обсяг водню, який необхідно додати до генераторного газу (V_{AOAH_2}), тис. м³, визначається за формулою:

$$V_{AOAH_2} = 2V_{CO} - V_{H_2}. \quad (A.16)$$

Кількість синтез-газу, що спрямовується на подальший синтез, приймається рівною кількості генераторного газу і кількості водню, що до нього додається.

3.15. Матеріальний баланс виробництва водню має такий вигляд – табл. А.4.

Таблиця А.4

Матеріальний баланс виробництва водню

Вхідні матеріальні потоки		Вихідні матеріальні потоки	
Матеріальний ресурс	Кількість	Матеріальний ресурс	Кількість
Вода технічна		Водень	
Хлорид натрію		Кисень	
		Розсіл	
Усього			

Джерело: розроблено авторами

3.16. Кількість води (м³), необхідної для електролізу, розраховується виходячи з потреби у водні (формула (А.16)) за формулою:

$$V_{H_2O} = V_{AOAH_2} : 22,4 \times 9 \times 1,1, \quad (A.17)$$

де 9 – відношення мас води та водню, що в ній міститься (H₂O).

Кількість хлориду натрію, що міститься в розсолі, який подається на електроліз, приймається на рівні 0,5 % від кількості води, що спрямовується на електроліз.

3.17. Обсяг отриманого водню приймається за даними матеріального балансу очищення і підготовки газу. Обсяг отриманого кисню – приймається на рівні в два рази менше, ніж обсяг водню.

3.18. Кількість розсолу приймається на рівні 10 % від використаної води.

3.19. Кількість електроенергії, необхідної для електролізу, розраховується у складі відповідного енергетичного балансу (розділ 5 цієї Методики).

3.20. Матеріальний баланс виробництва синтетичних моторних палив має вигляд, наведений в *табл. А.5*.

Таблиця А.5

Матеріальний баланс виробництва синтетичних моторних палив

Вхідні матеріальні потоки		Вихідні матеріальні потоки	
Матеріальний ресурс	Кількість	Матеріальний ресурс	Кількість
Синтез-газ, тис. т		Бензин, тис. т	
Присадка МТБЕ, тис. т		Дизельне пальне, тис. т	
		Реактивне паливо, тис. т	
		Метан-етанова фракція, тис. т	
		Пропан-бутанова фракція, тис. т	
		Парафіни, тис. т	
Усього			

Джерело: розроблено авторами

3.21. Кількість синтез-газу приймається на рівні, що був визначений на попередній стадії.

Кількість залізного каталізатора приймається на рівні літературних даних – 0,2 кг/тис. м³ синтез-газу.

Кількість присадки МТБЕ приймається на рівні 0,05 т/т бензину.

3.22. Вихід окремих продуктів, що утворюються при синтезі за процесом Фішера-Тропша із синтез-газу, збагаченого воднем, приймається (залежно від способу газифікації) на наступному рівні, наведеному в табл. А.6.

Таблиця А.6

Вихід окремих продуктів синтезу Фішера-Тропша при різних способах газифікації вугілля, кг/тис. м³ синтез-газу

Показник	Газифікація вугілля з парокисневим дуттям	Газифікація водовугільної пульпи з додаванням кисню
Метан-етанова фракція, м ³ /тис. м ³ синтез-газу	13,0	14,8
Пропан-бутанова фракція, кг/тис. м ³ синтез-газу	7,1	8,1
Бензин, кг/тис. м ³ синтез-газу	10,03	11,57
Дизельне пальне, кг/тис. м ³ синтез-газу	63,17	71,20
Гас, кг/тис. м ³ синтез-газу	39,10	44,06
Парафіни, кг/тис. м ³ синтез-газу	10,03	11,57

Джерело: розроблено авторами

3.23. Для подальших розрахунків суми екологічного податку визначаються викиди шкідливих речовин в атмосферу і водні об'єкти (останні – тільки при газифікації вугілля з парокисневим дуттям).

До викидів шкідливих речовин в атмосферу належать:

- викиди вугільного пилу на стадії розвантаження і підготовки вугілля;
- викиди діоксиду вуглецю, що утворюється при газифікації вугілля;

3.23. Для подальших розрахунків суми екологічного податку визначаються викиди шкідливих речовин в атмосферу і водні об'єкти.

До викидів шкідливих речовин в атмосферу належать:

- викиди вугільного пилу на стадії розвантаження і підготовки вугілля;

- викиди діоксиду вуглецю, що утворюється при газифікації вугілля;
- викиди діоксиду вуглецю, що утворюється при спалюванні частини вугілля в котельні для отримання необхідної пари;
- викиди оксидів азоту, що утворюються при спалюванні вугілля в котельні.

До скидів шкідливих речовин у водні об'єкти належать скиди (після біохімічної очистки стічних вод) аміаку та фенолів.

3.24. Кількість викидів шкідливих речовин в атмосферу розраховується таким чином:

3.24.1. Вугільний пил – приймається на рівні 0,01 % від кількості вугілля, що перероблюється;

3.24.2. Кількість діоксиду вуглецю, що утворюється при газифікації вугілля, розраховується за формулою:

$$M_{CO_2}^1 = \frac{1,964 \times V_r \times CO_2^r}{100}, \quad (A.18)$$

де 1,964 – густина вуглекислого газу за 0 °С та 101,3 кПа, кг/м³ (т/тис. м³);

V_r – кількість отриманого газу, тис. м³;

CO_2^r – об'ємний вміст CO_2 в отриманому газі, % (визначається при виконанні розрахунків за розділом 2 цієї Методики).

3.24.3. Кількість діоксиду вуглецю, утвореного за спалювання частини вугілля в котельні, розраховується за формулою:

$$M_{CO_2}^2 = G_v V_{nc} \frac{CO_2^{nc}}{100} \cdot 1,964, \quad (A.19)$$

де G_v – робоча маса вугілля, що використовується в котельні, тис. т;

V_{nc} – об'єм продуктів спалювання, утворюваних за згоряння 1 т робочої маси вугілля, м³/т, визначається розрахунком кількості продуктів спалювання на підставі даних про речовинний склад вугілля та практичний коефіцієнт надлишку повітря, для орієнтовних розрахунків щодо бурого вугілля приймається на рівні 11,0–11,5 тис. м³/т;

CO_2^{nc} – об'ємна концентрація CO_2 в продуктах спалювання, визначається розрахунком кількості та складу продуктів спалювання на підставі даних про речовинний склад вугілля та практичний коефіцієнт надлишку

повітря, для орієнтовних розрахунків щодо бурого вугілля приймається на рівні 6,0–6,5 %;

100 – коефіцієнт перерахунку об'ємних відсотків на мольні частки;

1,964 кг/м³ (т/тис м³) – густина вуглекислого газу за 0 °С та 101,3 кПа.

3.24.5. Кількість монооксиду вуглецю, що утворюється при спалюванні вугілля, розраховується за формулою:

M_2 – викиди СО від котельної установки для отримання парокисневого дуття для газифікації, т:

$$M_2 = \frac{G_b V_{nc} [c_{CO}]}{10^9}, \quad (A.20)$$

де M_2 – валова кількість викидів монооксиду вуглецю від котельні, т;

G_b – робоча маса вугілля, що використовується в котельні, т;

V_{nc} – об'єм продуктів спалювання, утворюваних за згорання 1 т робочої маси вугілля, м³/т, визначається розрахунком кількості продуктів спалювання на підставі даних про речовинний склад вугілля та практичний коефіцієнт надлишку повітря, для орієнтовних розрахунків щодо бурого вугілля приймається на рівні 11,0–11,5 тис. м³/т;

$[c_{CO}] = 250$ мг/м³ – припустима перспективна концентрація оксидів азоту в продуктах спалювання в мг/м³ згідно із прийнятим як аналог Наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України № 507 від 29.09.2009 «Про затвердження Технологічних нормативів викидів від коксових печей» в редакції Наказу Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України № 174 від 27.02.2023;

10^9 – кількість міліграмів у тонні.

3.24.6. Кількість оксидів азоту, що утворюються при спалюванні вугілля в котельні, розраховується за формулою:

$$M_{NO_x} = \frac{G_b V_{nc} [c_{NO_x}]}{10^9}, \quad (A.21)$$

де M_{NO_x} – валова кількість викидів оксидів азоту, т;

G_b – робоча маса вугілля, що використовується в котельні, т;

V_{nc} – об'єм продуктів спалювання, утворюваних за згорання 1 т робочої маси вугілля, м³/т, визначається розрахунком кількості продуктів спа-

лювання на підставі даних про речовинний склад вугілля та практичний коефіцієнт надлишку повітря, для орієнтовних розрахунків щодо бурого вугілля приймається на рівні 11,0-11,5 тис. м³/т;

$[c_{NO_x}] = 300 \text{ мг/м}^3$ – припустима перспективна концентрація оксидів азоту в продуктах спалювання в мг/м³ згідно із прийнятим як аналог Наказом Міністерства охорони навколишнього природного середовища України № 507 від 29.09.2009 «Про затвердження Технологічних нормативів викидів від коксових печей» в редакції Наказу Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України № 174 від 27.02.2023;

10⁹ – кількість міліграмів в тонні.

3.24.7. Кількість діоксиду сірки, що утворюється при спалюванні вугілля в котельні, розраховується за формулою:

$$M_{SO_{2x}} = \frac{G_B \times (100 - W_t^r) \times (100 - A^d) \times S^{daf} \times 2 \times 0,8}{10^6}, \quad (\text{A.22})$$

де M_{SO_2} – валова кількість викидів діоксиду сірки, т;

G_B – робоча маса вугілля, що використовується в котельні, т;

W_t^r – вологість робочої маси, % (для подальших розрахунків приймається на рівні 52,5 %);

A^d – зольність сухої маси, %;

S^{daf} – вміст загальної сірки, %;

2 – кількість діоксиду сірки, що утворюється з 1 т сірки;

0,8 – коефіцієнт, що враховує перехід частини загальної сірки до шлаку після спалювання вугілля.

3.25. Скиди шкідливих речовин у водні об'єкти розраховуються за формулою (A.22) відповідно до вимог Правил технічної експлуатації коксохімічних підприємств [розд. 5: 26] щодо концентрації шкідливих речовин в стічних водах після біохімічного очищення: аміаку – не більше 2 г/дм³, органічних речовин – не більше 0,001 г/дм³.

$$G_3 = \frac{V_{CB} c_3}{10^2}, \quad (\text{A.23})$$

де G_3 – маса скиду для відповідного забрудника, т;

$V_{\text{св}}$ – загальний об’єм утворюваних стічних вод, м³;

c_3 – концентрація забрудника, г/дм³ (кг/м³);

10³ – кількість кілограмів у тонні.

4. Розрахунок суми інвестицій на реалізацію проекту

4.1. Для цілей цієї методики під сумою інвестицій розуміється сума капіталовкладень, сума пускових витрат і сума обігових коштів.

4.2. Кількість і продуктивність окремих агрегатів визначається з урахуванням специфічних особливостей виробничих процесів газифікації вугілля, очищення синтез-газу і виробництва СМП, наведених в табл. А.7.

Таблиця А.7

Специфічні особливості процесів виробництва СМП,
які впливають на визначення суми капітальних вкладень

Ознака процесу	Опис
Послідовність і багатостадійність процесу	Окремі стадії процесу здійснюються у суворо заданій послідовності, причому вихід однієї стадії є входом наступної: вуглепідготовка → газифікація → очищення і підготовка генераторного газу до синтезу → отримання синтетичної нафти → виробництво окремих видів палива
Безперервність процесів	Крім приймання вугілля і відвантаження готової продукції, усі основні стадії є безперервними, тобто неможливо розділити в часі виробництво окремих одиниць продукції. Безперервність процесу передбачає безперервність роботи основного обладнання, що ускладнює його технічне обслуговування і ремонт
Небезпечні технологічні параметри (тиск – до 40 МПа, температура – до 1600 °С)	Такі технологічні параметри висувають підвищені вимоги до надійності і безпечності обладнання. Крім того, як пуск, так і зупинка обладнання, що працює під високим тиском і температурою, є тривалим процесом

Джерело: розроблено авторами

4.3. Наведені в табл. А.7 специфічні особливості виробництва СМП обумовлюють такі особливості вибору обладнання:

по-перше, все обладнання має бути збалансованим за потужністю і продуктивністю;

по-друге, для забезпечення тривалої працездатності обладнання необхідно передбачати апаратурну схему з резервними одиницями обладнання. За такою схемою при виводі з експлуатації одного з агрегатів (на технічне обслуговування чи ремонт) у виробничий процес вмикається резервний.

Такий підхід забезпечує безперервність виробничого процесу і тривалу безвідмовну експлуатацію агрегатів.

4.4. Для підбору необхідного устаткування використовуються дані про годинні матеріальні потоки, які отримані в межах попереднього блоку розрахунків.

На підставі зіставлення годинної продуктивності устаткування і годинних матеріальних потоків визначається кількість робочих і резервних одиниць обладнання.

4.5. За даними виробників, на підставі спеціальних розрахунків або експертним шляхом, визначається електрична потужність окремих одиниць обладнання, які знаходяться в роботі (без урахування тих, що в резерві).

Спеціальні розрахунки визначають ту роботу, яка виконується внаслідок перетворення електроенергії на механічну:

$$P = \frac{A}{\eta}, \quad (\text{A.24})$$

де P – необхідна потужність електричної установки, кВт;

A – корисна робота, виконувана відповідною установкою;

η – загальний ККД установки, враховуючи втрати в електричній та механічній частинах, а також в об'єкті виконання роботи, в частках від одиниці.

4.6. Маса окремих одиниць обладнання визначається за даними виробників або експертним шляхом.

4.7. Перелік та будівельний об'єм виробничих будівель приймаються за аналогією з коксохімічними підприємствами.

Будівельний об'єм окремих виробничих будівель приймається за аналогією з коксохімічними підприємствами, а вартість будівництва 1 м^3 будівельного об'єму станом на січень 2022 р. прийнята на рівні 2313 грн/ м^3 . Цей норматив обґрунтовано виходячи з архівних даних ДП ГИПРОКОКС про укрупнені показники кошторисної вартості будівництва об'єктів коксохімічного виробництва [розд. 5: 27] та індексу цін на будівельні роботи [розд. 5: 33].

При виконанні розрахунків в наступні роки цей норматив має коригуватися на індекс цін на будівельні роботи.

4.8. Вартість обладнання приймається за даними його виробників, а за їх відсутності – на підставі експертних оцінок ДП ГИПРОКОКС щодо вартості 1 кг обладнання (10 доларів США).

При імпорті обладнання у складі вартості мито не враховується.

Для визначення первісної вартості окремих одиниць обладнання прийнято, що вартість монтажних робіт складає 7 % від вартості обладнання. Для окремих видів обладнання до складу первісної вартості включалися будівельні роботи (облаштування фундаменту тощо), які приймалися на рівні 5 % від вартості обладнання.

4.9. Розрахунок загальної суми капіталовкладень виконується за групами основних засобів «Будинки та споруди» і «Машини та обладнання». Вартість інших об'єктів основних засобів приймається на рівні 20 % від вартості включених до розрахунку об'єктів основних засобів.

4.10. Сума пускових витрат складається з витрат на придбання основних матеріалів, технічної води і заповнення ними відповідної апаратури; орієнтовні значення складають:

- технічна вода – $0,108 \text{ м}^3/\text{т}$ бурого вугілля, або $0,128 \text{ м}^3/\text{т}$ кам'яногого вугілля;
- моноетаноламін – 200 т (при будівництві підприємства з однією чергою очищення газу від сірководню);
- ванадієвий каталізатор – 10 т (при будівництві підприємства з однією чергою очищення газу від сірководню);
- залізний каталізатор – $0,57 \text{ т/млн. м}^3$ синтез-газу.

4.11. Сума обігових коштів розраховується як сума страхового запасу сировини і основних матеріалів, а також вартості запасів готової продукції.

4.12. Страховий запас сировини і основних матеріалів приймається на рівні п'ятиденної потреби в них. Розрахунок виконується за формою, наведеною в *табл. А.8*.

Таблиця А.8

Розрахунок страхового запасу сировини і основних матеріалів

Найменування, одиниця виміру	Порядок розрахунку кількості сировини (основного матеріалу)	Потреба		Ціна за одиницю, грн	Вартість запасу, тис. грн
		Добова	П'ятиденна		
Вугілля, т	Приймається за ви- хідними даними				
Вода технічна	Приймається за ре- зультатами розрахунку матеріального балансу технічної води (п. 5.4 цієї Методики)				
Моноетаноламін	Розраховується від- повідно до п. 3.13 цієї Методики				
Каустична сода					
Ванадієвий каталі- затор					
Хлорид натрію	Розраховується відповідно до п. 3.16 цієї Методики				
Залізний каталі- затор	Розраховується у відпо- відності до п. 3.21 цієї Методики				
Присадка МТБЕ					
Електроенергія, МВт×год	Приймається відпо- відно до п. 5.9 цієї Методики				
Усього					

Джерело: розроблено авторами

ДОДАТКИ

Вартість сировини і окремих видів основних матеріалів приймається за даними виробників

4.13. Страховий запас готової продукції розраховується на рівні п'ятиденного виробництва окремих видів продукції. Розрахунок виконується за формою, наведеною в *табл. А.9*.

Таблиця А.9

Розрахунок страхового запасу готової продукції

Найменування, одиниця виміру	Порядок розрахунку кількості продукту	Потреба		Ціна за одиницю, грн	Вартість запасу, тис. грн
		Добова	П'ятиденна		
Смола газифікації, т	Розраховується відповідно до п. 3.8 цієї Методики				
Сульфат амонію, т	Розраховується відповідно до п. 3.9 цієї Методики				
Сірчана кислота товарна, т	Розраховується відповідно до п. 3.12 цієї Методики				
Кисень товарний, т	Розраховується відповідно до п. 5.10 цієї Методики				
Метан-етанова фракція, т	Розраховується відповідно до п. 3.20 цієї Методики				
Пропан-бутанова фракція, т					
Бензин, т					
Дизельне пальне, т					
Газ, т					
Парафіни, т					
Усього					

Джерело: розроблено авторами

Вартість окремих супутніх продуктів (сульфат амонію, сірчана кислота) приймається за даними коксохімічних підприємств.

Ціна на смолу газифікації приймається на рівні 20 % від смоли кам'яновугільної, що склалася на коксохімічних підприємствах.

Ціна окремих продуктів синтезу Фішера-Тропша приймається відповідно до п. 8.5 цієї Методики.

5. Визначення потреби в енергоресурсах і розрахунок енергетичних балансів окремих процесів

5.1. Розрахунок енергетичних балансів передбачає складання таких балансів (у розрахунку на рік, на годину і на 1 т вугілля, що переробляється):

- визначення потреби в парі (при використанні парокисневої газифікації);
- баланс води, в межах якого розраховується потреба в свіжій технічній воді та утворення стічних вод.
- баланс виробництва і споживання електроенергії.

Крім того, виконується зіставлення обсягу виробництва і споживання кисню.

5.2. При визначенні потреби в парі для процесу газифікації з парокисневим дуттям обсяг споживання визначається в тоннах пари за такими складовими:

- кількість пари для парокисневого дуття при газифікації – приймається відповідно до розрахунків, що були виконані при підготовці вихідних даних (розділ 2 цієї Методики);
- кількість пари для очищення генераторного газу – розраховується виходячи з питомих витрат пари на очищення 1 тис. м³ генераторного газу та його об'єму. Питома витрата пари на отримання смоли і очищення генераторного газу приймається на рівні, що склався на коксохімічних підприємствах при очищенні коксового газу – 0,7 т/тис. м³.

Для укрупнених розрахунків кількість пари для опалення приміщень не враховується; необхідна теплоенергія може бути отримана за рахунок

ДОДАТКИ

утилізації тепла енергоустановки, що розташована після установки отримання синтетичної нафти.

5.3. При газифікації водовугільної пульпи баланс пари не складається; необхідна кількість теплоенергії отримується на енергоустановках.

5.4. При визначенні потреб в технічній воді враховуються такі напрями її використання (табл. А.10).

Таблиця А.10

Складові загального споживання технічної води, тис. м³

Напрямок споживання	Порядок розрахунку
1	2
<i>При використанні технології парокисневого дуття</i>	
Витрати води на приготування пари для дуття газифікації	Приймається на рівні витрат пари для газифікації, розрахованих відповідно до розділу 2 цієї Методики; приймається, що 1 т пари дорівнює 1,1 м ³ технічної води
Витрати води на охолодження і очищення генераторного газу	Приймається на рівні практичних даних коксохімічних підприємств – 0,8 м ³ /тис. м ³ газу на підживлення циклу циркулюючої технічної води
Витрати води для потреб електролізу	Визначається за формулою (А.17)
Витрати води для підживлення енергоустановки, що використовує тепло установки отримання синтетичної нафти	0,2 м ³ /1000 м ³ газу
<i>При використанні технології газифікації водовугільної пульпи</i>	
Витрати води на приготування пульпи	Виходячи зі складу пульпи за мінусом стічних вод процесу Фішера-Тропша, об'єм яких визначається за окремим розрахунком, наведеним нижче
Витрати води на очищення генераторного газу	Приймається на рівні практичних даних коксохімічних підприємств – 0,2 м ³ /тис. м ³ газу на підживлення циклу циркулюючої технічної води
Витрати води для підживлення енергоустановки, що використовує тепло газифікації	0,4 м ³ /1000 м ³ газу

Закінчення табл. А.10

1	2
Витрати води для підживлення енергоустановки, що використовує тепло установки отримання синтетичної нафти	0,2 м³/1000 м³ газу

Джерело: розроблено авторами

5.5. Кількість стічних вод, що утворюється в процесі виробництва СМП, приймається на рівні:

- при технології газифікації вугілля з парокисневим дуттям – 0,45 м³/тис. м³ синтез-газу;
- при технології газифікації водовугільної пульпи з додаванням кисню – 0,21 м³/тис. м³ синтез-газу.

5.6. Складання балансу електроенергії здійснюється за такою схемою (рис. А.5).

5.7. Прогнозування обсягу виробництва електроенергії здійснюється в такій послідовності.

5.7.1. Обсяг виробництва електроенергії (в розрахунку на рік) визначається виходячи з потужності електрогенеруючого обладнання і фонду робочого часу за рік (приймається безперервна робота протягом року).

За окремими електрогенеруючими установками обсяг виробництва електроенергії розраховується таким чином.

5.7.2. Потужність електрогенеруючого обладнання, яке встановлюється після реакторів газифікації водовугільної пульпи, розраховується за формулою:

$$N = \frac{V_r \times c_r \times (t_n - t_k) \times \eta}{3,6 \times 10^3}, \quad (\text{А.25})$$

де V_r – об'єм газу (за 0 °С та 101,3 кПа), тис. м³/годину;

c_r – об'ємна питома теплоємність вологого газу за сталого тиску, розрахована за його компонентним складом або прийнята на рівні

2,35-2,45 МДж/(тис м³ сухого газу·К) (волога в газі за розрахунку теплоємності береться зверху 100 %);

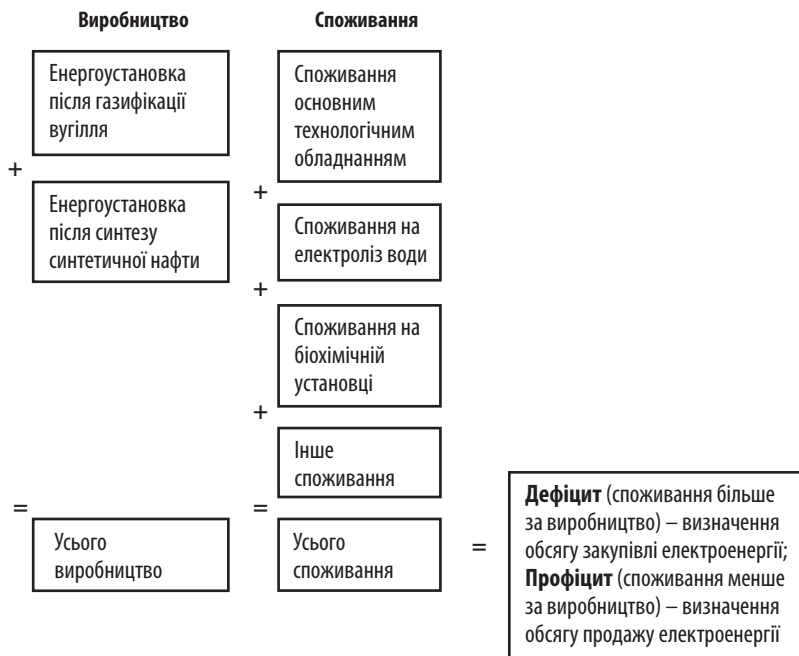


Рис. А.5. Схема розрахунку виробництва і споживання електроенергії

Джерело: розроблено авторами

t_n – початкова температура газу після реактора перед котлом-утилізатором першого ступеня, ≈ 1550 °С;

t_k – кінцева температура газу після котла-утилізатора другого ступеня, ≈ 300 °С;

$\eta \approx 0,9$ – ККД енергетичної установки з урахуванням втрат в механічній та електричній частинах;

$3,6 \cdot 10^3$ – кількість секунд у годині.

Цей розрахунок не виконується при застосуванні технології газифікації вугілля з парокисневим дуттям.

5.7.3. Потужність електрогенеруючого обладнання, яке встановлюється після установки виробництва синтетичної нафти, розраховується за формулою:

$$N = \frac{n \times G_n \times q_n \times \eta}{3600^3}, \quad (\text{A.26})$$

де n – кількість одночасно паралельно працюючих реакторів, приймається згідно із продуктивністю установки та розрахунками матеріального балансу;

G_n – кількість пари, що утворюється в одному реакторі, приймається за даними теплового балансу реактора, ≈ 15000 кг/годину;

q_n – питома робота, виконувана 1 кг пари в енергетичній установці за скиду тиску, охолодження пари, конденсації та охолодження конденсату, МДж/кг:

$$q_n = r + \frac{1}{\rho} \Delta p + c_n \times (t_n - t_k) + c_B \times (t_k - t_B), \quad (\text{A.27})$$

де r – питома теплота конденсації пари, 2,26 МДж/кг;

ρ – густина насиченої пари (величина, зворотна питомому об'єму), 6,61 кг/м³;

Δp – надлишковий тиск пари перед конденсацією, 1,2 МПа;

c_n – питома теплоємність пари за сталого тиску, 0,00288 МДж/(кг·К);

t_n – початкова температура насиченої пари перед конденсацією, 191 °С за 1,3 МПа;

t_k – температура конденсації, ≈ 100 °С;

c_B – питома теплоємність води, 0,00419 МДж/(кг·К);

t_B – кінцева температура конденсату на виході з енергетичної установки, для запобігання кавітації за наступного перекачування конденсату приймаємо 80 °С.

5.8. Розрахунок обсягу споживання електроенергії.

5.8.1. Обсяг споживання електроенергії окремими технологічними агрегатами розраховується відповідно до Методики нормування елек-

троенергії [розд. 5: 28], яка використовується на коксохімічних підприємствах. Для виконання розрахунку здійснюються такі кроки:

1. Згідно з даними, підготовленими при розрахунку суми капітальних вкладень (розділ 4 цієї Методики), формується перелік обладнання, яке є споживачем електроенергії;
2. По кожному виду обладнання визначається перелік і кількість одиниць обладнання, які знаходяться під навантаженням, та потужність електродвигунів, встановлених на кожному виробничому агрегаті;
3. Визначається річний фонд робочого часу кожного працюючого агрегату (без врахування тих, що знаходяться в резерві);
4. Згідно з Методикою нормування електроенергії [розд. 5: 28] для кожного працюючого агрегату визначається коефіцієнт використання потужності.

5.8.2. Розрахунок споживання електроенергії основним технологічним обладнанням здійснюється в табличній формі (табл. А.11).

Таблиця А.11

Розрахунок кількості електроенергії для технологічних потреб

Найменування обладнання	Кількість працюючих, шт.	Потужність, кВт	Фонд робочого часу, год	Коефіцієнт використання потужності	Кількість електроенергії, МВт×год
Усього					...

Джерело: розроблено авторами

5.8.3. Споживання електроенергії на електроліз води визначається виходячи з кількості водню, необхідного для збагачення синтез-газу: (розраховується за формулою (А.16)) і кількості електроенергії для розкладання води і отримання водню і кисню за формулою:

$$\frac{V_{\text{АОДН}_2}}{11,2 \times 0,95} \times 1000 \times 26,8 \times 0,25, \quad (\text{А.28})$$

де $V_{\text{доДН}_2}$ – об'єм водню, необхідний для збагачення синтез-гау, розраховується за формулою (А.16);

1000 дм^3 – кількість кубічних дециметрів (літрів) в кубічному метрі;

$26,8 \text{ А} \times \text{годин}$ – число Фарадея, тобто кількість електрики, потрібна згідно із другим законом Фарадея для отримання шляхом електролізу 1 еквівалента речовини;

$0,25$ – перенапруга на електродах, потрібна для забезпечення рушійної сили електролізу, В. За отримання водню, електрохімічний потенціал якого дорівнює нулю, ця величина дорівнює різниці потенціалів (напруги) між електродами;

$11,2 \text{ дм}^3$ – об'єм 1 еквівалента водню (1 г);

$0,95$ – вихід за струмом (практична частка виходу цільового продукту від теоретичного).

5.8.4. Споживання електроенергії на біохімічній установці при очищенні стічних вод розраховується згідно з практичними даними про роботу таких установок на коксохімічних підприємствах. Для подальших розрахунків приймається, що при очищенні стічних вод витрачається $12 \text{ кВт} \times \text{год}$ електроенергії на 1 м^3 стічних вод. Об'єм стічних вод приймається за результатами розрахунку балансу води (п. 5.5 цієї Методики).

5.8.5. Інше споживання електроенергії приймається на рівні експертної оцінки – 20% від кількості, що використовується на технологічні потреби.

5.9. За результатами розрахунків, виконаних відповідно до пп. 5.7, 5.8, складається баланс електроенергії за формою, наведеною в табл. А.12.

5.10. На останній стадії розрахунків енергетичних балансів здійснюється зіставлення кількості кисню, що отримується при електролізі води (розраховується згідно з п. 3.17 цієї Методики) з потребою в ньому для дуття газифікації (розрахованого відповідно до пп. 2.2–2.7 цієї Методики).

У випадку, якщо потреба в кисні для газифікації перевищує його виробництво при електролізі – перелік необхідного обладнання і сума капітальних вкладень (розділ 4 цієї Методики) коригуються шляхом додавання повітророзподільної станції необхідної потужності.

Таблиця А.12

Баланс виробництва і споживання електроенергії

Виробництво		Споживання	
Найменування джерела електрогенерації	Кількість електроенергії, що виробляється, МВт×год/рік	Група електроспоживачів	Кількість електроенергії, що споживається, МВт×год/рік
Електрогенеруюче обладнання, яке встановлюється після реакторів газифікації водовугільної пульпи		Основне технологічне обладнання	
Електрогенеруюче обладнання, яке встановлюється після установки виробництва синтетичної нафти		Установка електролізу води	
		Біохімічна установка очищення стічних вод	
Усього виробництво		Усього споживання	
Дефіцит (профіцит) виробництва електроенергії			

Джерело: розроблено авторами

У випадку, якщо потреба в кисні для газифікації нижча, ніж його виробництво при електролізі, надлишок вважається товарною продукцією.

6. Оцінка чисельності персоналу

6.1. Перелік структурних підрозділів підприємства застосовується за аналогією з коксохімічними підприємствами (табл. А.13).

6.2. Планування чисельності персоналу основних цехів здійснюється виходячи з наявності у складі цеху таких категорій працівників:

- керівники, професіонали, фахівці і технічні службовці;
- експлуатаційний персонал;
- ремонтний персонал.

Таблиця А.13

Перелік структурних підрозділів підприємства

Основні виробничі підрозділи	Допоміжні і обслуговуючі підрозділи
Вуглепідготовчий цех	Дільниця біохімічного очищення стічних вод
Цех газифікації	Ремонтно-механічний цех
Цех очищення і підготовки генераторного газу	Цех з ремонту енергетичного обладнання
Цех виробництва синтетичних моторних палив	Дільниця КВПіА
Електролізний цех	Цех водопостачання
Цех отримання кисню	Цех залізничного транспорту
	Заводська лабораторія
	Відділ технічного контролю
	Газорятівна станція
	Санітарно-побутова дільниця

Джерело: розроблено авторами на підставі аналізу організаційної структури коксохімічних підприємств

6.3. До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються: начальник цеху, начальники відділень, механік цеху, електрик цеху, майстер з ремонту механічного обладнання, майстер з ремонту енергетичного і електротехнічного обладнання, майстри-начальники змін, економіст, комірник.

6.4. До складу ремонтного персоналу основних цехів включається бригада з ремонту механічного обладнання і бригада з ремонту електротехнічного обладнання. Чисельність ремонтних бригад планується, виходячи з обсягу переробки вугілля: 10 робочих в розрахунку на 1 млн. т вугілля.

6.5. До складу експлуатаційного персоналу відноситься персонал змінних виробничих бригад (включаючи бригадира), черговий слюсар і черговий електрик. Змінний майстер враховується у складі керівників.

Чисельність експлуатаційного персоналу основних цехів планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні [розд. 5: 29; 31];

ДОДАТКИ

6.6. Розрахунок чисельності змінного експлуатаційного персоналу виконується на підставі деталізації виробничого процесу на окремі цеха і дільниці, у складі яких виділяються окремі робочі міста за основними технологічними агрегатами.

Деталізацію виробничого процесу для різних технологій газифікації вугілля наведено в табл. А.14 і А.15.

Таблиця А.14

Перелік основних робочих місць технологічного процесу газифікації вугілля з парокисневим дуттям і виробництва СМП (при переробці до 3 млн т бурого вугілля на рік)

Цех	Відділення	Робоче місце, зона обслуговування	
		Назва обладнання	Кількість робітників
1	2	3	4
Вуглепідготовчий	Дробарне відділення	Вагоноперекидач	2
		Конвеєри	1
		Закритий склад вугілля	1
		Дробарки крильчасті	1
	Брикетне відділення	Парові сушарки	1
		Двовалкові преси	1
Газифікації	—	Реактори Lurgi	2
		Обладнання видалення шлаку	1
Очищення і підготовка генераторного газу	Охолодження генераторного газу	Газові холодильники	1
		Електрофільтри	1
		Механізовані освітлювачі	1
	Очищення газу від аміаку	Сховища смоли газифікації	1
		Абсорбери вловлювання аміаку	1
		Кристалізатор	1
		Центрифуга	1
		Сушарка	1
		Компресорна установка	1
		Насосні установки складу реактивів	1
		Трубчаста піч	1

Закінчення табл. А.14

1	2	3	4
	Очищення газу від сірководню	Реактор (абсорбер)	1
		Регенератор (десорбер)	1
		Піч-котел	1
		Компресорні установки	1
		Насосні установки	1
		Інше устаткування	2
Електроліз води	-	Електролізери	5
		Обладнання хімічної підготовки води	1
		Випарна установка	1
Отримання кисню		Повітророзподільна станція	5
Виробництво СМП	Виробництво синтетичної нафти	Реактори для синтезу Фішера-Тропша	2
		Колони	1
		Холодильник	1
		Теплообмінники	1
	Виробництво моторних палив	Установка АВТ	1
		Ємності готової продукції	1
	Енергетична установка	Котел-утилізатор	1
		Енергетична установка	1
		Обладнання очищення конденсату	1
		Обладнання хімічної підготовки води	1

Джерело: розроблено авторами на підставі даних коксохімічних підприємств

ДОДАТКИ

Таблиця А.15

Перелік основних робочих місць технологічного процесу газифікації водовугільної пульпи і виробництва СМП (при переробці до 1 млн т кам'яного вугілля на рік)

Цех	Дільниця, відділення	Робоче місце, зона обслуговування	
		Назва обладнання	Кількість робітників
1	2	3	4
Вуглепідготовчий	Вуглеприймальне відділення	Вагоноперекидач	2
		Конвеєри	1
		Закритий склад вугілля	1
	Дробарно-брикетне відділення	Дробарки барабанні кульові мокрого подрібнення	1
		Пульпові насоси	1
Газифікації вугілля	Відділення газифікації	Реактор газифікації	2
		Обладнання видалення шлаку	1
	Енергосилове відділення	Котел-утилізатор I ступеня	1
		Котел-утилізатор II ступеня	1
		Енергоустановка	1
		Обладнання очищення конденсату	1
		Обладнання хімічної підготовки води	1
Очищення і підготовка генераторного газу	Відділення очищення газу від аміаку	Газові холодильники	1
		Абсорбери вловлювання аміаку	1
		Центрифуга	1
		Сушарка	1
		Кран складу сульфату амонію	1
		Компресорна установка	1
		Насосні установки складу реактивів	1
		Трубчаста піч	1
		Склад сульфату	1
	Відділення очищення газу від сірководню	Реактор (абсорбер)	1
		Регенератор (десорбер)	1
		Піч-котел	1

Закінчення табл. А.15

1	2	3	4
		Компресорні установки	1
		Насосні установки	1
		Інше устаткування	2
Електролізу води	-	Електролізери	5
		Випарна установка	1
		Обладнання хімічної підготовки води	1
		Обладнання відвантаження кисню	1
Виробництво СМП	Виробництво синтетичної нафти	Реактори для синтезу Фішера-Тропша	2
		Колони	1
	Виробництво синтетичних моторних палив	Холодильник	1
		Теплообмінники	1
		Установка АВТ (атмосферно-вакуумна трубчаста)	1
		Котел-утилізатор	1
	Енергоустановка	Енергетична установка	1
		Обладнання очищення конденсату	1
		Обладнання хімічної підготовки води	1
	Склад готової продукції	Ємності готової продукції	1

Джерело: розроблено авторами на підставі даних коксохімічних підприємств та експертних оцінок авторів

6.7. У випадку, коли обсяг вугілля, що планується для переробки, перевищує граничні значення (1 млн т кам'яного вугілля чи 3 млн т бурого вугілля), кількість експлуатаційного персоналу збільшується таким чином:

► при обсягах переробки кам'яного вугілля від 1 до 2 млн т на рік (бурого вугілля від 3 до 6 млн т на рік) – чисельність подвоюється (порівняно з чисельністю, наведеною в табл. А.14 і А.15).

➤ при обсягах переробки кам'яного вугілля від 2 до 3 млн т на рік (бурого вугілля від 6 до 9 млн т на рік) – чисельність потроюється (порівняно з чисельністю, наведеною в табл. А.14 і А.15).

При більших обсягах переробки чисельність експлуатаційного персоналу збільшується за аналогічним принципом.

6.8. Персонал групи ремонтних цехів планується виходячи з одного змінного п'ятиденного робочого тижня. Планування чисельності персоналу здійснюється відповідно до нормативів, наведених в табл. А.16.

Таблиця А.16

Вихідні дані для розрахунку чисельності персоналу
ремонтної групи цехів підприємства з виробництва СМП

Найменування допоміжного цеху і його структурних підрозділів	Склад керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців	Норматив чисельності експлуатаційного персоналу, люд./≤1 млн т вугілля
Ремонтно-механічний (ливарна, механічна і ремонтно-монтажна дільниці)	Начальник цеху, заступник начальника цеху, 3 начальники дільниць, 6 майстрів, економіст, інженер-технолог, табельник, комірник	60
Цех з ремонту енергетичного обладнання (дільниці з ремонту енергетичного обладнання і промислової вентиляції, з ремонту електричних машин та електрообладнання, мереж і підстанцій, зв'язку, монтажу кабельних естакад і промислової проводки)	Начальник цеху, заступник начальнику цеху, 5 начальників дільниць, 10 майстрів з ремонту, економіст, інженер з нормування, комірник	53
Цех КВПіА	Начальник цеху, 2 майстра КВП, інженер з метрології, економіст, комірник	20

Джерело: розроблено авторами на підставі даних коксохімічних підприємств

6.9. Чисельність персоналу цеху водопостачання планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються: начальник цеху, старший майстер, 4 змінних майстри, інженер з ремонту, економіст, комірник.

До складу експлуатаційного персоналу (виробничої бригади) включаються: бригадир, машиністи насосних установок, газозварник, слюсар-ремонтник, черговий електрик.

Кількість машиністів насосних установок у зміну приймається:

- при газифікації вугілля з парокисневим дуттям – 3 особи;
- при газифікації водовугільної пульпи – 5 осіб.

6.10. Численність персоналу дільниці біохімічного очищення стічних вод планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються начальник дільниці, 4 змінні майстри, економіст, комірник.

До складу експлуатаційного персоналу включаються бригадир, 3 апаратники очищення стічних вод, апаратник приготування хімічних розчинів, черговий слюсар, черговий ремонтник.

Ремонтний персонал дільниці не планується.

6.11. Чисельність персоналу залізничного цеху планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються начальник цеху, заступник начальника цеху, 5 начальників дільниць, 5 майстрів з ремонту, 4 змінних майстри, економіст цеху, економіст з договірної та претензійної роботи, інженер з організації та нормування праці, комірник.

Експлуатаційний і ремонтний персонал планується виходячи з усередненого нормативу – 76 робітників на заводі з потужністю до 1 млн т вугілля на рік.

При більших обсягах переробки вугілля корегування чисельності здійснюється в порядку, передбаченому в п. 6.7 цієї Методики.

6.12. Персонал відділу технічного контролю планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються начальних відділу, контрольний майстер, 4 змінних майстра, комірник.

До складу експлуатаційного персоналу включаються робітники робочих змін (бригадир зміни і 3 контролери), слюсар-ремонтник, черговий електрик.

При більших обсягах переробки вугілля корегування чисельності здійснюється в порядку, передбаченому в п. 6.7 цієї Методики.

6.13. Персонал заводської лабораторії планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються начальник лабораторії, 4 начальники змін, економіст, комірник.

До складу експлуатаційного персоналу включаються робітники робочих змін – 5 лаборантів, слюсар-ремонтник, черговий електрик.

При більших обсягах переробки вугілля корегування чисельності здійснюється в порядку, передбаченому в п. 6.7 цієї Методики.

6.14. Персонал газорятівної станції планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються начальник станції, 4 начальники змін, комірник.

До складу експлуатаційного персоналу включаються 3 газорятівника в розрахунку на робочу зміну.

6.15. Персонал санітарно-побутової дільниці планується виходячи з чотирибригадного графіку при безперервному робочому тижні та 12-годинній робочій зміні.

До складу керівників, професіоналів, фахівців і технічних службовців включаються начальник дільниці, 2 начальники санітарно-побутових корпусів, 3 майстри з благоустрою території, комірник.

Експлуатаційний персонал розраховується виходячи з усередненого нормативу – 34 робітника на 1 млн т вугілля, що перероблюється.

6.16. Персонал заводууправління планується виходячи з усередненого нормативу – 86 осіб на 1 млн т вугілля, що перероблюється.

6.17. При розрахунку загальної чисельності персоналу підприємства враховується резерв на відпустки та хвороби (10 % від розрахованої по окремим підрозділам чисельності).

7. Оцінка витрат операційної діяльності

7.1. Групування витрат здійснюється відповідно до вимог Національного положення (стандарту) бухгалтерського обліку 16 «Витрати» [розд. 5: 30] в розрізі окремих економічних елементів. Розрахунок витрат охоплює витрати операційної діяльності. Форму зведеного кошторису витрат наведено в *табл. А.17*.

Таблиця А.17

Зведений кошторис витрат операційної діяльності з виробництва СМП шляхом газифікації вугілля

Елемент витрат	Кількість, нат. од.	Ціна за одиницю, грн	Сума, тис. грн
1	2	3	4
Матеріальні затрати, усього			
Сировина й основні матеріали, в т.ч.:			
Вугілля кам'яне (буре), тис. т			
Моноетаноламін, т			
Сода каустична, т			
Ванадієвий каталізатор, т			
Залізний каталізатор, т			
Присадка МТБЕ, т			

Закінчення табл. А.17

1	2	3	4
Хлорид натрію, т			
Запасні частини	X	X	
Електроенергія покупна			
Вода технічна			
Витрати на оплату праці	X	X	
Відрахування на соціальні заходи	X	X	
Амортизація	X	X	
Інші операційні витрати	X	X	
Витрати на збут	X	X	
Усього витрат операційної діяльності	X	X	
Фінансові витрати			

Джерело: розроблено авторами

7.2. Кількість матеріальних ресурсів (вугілля, реагентів для очищення газу і синтезу СМП, технічної води та покупної електроенергії) приймається на рівні, прийнятому при розрахунку обігових коштів (табл. А.8).

При визначенні витрат не враховуються проміжні матеріальні потоки ресурсів, які виробляються і споживаються у виробничому процесі (генераторний газ, пара, водень, кисень тощо).

7.3. Витрати на запасні частини (для ремонту і технічного обслуговування) приймаються на рівні 1 % від вартості технологічного обладнання.

7.4. Вартість одиниці матеріальних ресурсів, що споживаються на окремих стадіях виробничого процесу, приймається за даними виробників або за даними ресурсів мережі Internet.

7.5. Вартість покупної електроенергії визначається як сума тарифів на генерацію електроенергії, її передачу і розподіл.

Дані про поточну вартість окремих складових кінцевого тарифу електроенергії визначається за даними сайтів Оператора ринку, ПрАТ «НЕК Укренерго» і підприємств, які надають послуги з розподілу електроенергії.

7.6. Річні витрати на оплату праці розраховуються виходячи з розрахованої кількості персоналу (розділ 6 цієї Методики) і середньомісячної заробітної плати (з перерахуванням її на річний вимір).

Середньомісячна заробітна плата приймається згідно з урядовими прогнозами. Так, на період до 2027 р. заробітна плата приймається на рівні середньої номінальної зарплати, спрогнозованої урядом на 2027 р. – 32,5 тис. грн [розд. 5: 33].

7.7. Єдиний соціальний внесок розраховується згідно з діючою на момент розрахунків ставкою – 22 %.

7.8. Розрахунок амортизації здійснюється прямолінійним методом нарахування. Вартість основних засобів, що амортизується, приймається відповідно до розрахунків, виконаних відповідно до розділу 4 цієї Методики.

Для визначення терміну корисної експлуатації використовується Класифікатор основних засобів коксохімічних підприємств [розд. 5: 18].

Інші витрати операційної діяльності експертно приймаються на рівні 5 % від суми вище врахованих витрат.

7.9. До інших операційних витрат включаються:

- витрати на матеріали, не враховані у складі матеріальних витрат (матеріали для хімічної підготовки води, для біохімічного очищення стічних вод, реагенти для відділу технічного контролю і заводської лабораторії тощо);

- витрати на оплату послуг підрядних організацій з ремонту і технічного обслуговування основних засобів;

- обов'язкові платежі, передбачені законодавством (страхування майна, сплата адміністративних послуг, сплата дозвільних документів, що видаються органами виконавчої влади тощо);

- платежі по аутсорсинговим договорам;

- орендні платежі (при наявності орендованого майна);

- податки і збори (крім податку на прибуток, акцизного податку і податку на додану вартість).

Для укрупнених розрахунків сума інших операційних витрат приймається на рівні 1 % від суми вище перелічених в табл. А.17 витрат (крім витрат на вугілля).

7.10. Витрати на збут включаються в сумі 0,5 % від вартості готової (товарної) продукції.

7.11. Якщо будівництво підприємства з виробництва СМП здійснюється за рахунок позичкових коштів і вартість кредитів не включається до первісної вартості основних засобів, до складу витрат включаються витрати на проценти за користування отриманими кредитами.

8. Оцінка прибутковості процесу. Розрахунок показників економічної ефективності

8.1. Визначення прибутковості і рентабельності виробництва СМП здійснюється на підставі розрахунку річного доходу від операційної діяльності і відповідних витрат, розрахованих в розділі 7 цієї Методики.

8.2. Визначення річного доходу від операційної діяльності здійснюється на підставі розрахунку матеріальних і енергетичних балансів, складених відповідно до розділів 3 і 5 цієї Методики. Розрахунок наводиться у табличному вигляді (табл. А.18).

Таблиця А.18

Розрахунок річного доходу від операційної діяльності

Товарна продукція	Кількість, нат. од.	Ціна за одиницю, грн	Сума, тис. грн
1	2	3	4
Метан-етанова фракція, тис. м ³			
Пропан-бутанова фракція, тис. т			
Бензин, тис. т			
Дизельне паливо, тис. т			
Газ, тис. т			
Парафіни, тис. т			
Смола газифікації, тис. т			

Закінчення табл. А.18

1	2	3	4
Сульфат амонію, тис. т			
Сірчана кислота, тис. т			
Електроенергія, МВт×год			
Кисень, тис. т			
Хлорид натрію, тис. т			
Шлак для дорожнього будівництва, тис. т			
Усього	Х	Х	

Джерело: розроблено авторами

Кількість окремих товарних продуктів приймається на рівні, що був прийнятий при розрахунку обігових коштів (табл. А.9).

Для розрахунку доходів від реалізації ціни приймаються без ПДВ та акцизного податку.

8.3. Ціна метан-етанової фракції приймається на рівні ціни природного газу.

8.4. Рівень цін на окремі види синтетичного моторного палива прогнозується, виходячи із співвідношення ціни 1 т окремого виду палива і ціни 1 т сирої нафти на світових ринках.

Співвідношення розраховується за формулою:

$$C_i = \frac{C_i \times M - A_i}{1,2 \times C_H} \times \Lambda \times P_i, \quad (\text{А.29})$$

де C_i – співвідношення ціни 1 т окремого виду палива до ціни 1 т сирої нафти, частки одиниці;

C_i – ціна 1000 л i -го виду палива на АЗС України, грн;

M – коефіцієнт, що враховує маржу АЗС (орієнтовне значення 0,95);

A_i – сума акцизного податку в розрахунку на 1000 л i -го виду палива, грн;

Λ – коефіцієнт, що враховує логістичні витрати на постачання палива від підприємства до АЗС (орієнтовне значення 0,85);

P_i – середня щільність i -го виду палива, т/м³;

1,2 – коефіцієнт для визначення ціни без ПДВ;

C_H – ціна сирової нафти, грн/т.

Орієнтовні значення співвідношень ціни палива до ціни сирової нафти є такими:

- пропан-бутанова фракція – 0,30;
- бензин – 0,92;
- дизельне пальне – 0,87;
- гас – 0,95 (експертна оцінка);
- парафіни – 0,30 (експертна оцінка).

8.5. Рівень цін на окремі супутні продукти газифікації та очищення генераторного газу приймається згідно із загальнодоступними даними мережі Internet.

Ціна смоли газифікації приймається на рівні 20 % від смоли кам'яновугільної, що виробляється на коксохімічних підприємствах.

Ціна шлаку приймається на рівні 10 % від ціни дорожнього гранульованого відсіву.

8.6. Ціна товарної електроенергії приймається за даними сайту Оператора ринку електроенергії.

8.7. Розрахунок прибутку від операційної діяльності здійснюється на підставі виконаної оцінки доходу (табл. А.18) і витрат операційної діяльності (табл. А.17).

8.8. Оцінка рентабельності, простого і дисконтованого строку окупності, а також оцінка чистої приведеної вартості, внутрішньої норми дохідності та інших показників, що застосовуються для оцінки ефективності проекту, здійснюється в загальноприйнятому порядку.

8.9. При розрахунку показників економічної ефективності та інвестиційної привабливості враховуються такі показники, які визначаються на підставі аналізу проекту:

- тривалість будівництва, років;
- тривалість виходу на проектну потужність після закінчення бу-

дівництва – 3 місяці;

- строк, на який відкривається кредит;
- наявність / відсутність відстрочки погашення тіла і процентів;
- річна ефективна ставка.

Передбачається, що на четвертому році реалізації проекту (після закінчення будівництва і запуску виробництва) внаслідок певної тривалості освоєння виробництва річна сума витрат і доходів від реалізації буде складати 75 % від показників, розрахованих для проектної потужності.

9. Оцінка бюджетної ефективності

9.1. Для цілей цієї Методики під бюджетною ефективністю розуміється сума податкових надходжень.

9.2. Сума податків розраховується відповідно до вимог Податкового кодексу [розд. 5: 22] в редакції, що є чинною на момент розрахунків.

9.3. Для цілей цього розрахунку прибуток до оподаткування приймається на рівні прибутку від операційної діяльності, визначеному в порядку, передбаченому в розділі 8 цієї Методики. Податок на прибуток визначається за діючою на момент розрахунку ставкою.

9.4. Прогнозування податку на додану вартість здійснюється за такою формулою:

$$\text{ПДВ} = (\text{ФЗП} + \text{ЕСВ} + \text{А} + \text{Пр}) \times \text{С}, \quad (\text{А.30})$$

де ФЗП – річний фонд заробітної плати (приймається на підставі розрахунків, виконаних в розділі 6 цієї Методики);

ЕСВ – відрахування на єдиний соціальний внесок (приймається на підставі розрахунків, виконаних в розділі 6 цієї Методики);

А – амортизація (приймається відповідно до розрахунку, виконаного в рамках розділу 7 цієї Методики);

Пр – прибуток до оподаткування (приймається на підставі виконаних вище розрахунків);

С – діюча на момент розрахунку ставка ПДВ, виражена в частках одиниці.

9.5. Сума акцизного податку розраховується за продуктами, які Податковим кодексом [розд. 5: 22] віднесені до підакцизних (електроенергія, пропан-бутанова фракція, бензин, дизельне паливо, гас) за діючими на момент розрахунку ставками.

Акцизний податок за окремими видами синтетичного моторного палива розраховується за формулою:

$$V_i = C_i \times M_i / p_i \times E, \quad (\text{A.31})$$

де C_i – ставка акцизного податку i -го виду СМП, євро/1000 л;

M_i – маса i -го виду СМП, т;

p_i – щільність i -го виду СМП, т/м³;

E – офіційний курс євро до гривні, який діє на дату розрахунку.

Середні значення щільності окремих продуктів складають: пропан-бутанова фракція – 0,53 т/м³, бензин – 0,75 т/м³, дизельне паливо – 0,85 т/м³, гас – 0,81 т/м³.

9.6. Сума податку на доходи фізичних осіб і сума військового збору розраховується виходячи з річного фонду заробітної плати (приймається на підставі розрахунків, виконаних в розділі 7 цієї Методики) і діючих на момент розрахунку ставок.

9.7. Екологічний податок розраховується за викидами, кількість яких розрахована у пп. 3.23-3.25 цієї Методики.

9.8. При розрахунку суми податків не враховується податок на майно (плата за землю), оскільки його величина залежить від компоновки підприємства (площі земельної ділянки, на який розташовується підприємство).

9.9. Заключним етапом розрахунків є прогнозування доходів загальнодержавного і місцевого бюджетів. Прогноз здійснюється відповідно до нормативів розподілу, передбачених діючою редакцією Бюджетного кодексу [розд. 5: 23]. Результати розрахунків оформлюються у такому вигляді (табл. А.19).

Таблиця А.19

Розподіл загальнодержавних податків між державним і місцевими бюджетами

Податок	Сума податку, тис. грн	Державний бюджет		Місцеві бюджети	
		Норматив відрахувань, %	Сума, тис. грн	Норматив відрахувань, %	Сума, тис. грн
Податок на прибуток		80		20	
ПДВ		100			
Акцизний податок		86,56		13,44	
ПДФО		25		75	
Військовий збір		100		0	
Екологічний податок за викиди CO ₂		100			
Екологічний податок за інші види забруднень		45		55	
Усього					

Джерело: розраховано авторами на підставі [розд. 5: 23]

Окремо враховується сплата єдиного соціального внеску, сума якого спрямовується до Пенсійного фонду України.

Розрахунок суми капітальних вкладень на будівництво підприємств з переробки вугілля і виробництва смп

Таблиця Б.1

Експлікація основного обладнання для переробки 550 тис. т/рік кам'яного вугілля

Найменування	Кількість (робочі + резерв)	Характеристика
1	2	3
Вагоноперекидач ВРС-2	1+1	Маса 210 т, потужність приводу 80 кВт
Розвантажувальні візки, живильники	3+1	1 шт. на бункер, маса 9 т
Дробарки барабанні кульові мокрого подрібнення	1+1	Маса 700 т, D=1500 мм; L=9000 мм; потужність приводу 1000 кВт
Пульпові насоси	1+1	Маса 1,5-2 т. Q=200 м³/годину; напір H=40 м; потужність приводу 30 кВт
Реактор з котлами-утилізаторами двох ступенів	1+1	Продуктивність – 75 т вугілля на годину. Маса устаткування – реактор – 280 т, котел першого ступеня – 520 т, другого ступеня – 160 т
Енергетична установка	9+3	Генератор Siemens SST-300 потужністю турбіни 9,13 МВт. Маса – 40 т
Газові холодильники – для охолодження газу після котлів-утилізаторів перед уловлюванням аміаку (від 200 °С до 60 °С)	1+1	Маса 3 тис. т, потужність приводу 10 кВт

Закінчення табл. Б.1

1	2	3
Абсорбери вловлювання аміаку	1+1	Маса (з урахуванням тиску газу та товщини стінок) – 1300 т; потужність приводу 30 кВт
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію	1+1	Маса – 24 т
Центрифуга	1+1	Маса – 3 т; потужність приводу 18,5 кВт
Сушарка	1+1	Маса – 16,3 т, потужність приводу 18кВт
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	4+1	Діаметр – 4,4 м, висота – 57 м. Маса – 500 т, потужність приводу 4 кВт
Регенератор (десорбер)	4+1	Маса 46 т
Піч-котел – ПКС 4/14	1+1	Маса 24 т, потужність приводу 105 кВт
Електролізер	1+1	Маса 2500 т
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	3+1	Діаметр 2 м, висота 30 м, маса – 100 т; потужність приводів 8,75 МВт
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	12+4	Маса – 40 т кожна
Холодильник	3+1	Маса – 70 т
Теплообмінник	9+3	Маса – 20 т
Енергетична установка	4+1	Генератор Siemens SST-300 потужністю турбіни 9,13 МВт. Маса – 40 т
Установка атмосферно-вакуумна трубчаста для первинної переробки синтетичної нафти на 50 т/годину	1+1	Маса 50 т
Біохімічна установка		50 м³/годину

Таблиця Б.2

Експлікація основного обладнання для переробки 3000 тис. т/рік бурого вугілля

Найменування	Кількість (робочі + резерв)	Характеристика
1	2	3
Вагоноперекидач ВРС-2	2+1	Маса 210 т, потужність приводу 80 кВт
Дробарки крильчасті	1+1	Продуктивність 360 т/годину; діаметр дробильної лопаті – 630 мм; робоча ширина валка – 1250 мм; маса – 50 т, потужність – приводу 16 кВт
Парові сушарки Zemaq	14+6	Діаметр барабана 5 м, продуктивність – 26 т/годину, маса – 190 т, потужність приводу 22 кВт
Двовалкові преси Nirpro Steel Corporation	4+1	Маса – 18 т, потужність приводу – 90 кВт
Повітророзподільна станція	1+1	Продуктивність 750 тис. м ³ повітря на годину. Маса – 3500 т, потужність приводу – 16,5 МВт
Реактор Lurgi	6+2	Продуктивність – за вугіллям – 40 т/годину, за газом – 100 тис. м ³ /годину. Діаметр 4,7 м, висота – 25 м, робочий тиск – 2,5 МПа. Маса – 250 т
Газові холодильники	1+1	Маса 2 тис. т
Електрофільтри для очищення від тумановидної смоли	1+1	Маса 250 т, приєднана потужність – 250 кВт
Абсорбери вловлювання аміаку	1+1	Маса – 800 т
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію	1+1	Маса 24 т

Закінчення табл. Б.2

1	2	3
Центрифуга	1+1	Маса – 3 т; потужність приводу 18,5 кВт
Сушарка	1+1	Маса – 16,3 т, потужність приводу 18 кВт
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	4+1	Діаметр – 4,4 м, висота – 57 м. Маса – 500 т, потужність приводу 4 кВт
Регенератор (десорбер)	4+1	Маса 46 т
Піч-котел – ПКС 4/14	7+3	Маса 24 т
Електролізери	1+1	Маса 3200 т
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	4+1	Діаметр 2 м, висота 30 м, маса 35 т, потужність приводу 3,125 МВт
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	12+4	Маса – 40 т кожна
Холодильник	3+1	Маса – 70 т
Теплообмінник	9+3	Маса – 20 т
Енергетична установка	6+1	Генератор Siemens SST-300 потужністю турбіни 9,13 МВт. Маса – 40 т
Установка АВТ (атмосферно-вакуумна трубкаста) для первинної переробки синтетичної нафти	1+1	Продуктивність первинної переробки синтетичної нафти 65 т/годину, маса – 50 т

Таблиця Б.3
 Розрахунок капіталовкладень на обладнання для підприємств з переробки кам'яного вугілля

Найменування обладнання	Кількість	Маса одиниці, т	Капіталовкладення на одиницю обладнання, тис. грн				Кошторисна вартість усіх об'єктів, тис. грн
			Обладнання	Монтажні роботи (7 %)	Будівельні роботи (5 %)		
1	2	3	4	5	6	7	
Вагоноперекидач ВРС-2	2	210	84000	5880	4200	188160	
Розвантажувальні візки, живильники	4	9	3600	252	180	16128	
Дробарки барабанні кульові мокрого подрібнення	2	700	280000	19600	14000	627200	
Пульвові насоси	2	2	800	56	40	1792	
Реактор з котлами-утилізаторами двох ступенів	2	960	384000	26880	19200	860160	
Енергетична установка	12	40	16000	1120	800	215040	
Газові холодильники	2	3000	1200000	84000	60000	2688000	
Абсорбери вловлювання аміаку	2	1300	520000	36400	26000	1164800	
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію	2	24	9600	672	480	21504	
Центрифуга	2	3	1200	84	60	2688	
Сушарка	2	16,3	6520	456,4	326	14604,8	
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	5	500	200000	14000	10000	1120000	
Регенератор (десорбер)	5	46	18400	1288	920	103040	
Піч-котел – ПКС 4/14	2	24	9600	672	480	21504	

Закінчення табл. Б.3

1	2	3	4	5	6	7
Електролізер	2	2500	1000000	70000	50000	2240000
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	4	100	40000	2800	2000	179200
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	16	40	16000	1120	800	286720
Холодильник	4	70	28000	1960	1400	125440
Теплообмінник	12	20	8000	560	400	107520
Енергетична установка	5	40	16000	1120	800	89600
Установка атмосферно-вакуумна трубчаста для первинної переробки синтетичної нафти на 50 т/годину	2	50	20000	1400	1000	44800
Усього капіталовкладень на враховане обладнання						10117901
Капіталовкладення на інше обладнання (20 % від врахованого обладнання)						2023580
Усього капіталовкладень на обладнання						12141481

Таблиця Б.4

Розрахунок капіталовкладень на обладнання для переробки бурого вугілля

Найменування обладнання	Кількість	Маса одиниці, т	Капіталовкладення на одиницю обладнання, тис. грн				Кошторисна вартість усіх об'єктів, тис. грн
			Обладнання	Монтажні роботи (7 %)	Будівельні роботи (5 %)		
1	2	3	4	5	6	7	
Вагоноперекидач ВРС-2	3	210	84000	5880	4200	282240	
Дробарки крильчасті	2	50	20000	1400	1000	44800	
Парові сушарки Zema	20	190	76000	5320	3800	1702400	
Двовапкові преси Nippon Steel Corporation	5	18	7200	504	360	40320	
Повітророзподільна станція	2	3500	1 400 000	98 000	70 000	3136000	
Реактор Lurgi	8	250	100000	7000	5000	896000	
Газові холодильники	2	2000	800000	56000	40000	1792000	
Електрофільтри для очищення від тумановидної смоли	2	250	100000	7000	5000	224000	
Абсорбери вловлювання аміаку	2	800	320000	22400	16000	716800	
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію	2	24	9600	672	480	21504	
Центрифуга	2	3	1200	84	60	2688	
Сушарка	2	16,3	6520	456,4	326	14604,8	
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	5	500	200000	14000	10000	1120000	
Регенератор (десорбер)	5	46	18400	1288	920	103040	

Закінчення табл. Б.4

1	2	3	4	5	6	7
Піч-котел – ПКС 4/14	10	24	9600	672	480	107520
Електролізери	2	3200	1280000	89600	64000	2867200
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	5	35	14000	980	700	78400
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	16	40	16000	1120	800	286720
Холодильник	4	70	28000	1960	1400	125440
Теплообмінник	12	20	8000	560	400	107520
Енергетична установка	7	40	16000	1120	800	125440
Установка АВТ (атмосферно-вакуумна трубчаста) для первинної переробки синтетичної нафти	2	50	20000	1400	1000	44800
Усього капіталовкладень на впровадження обладнання						13839437
Капіталовкладення на інше обладнання (20 % від впровадженого обладнання)						2767887
Усього капіталовкладень на обладнання						16607324

ДОДАТКИ

Таблиця Б.5

**Розрахунок капіталовкладень на будівлі та споруди для підприємства
з переробки кам'яного вугілля у Східному регіоні**

Найменування будівлі	Будівельний об'єм, м ³	Кошторисна вартість, тис. грн
Бункера закритого складу вугілля (4 шт. по 2500 т)	30900	71471,7
Будівля вагоноперекидача	5500	12721,5
Галереї вуглепідготовчого цеху	1075	2486,5
Будівля контори цеху газифікації	945	2185,8
Будівля контори цеху виробництва синтетичного моторного палива	945	2185,8
Будівля контори складу рідкого палива	945	2185,8
Усього по будівлям		93237,1

Таблиця Б.6

**Розрахунок капіталовкладень на будівлі та споруди для підприємства
з переробки кам'яного вугілля в Західному регіоні**

Найменування будівлі	Будівельний об'єм, м ³	Кошторисна вартість, тис. грн
1	2	3
Будівля контори вуглепідготовчого цеху	945	2 185,8
Закритий склад вугілля	30 900	71 471,7
Будівля вагоноперекидача	10 300	23 823,9
Будівля розмольної дільниці	945	2 185,8
Будівля цеху газифікації	945	2 185,8
Будівля дільниці електролізу	2 200	5 088,6
Будівля хімводопідготовки	2 200	5 088,6
Будівля цеху охолодження і очищення генераторного газу	7 600	17 578,8
Будівлі насосних, 2 шт.	945	2 185,8
Будівля сульфатного відділення	6 227	14 403,1
Будівля ремонтно-механічного цеху	6 227	14 403,1

Закінчення табл. Б.6

1	2	3
Будівля цеху з ремонту енергетичного обладнання	6 227	14 403,1
Будівля цеху КВПіА	6 227	14 403,1
Будівля цеху водопостачання	945	2 185,8
Будівля залізничного цеху	945	2 185,8
Усього капіталовкладення на будівлі		193 778,5

Таблиця Б.7

Розрахунок капіталовкладень на будівлі та споруди підприємства з переробки бурого вугілля в Центральному регіоні

Найменування будівлі	Будівельний об'єм, м³	Кошторисна вартість, тис. грн
Будівля вагоноперекидача	5500	12721,5
Закритий склад вугілля	154400	357127,2
Будівля дробарно-сортувальної дільниці	12160	28126,1
Будівля контори сушарної дільниці	945	2185,8
Будівля брикетувальної дільниці	945	2185,8
Будівля цеху газифікації	945	2185,8
Будівля повітророзподільної станції	12235	28299,6
Будівля котельні	12235	28299,6
Будівля хімічної підготовки води	12235	28299,6
Будівля цеху охолодження і очищення генераторного газу	15327	35451,4
Будівля насосної	945	2185,8
Механізований освітлювач	600	1387,8
Сховище смоли	2000	4626,0
Будівля сульфатного відділення	6227,1	14403,3
Будівля ремонтно-механічного цеху	15327	35451,4
Будівля цеху з ремонту енергетичного обладнання	15327	35451,4

ДОДАТКИ

Закінчення табл. Б.7

1	2	3
Будівля цеху КВПіА	6227,1	14403,3
Будівля контори цеху водопостачання	945	2185,8
Будівля контори залізничного цеху	945	2185,8
Будівля контори цеху автотранспорту	945	2185,8
Будівля центральної лабораторії	6227,1	14403,3
Будівля ВТК	945	2185,8
Будівля газорятівної станції	945	2185,8
Санітарно-побутовий корпус	6227,1	14403,3
Усього капіталовкладень на будівлі		672526,5

Таблиця Б.8

**Розрахунок капіталовкладень на передавальні пристрої для підприємств
з переробки кам'яного вугілля**

Найменування	Кількість	Основні параметри	Кошторисна вартість 1 п.м., грн	Кашторисна вартість об'єкту, тис. грн
Збірний конвеєр під вугле- приймальними ямами	1+1	$L=40$ м; ширина стрічки $B=1600$ мм	13600	1088,0
Похилий конвеєр від вугле- приймальних ям до верху бункерів закритого складу	1+1	$L=115$ м; $H=41$ м; ширина стрічки $B=1600$ мм	13600	3128,0
Похилий конвеєр від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	1+1	$L=60$ м; $H=20$ м; ширина стрічки $B=800$ мм	7500	816,0
Газопроводи		внутрішній роз- рахунковий діаметр 2,0 м. Довжина 200 м	8000	1600,0
Усього капіталовкладень на передавальні пристрої				6 632,0

Таблиця Б.9

Розрахунок капіталовкладень на передавальні пристрої
для підприємства з переробки бурого вугілля

Найменування	Кількість	Основні параметри	Кошторисна вартість 1 п.м., грн	Кашторисна вартість об'єкту, тис. грн
Конвеєр збірний під вугле- приймальними ямами	4+1	$L=40$ м; $Q=1250$ т/годину; ширина стрічки $B=1600$ мм; потужність двигуна $P=20$ кВт	13600	2720
Конвеєр похилий від вугле- приймальних ям до верху бункерів закритого складу	4+1	$L=115$ м; $H=41$ м; $Q=1250$ т/годину; ширина стрічки $B=1600$ мм; потужність двигуна $P=220$ кВт	13600	7820
Конвеєр похилий від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	4+1	$L=60$ м; $H=20$ м; $Q=125$ т/годину; ширина стрічки $B=800$ мм; потужність двигуна $P=20$ кВт	7500	2040
Газопроводи		Внутрішній розраху- нковий діаметр 2,0 м під тиском 2,5 МПа (25 атм). Довжина – 400 м	8000	3200,0
Усього				15780,0

Додаток В

Розрахунок потреби в електроенергії на окремих підприємствах

Таблиця В.1

Розрахунок потреби в електроенергії на підприємстві з переробки кам'яного вугілля за технологією Техасо

Найменування електроприймача	Кількість працюючих, шт.	Номінальна потужність, кВт	Річний фонд робочого часу, год	Коефіцієнт використання потужності	Кількість електроенергії, що споживається, МВт×год
1	2	3	4	5	6
Вагоноперекидач ВРС-2	1	80	6570	0,4	210,2
Конвеєр збірний під вуглеприймальними ямами	1	20	6570	0,6	78,8
Конвеєр похилий від вуглеприймальних ям до верху бункерів закритого складу	1	220	6570	0,6	867,2
Конвеєр похилий від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	1	20	8760	0,6	103,2
Дробарки барабанні кулькові мокрого подрібнення	1	1000	8760	0,6	5256,0
Пульпові насоси	1	30	8760	0,6	157,7
Газові холодильники	1	10	8760	0,6	52,6
Абсорбери вловлювання аміаку	1	30	8760	0,55	144,5
Центрифуга	1	18,5	8760	0,5	81,0
Сушарка	1	18	8760	0,5	78,8

Закінчення табл. В.1

1	2	3	4	5	6
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	4	4	8760	0,5	70,1
Піч-котел – ПКС 4/14	1	105	8760	0,5	459,9
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	3	8750	8760	0,6	137 970,0
Усього по врахованому обладнанню					145 530
Витрати електроенергії по неврахованому обладнанню (20 % від врахованого)					29 106,0
Витрати на нетехнологічні потреби (5 % від визначених вище витрат)					8 731,8
Загальна потреба в електроенергії для технологічних потреб					183 367,8

Таблиця В.2

Розрахунок потреби в електроенергії при переробці бурого вугілля за технологією Lurgi

Найменування електроприймача	Кількість працюючих, шт.	Номінальна потужність, кВт	Річний фонд робочого часу, год	Коефіцієнт використання потужності	Кількість електроенергії, що споживається, МВт×год
1	2	3	4	5	6
Вагоноперекидач ВРС-2	2	80	6570	0,4	420,5
Конвеєр збірний під вуглеприймальними ямами	4	20	6570	0,6	315,2
Конвеєр похилій від вуглеприймальних ям до верху бункерів закритого складу	4	220	6570	0,6	3468,8
Конвеєр похилій від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	4	20	6570	0,6	315,2
Дробарки крильчасті	1	16	8760	0,5	70,1
Парові сушарки Zemaq	14	22	8760	0,5	1349,0
Двовалкові преси Nirron Steel Corporation	4	90	8760	0,6	1892,2
Повітророзподільна станція	1	16500	8760	0,5	72270,0
Електрофільтри для очищення від тумановидної смоли	1	250	8760	0,6	1314,0
Центрифуга	1	18,5	8760	0,5	81,0
Сушарка	1	18	8760	0,5	78,8
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	4	4	8760	0,5	70,1
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	4	3125	8760	0,5	54750,0

Закінчення табл. В.2

1	2	3	4	5	6
Усього по врахованому обладнанню					135974,9
Витрати електроенергії по неврахованому обладнанню (20 % від врахованого)					27195,0
Витрати на нетехнологічні потреби (5 % від вище визначених витрат)					8158,5
Загальна потреба в електроенергії для технологічних потреб					171328,4

Розрахунок чисельності персоналу при різних технологіях переробки вугілля

Таблиця Г.1

Розрахунок чисельності персоналу підприємства з переробки кам'яного вугілля

Підрозділ	Керівники, професіонали, фахівці, технічні службовці	2	3	4	5	6
1						
Основні цехи						
Вуглепідготовчий цех	13	36	20	7	76	
Цех газифікації	13	44	20	7	84	
Цех охолодження і очищення синтез-газу	13	80	20	11	124	
Ділянка електролізу води	11	44	20	7	82	
Цех синтетичного моторного палива	13	56	20	9	98	
Допоміжні підрозділи						
Разом за основними підрозділами	63	260	100	41	464	
Ремонтно-механічний цех	15	60	-	7	82	
Цех з ремонту енергетичного обладнання	20	53	-	7	80	
Цех контрольно-вимірювальних приладів і автоматики	6	20	-	3	29	
Цех водопостачання	9	32	-	4	45	

Закінчення табл. Г.1

1	2	3	4	5	6
Цех залізничного транспорту	20	76	-	10	106
Центральна заводська лабораторія	7	24	-	3	34
Газорігуювальна станція	6	12	-	2	20
Цех біохімічного очищення стічних вод	7	20	-	3	30
Санітарно-побутовий цех	6	34	-	4	44
Разом за допоміжними підрозділами	96	331	-	43	470
Адміністрація підприємства	86	-	-	9	95
Разом за підприємством	245	591	100	93	1029

Таблиця Г.2

Розрахунок чисельності персоналу підприємства з переробки бурого вугілля

Підрозділ	Керівники, професіонали, фахівці, технічні службовці	Експлуатаційний персонал	Ремонтний персонал	Резерв на хвороби і відпустки	Разом за підрозділом
1	2	3	4	5	6
<i>Основні цехи</i>					
Вуглепідготовчий цех	13	40	60	11	124
Цех газифікації	11	24	40	7	82
Цех охолодження і очищення синтез-газу	14	92	60	17	183
Ділянка електролізу води	11	40	40	9	100
Повітророзподільна станція	11	40	40	9	100
Цех синтетичного моторного палива	14	56	60	13	143
Разом за основними підрозділами	74	292	300	66	732
<i>Допоміжні підрозділи</i>					
Ремонтно-механічний цех	15	180		20	215
Цех з ремонту енергетичного обладнання	20	159		18	197
Цех контрольно-вимірювальних приладів і автоматики	6	60		6	72
Цех водопостачання	9	36		4	49
Цех залізничного транспорту	20	228		25	273
Центральна заводська лабораторія	7	28		3	38

1	2	3	4	5	6
Газорегулювальна станція	6	12		2	20
Цех біохімічного очищення стічних вод	7	28		3	38
Санітарно-побутовий цех	7	102		11	120
Разом за допоміжними підрозділами	97	833		92	1022
Адміністрація підприємства	258			26	284
Разом за підприємством	429	1125	300	184	2038

Додаток Д

Розрахунок амортизації при різних технологіях переробки вугілля

Таблиця Д.1

Розрахунок річної суми амортизаційних відрахувань підприємства з переробки кам'яного вугілля у Східному регіоні

Найменування об'єкта	Кошторисна вартість, тис. грн	Термін корисної експлуатації, років	Амортизаційні відрахування, тис. грн
1	2	3	4
<i>Обладнання</i>			
Вагоноперекидач ВРС-2	188160	15	12544,0
Розвантажувальні візки, живильники	16128	15	1075,2
Дробарки барабанні кульові мокрого подрібнення	627200	15	41813,3
Пульвові насоси	1792	15	119,5
Реактор з котлами-утилізаторами двох ступенів	860160	20	43008,0
Енергетична установка	215040	15	14336,0
Газові холодильники	2688000	20	134400,0
Абсорбери вловлювання аміаку	1164800	20	58240,0
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію	21504	20	1075,2
Центрифуга	2688	20	134,4
Сушарка	14604,8	20	730,2
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню	1120000	20	56000,0
Регенератор (десорбер)	103040	20	5152,0

Продовження табл. Д.1

1	2	3	4
Піч-котел – ПКС 4/14	21504	15	1433,6
Електролізер	2240000	15	149333,3
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	179200	20	8960,0
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	286720	20	14336,0
Холодильник	125440	20	6272,0
Теплообмінник	107520	20	5376,0
Енергетична установка	89600	15	5973,3
Установка атмосферно-вакуумна трубчаста для первинної переробки синтетичної нафти на 50 т/годину	44800	20	2240,0
Усього капіталовкладень на впроваджене обладнання	10117901		562552,1
Капіталовкладення на інше обладнання (20 % від впровадженого обладнання)	2023580	20	101179
Усього капіталовкладень на обладнання	12141481		663731,1
<i>Будівлі та споруди</i>			
Бункера закритого складу вугілля	1786,8	40	44,7
Будівля вагонуперекидача	318,0	80	4,0
Галереї вуглепідготовчого цеху	62,2	50	1,2
Будівля контори цеху газифікації	54,6	80	0,7

Закінчення табл. Д.1

1	2	3	4
Будівля контори цеху виробництва синтетичного моторного палива	54,6	80	0,7
Будівля контори складу рідкого палива	54,6	80	0,7
Усього за будівлями і спорудами			51,9
<i>Передавальні пристрої</i>			
Збірний конвеєр під вуглепріймальними ямами	20	1 088,0	54,4
Похилый конвеєр від вуглепріймальних ям до верху бункерів закритого складу	20	3 128,0	156,4
Похилый конвеєр від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	20	816,0	40,8
Газопроводи	20	1 600,0	80,0
Усього за передавальними пристроями		4 660,0	233,0
Усього за основними засобами			664 114,6

Таблиця Д.2

Розрахунок річної суми амортизаційних відрахувань підприємства з переробки бурого вугілля у Центральному регіоні

Найменування об'єкта	1	Кошторисна вартість, тис. грн	2	Термін корисної експлуатації, років	3	Амортизаційні відрахування, тис. грн	4
<i>Обладнання</i>							
Вагоноперекидач ВРС-2		282240		15		18816,0	
Дробарки крильчасті		44800		15		2986,7	
Парові сушарки Zetapag		1702400		15		113493,3	
Двовалкові преси Nirpro Steel Corporation		40320		15		2688,0	
Повітророзподільна станція		3136000		15		209066,7	
Реактор Lurgi		896000		20		44800,0	
Газові холодильники		1792000		20		89600,0	
Електрофільтри для очищення від тумановидної смоли		224000		15		14933,3	
Абсорбери вловлювання аміаку		716800		20		35840,0	
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію		21504		20		1075,2	
Центрифуга		2688		20		134,4	
Сушарка		14604,8		20		730,2	
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню		1120000		20		56000,0	
Регенератор (десорбер)		103040		20		5152,0	
Піч-котел – ПКС 4/14		107520		20		5376,0	
Електролізери		2867200		15		191146,7	

Продовження табл. Д.2

1	2	3	4
Реактори для синтезу Фішера-Тропша	78400	15	5226,7
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	286720	20	14336,0
Холодильник	125440	20	6272,0
Теплообмінник	107520	20	5376,0
Енергетична установка	125440	15	8362,7
Установка АВТ (атмосферно-вакуумна трубчаста) для первинної переробки синтетичної нафти	44800	20	2240,0
Інше обладнання	2767887	20	138394,4
Усього по обладнанню			972046,3
<i>Будівлі та споруди</i>			
Будівля вагоноперекидача	12721,5	80	159,0
Закритий склад вугілля	357127,2	80	4464,1
Будівля дробарно-сортувальної дільниці	28126,1	80	351,6
Будівля контори сушарної дільниці	2185,8	80	27,3
Будівля контори брикетувальної дільниці	2185,8	80	27,3
Будівля контори цеху газифікації	2185,8	80	27,3
Будівля повітророзподільної станції	28299,6	80	353,7
Будівля котельні	28299,6	80	353,7
Будівля хімічної підготовки води	28299,6	80	353,7

Продовження табл. Д.2

1	2	3	4
Будівля цеху охолодження і очищення генераторного газу	35 451,4	80	443,1
Будівля насосної	2 185,8	80	27,3
Механізований освітлювач	1 387,8	40	34,7
Сховище смоли	4 626,0	40	115,7
Будівля сульфатного відділення	14 403,3	80	180,0
Будівля ремонтно-механічного цеху	35 451,4	80	443,1
Будівля цеху з ремонту енергетичного обладнання	35 451,4	80	443,1
Будівля цеху КВПіА	14 403,3	80	180,0
Будівля контори цеху водопостачання	2 185,8	80	27,3
Будівля контори залізничного цеху	2 185,8	80	27,3
Будівля контори цеху автотранспорту	2 185,8	80	27,3
Будівля центральної лабораторії	14 403,3	80	180,0
Будівля ВТК	2 185,8	80	27,3
Будівля газорятвнної станції	2 185,8	80	27,3
Санітарно-побутовий корпус	14 403,3	80	180,0
Усього амортизації будівель	672 526,5		8 481,8
<i>Передавальні пристрої</i>			
Конвеєр збірний під вуглеприймальними ямами	2720	20	136,0
Конвеєр похилый від вуглеприймальних ям до верху бункерів закритого складу	7820	20	391,0

Закінчення табл. Д.2

1	2	3	4
Конвеєр похилий від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	2040	20	102,0
Газопроводи	3200,0	20	160,0
Усього по передавальним пристроям			789,0
Усього по основним засобам			980528,1

Таблиця Д.3

Розрахунок річної суми амортизаційних відрахувань підприємства з переробки кам'яного вугілля у Західному регіоні

Найменування об'єкта	1	2	3	4
	Обладнання			
Вагоноперекидач ВРС-2		188 160	15	12 544,0
Розвантажувальні візки, живильники		16 128	15	1 075,2
Дробарки барабанні кульові мокрого подрібнення		627 200	15	41 813,3
Пульвові насоси		1 792	15	119,5
Реактор з котлами-утилізаторами двох ступенів		860 160	20	43 008,0
Енергетична установка		215 040	15	14 336,0
Газові холодильники		2 688 000	20	134 400,0
Абсорбери вловлювання аміаку		1 164 800	20	58 240,0
Кристалізатор (вакуум-випарний апарат) для сульфату амонію		21 504	20	1 075,2
Центрифуга		2 688	20	134,4
Сушарка		14 604,8	20	730,2
Реактор (абсорбер) очищення від сірководню		1 120 000	20	56 000,0
Регенератор (десорбер)		103 040	20	5 152,0
Піч-котел – ПКС 4/14		21 504	15	1 433,6
Електролізер		2 240 000	15	149 333,3
Реактори для синтезу Фішера-Тропша		179 200	20	8 960,0

Продовження табл. Д.3

1	2	3	4
Колони (сепаратор, роздільна колона, для промивки рідкого палива та для промивки газу)	286 720	20	14 336,0
Холодильник	125 440	20	6 272,0
Теплообмінник	107 520	20	5 376,0
Енергетична установка	89 600	15	5 973,3
Установка атмосферно-вакуумна трубчаста для первинної переробки синтетичної нафти	44 800	20	2 240,0
Інше обладнання		20	101 179,0
Усього за обладнанням			663 731,1
<i>Будівлі та споруди</i>			
Будівля контори вуглепідготовчого цеху	2 185,8	80	27,3
Закритий склад вугілля	71 471,7	80	893,4
Будівля вагоноперекидача	23 823,9	80	297,8
Будівля розмольної дільниці	2 185,8	80	27,3
Будівля контори цеху газифікації	2 185,8	80	27,3
Будівля дільниці електролізу	5 088,6	80	63,6
Будівля хімводопідготовки	5 088,6	80	63,6
Будівля цеху охолодження і очищення генераторного газу	17 578,8	80	219,7
Будівлі насосних, 2 шт.	4 371,6	80	54,6
Будівля сульфатного відділення	14 403,1	80	180,0

Закінчення табл. Д-3

1	2	3	4
Будівля ремонтно-механічного цеху	14 403,1	80	180,0
Будівля цеху з ремонту енергетичного обладнання	14 403,1	80	180,0
Будівля цеху КВПіА	14 403,1	80	180,0
Будівля контори цеху водопостачання	2 185,8	80	27,3
Будівля контори залізничного цеху	2 185,8	80	27,3
Усього амортизації будівель			2 449,6
<i>Передавальні пристрої</i>			
Збірний конвеєр під вуглеприймальними ямами	1 088,0	20	54,4
Похилій конвеєр від вуглеприймальних ям до верху бункерів закритого складу	1 564,0	20	78,2
Похилій конвеєр від низу бункерів закритого складу до верху дробарок	408,0	20	20,4
Газопроводи	1 600,0	20	80,0
Усього за передавальними пристроями	4 660,0		233,0
Усього за основними засобами			666 413,7

Джерело: розраховано авторами

Розрахунок суми акцизного податку

Податок, показники, необхідні для розрахунку податків	Підприємство Східного регіону (550 тис. т кам'яного вугілля на рік)	Підприємство Центрального регіону (3000 тис. т бурого вугілля на рік)	Підприємство Західного регіону (550 тис. т кам'яного вугілля на рік)
1	2	3	4
<i>Електроенергія</i>			
Вартість товарної електроенергії, тис. грн	2327287	-	2013396
Ставка податку	3,2 % від вартості		
Сума акцизного податку, тис. грн	74473	-	64429
<i>Пропан-бутан</i>			
Кількість, т	23100	39000	24700
Щільність, т/м ³	0,53		
Об'єм, м ³	43585	73585	46604
Ставка податку, євро/1000 л	250		
Ставка податку, грн/м ³	11125		
Сума податку, тис. грн	484883	818633	518470
<i>Бензин</i>			
Кількість, т	19100	31500	19600
Щільність, т/м ³	0,75		
Об'єм, м ³	25467	42000	26133
Ставка податку, євро/1000 л	359		
Ставка податку, грн./м ³	15975,5		
Сума податку, тис. грн	406848	670971	417488
<i>Дизельне паливо</i>			
Кількість, т	112000	189000	119900
Щільність, т/м ³	0,85		
Об'єм, м ³	131765	222353	141059

Закінчення додатка Е.1

1	2	3	4
Ставка податку, євро/1000 л	359		
Ставка податку, грн/м ³	15975,5		
Сума податку, тис. грн	2105012	3552200	2253488
<i>Газ</i>			
Кількість, т	69300	117000	74200
Щільність, т/м ³	0,81		
Об'єм, м ³	85556	144444	91605
Ставка податку, євро/1000 л	33		
Ставка податку, грн/м ³	1468,5		
Сума податку, тис. грн	125639	212116	134522
Усього акцизного податку	3196855	5253920	3388397

Джерело: розраховано авторами

Наукове видання

**Обґрунтування створення виробництва
синтетичного моторного палива з вугілля
в Україні**

Монографія

За редакцією доктора економічних наук, професора
В. Є. Хаустової

Підписано до друку 03.11.2024 р. Формат 60 x 84/16. Папір офсетний.

Гарнітура ArnoPro. Друк цифровий. Ум. друк. арк. 32,25.

Обл.-вид. арк. 40,64. Наклад 50 прим. Зам. № 109.

ФОП Лібуркіна Л. М.

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру
видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції

від 12.02.2003 р., серія ХК № 76

61003, м. Харків, Університетська, 3, к. 9.

Надруковано у ФОП Озеров Г. В.