

**ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ЗАСАДИ
СТВОРЕННЯ ПІДГАЛУЗИ
З ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО
РІДКОГО ПАЛИВА В УКРАЇНІ**

КОЛЕКТИВНА МОНОГРАФІЯ

**Харків
2022**

УДК 662.75

Рекомендовано до видання на засіданні вченої ради Харківського національного економічного університету ім. С. Кузнеця (протокол № 14 від 19 грудня 2022 р.)

Рецензенти:

Мірошниченко Д. В. – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Технологія переробки нафти, газу і твердого палива» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»;

Рудика В. І. – доктор економічних наук, академік Інженерної академії України, заслужений працівник промисловості України, професор кафедри економіки підприємства та організації бізнесу Харківського національного економічного університету імені Семена Кузнеця;

Крамарев Г. В. – доктор економічних наук, голова правління АТ «Український нафтогазовий інститут»

Техніко-економічні засади створення підгалузі з виробництва

Т38 синтетичного рідкого палива в Україні: кол. монографія / за ред.

М. О. Кизима. 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 Л. М., 2022. 212 с. Укр. мова

ISBN 978-617-7801-42-8

Монографію присвячено розробці техніко-економічних засад створення підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива в Україні. Досліджено стан енергетичної безпеки України у сфері виробництва та споживання моторного палива та вплив на неї війни з російською федерацією; проаналізовано споживчий ринок моторного палива в Україні, запаси сировини для виробництва моторного палива та її видобуток в країні та регіонах, виробництво моторного палива в країні; досліджено світовий ринок синтетичного рідкого палива; запропоновано техніко-економічне обґрунтування створення підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива в Україні.

Монографія буде корисною для наукових працівників, викладачів та аспірантів економічних і технічних спеціальностей закладів вищої освіти, а також фахівців з питань формування стратегічних напрямів розвитку галузей національної економіки та виробництва моторного палива.

УДК 662.75

ISBN 978-617-7801-42-8

© Колектив авторів, 2022

■ ЗМІСТ

Вступ	4
РОЗДІЛ I. Енергетична безпека України у сфері виробництва та споживання моторного палива та вплив на неї війни з Російською Федерацією	6
Висновки до розділу I	21
Бібліографія до розділу I	21
РОЗДІЛ II. Споживчий ринок моторного палива в Україні	23
Висновки до розділу II	49
Бібліографія до розділу II	50
РОЗДІЛ III. Запаси сировини для виробництва моторного палива та її видобуток в Україні та її регіонах	53
Висновки до розділу III	100
Бібліографія до розділу III	101
РОЗДІЛ IV. Виробництво моторного палива в Україні	103
Висновки до розділу IV	110
Бібліографія до розділу IV	113
РОЗДІЛ V. Світовий ринок синтетичного рідкого палива	117
Висновки до розділу V	123
Бібліографія до розділу V	124
РОЗДІЛ VI. Техніко-економічне обґрунтування створення підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива в Україні	126
Висновки до розділу VI	194
Бібліографія до розділу VI	197
Загальні висновки	202
Учасники проекту, його підтримка та експертиза	204
Додатки	206

■ ВСТУП

Моторне паливо є важливою складовою як енергетичної, так і національної безпеки будь-якої країни світу, оскільки воно забезпечує цивільний транспорт і військову техніку енергетичним ресурсом, необхідним для їх пересування.

У 2020 р. Україна за обсягами нафтопереробки займала 22 місце серед 28 країн Європи – членів ЄС. На початок 2022 р. в Україні на 6,7% потужностей працювало тільки 2 із 7 найбільших нафто- і газопереробних підприємств країни. При цьому імпортозалежність національного ринку моторного палива становила: по дизельному паливу – 118,0%, бензину – 59,0%, зрідженому природному газу – 113,0%, біопаливу – 97,0%.

У лютому 2022 р., після вторгнення на територію України збройних сил РФ, було зупинено Шебелинський ГПЗ, а потім він зазнав руйнування внаслідок ракетних ударів агресора. У квітні 2022 р. після масованого ракетного обстрілу перестало діяти останнє серед найбільших нафтопереробних підприємств України – Кременчуцький НПЗ.

Національна й енергетична безпека України вимагає найскорішого територіального розподілення (Західний, Центральний і Східний регіони), сировинної диверсифікації (кам'яне та буре вугілля), різноманіття форм організації (окремі малі та середні підприємства, інтегрований виробничий комплекс).

Пропозиції, що надані в монографії, передбачають створення 13 підприємств з виробництва синтетичного рідкого палива з

кам'яного та бурого вугілля в 7 областях: Львівській, Волинській, Дніпропетровській, Кіровоградській, Харківській, Донецькій та Луганській, що знаходяться в Західному, Центральному та Східному регіонах України, де розташована основна сировинна база.

Проект з побудови підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в Україні має такі техніко-економічні показники:

Основні показники підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в Україні

Показник	Значення
1. Кількість підприємств, од.	13
у тому числі:	
– з виробництва синтетичного моторного палива	9
– з виробництва синтетичної нафти	4
2. Випуск продукції, тис. т	2694,1
у тому числі:	
– синтетичного бензину	666,4
– синтетичного дизельного палива	866,1
– синтетичної нафти	1161,6
3. Чисельність персоналу, осіб	23 211
4. Чистий дохід, млн дол.	2422,6
5. Чистий прибуток, млн дол.	592,0
6. Рентабельність, %	35,4
7. Загальна сума інвестицій, млн дол.	3032,4
8. Річний чистий грошовий потік, млн дол.	670,2
9. Термін окупності, роки	5,1
10. Обсяг переробленої сировини, тис. т	17 800
у тому числі:	
– кам'яне вугілля	8 800
– буре вугілля	9 000

Науково-аналітичне обґрунтування базується на 27 науково-технічних роботах, виконаних НДЦ ІПР НАН України за період 2008–2021 рр.

РОЗДІЛ І. ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА УКРАЇНИ У СФЕРІ ВИРОБНИЦТВА ТА СПОЖИВАННЯ МОТОРНОГО ПАЛИВА ТА ВПЛИВ НА НЕЇ ВІЙНИ З РОСІЙСЬКОЮ ФЕДЕРАЦІЄЮ

У 2000–2020 рр. нафтопереробний комплекс України зазнав нищівної руйнації: *по-перше*, виробництво моторного палива скоротилося на 68%; *по-друге*, видобуток нафти та газоконденсату впав на 36%; тоді як, *по-третє*, споживання моторного палива залишилося на відносно стабільному рівні, знизившись лише на 6% [1]. Означене призвело до кризового стану паливної безпеки України. Знищення останніх діючих потужностей внаслідок російських обстрілів нафтопереробних заводів зводить її рівень практично до 0, перетворюючи Україну в нетто-імпортера моторного палива з нульовим його ресурсним циклом (імпорт моторного палива → споживання моторного палива).

Дослідження паливної безпеки України має на меті пошук напрямів її зміцнення, що дозволить Україні отримати стійкі конкурентні позиції на ринку моторного палива та нівелювати ризики збоїв у його постачаннях [3–7]. Інформаційною базою дослідження є дані Євростату [1] та Адміністрації енергетичної інформації США [2] за 2000–2020 рр. Оцінка паливної безпеки проводилася за методичним підходом [8], наведеним у *Додатку А*. Результати

оцінки паливної безпеки України у 2000–2020 рр. із проєкцією на 2022 р. наведено в *табл. 1.1* і на *рис. 1.1*.

Рівень паливної безпеки України скоротився із 84% у 2001 р. до 48% у 2020 р. У 2001–2007 рр. Україна мала відносно високі позиції за рівнем паливної безпеки в діапазоні 82–84%, зміцнення яких порівняно із 2000 р. відбувалося за рахунок екстенсивних чинників зростання, тобто збільшення рівня завантаження виробничих потужностей.

Однак непродумані кроки українського керівництва щодо продажу українських активів (Херсонського НПЗ, Лисичанського НПЗ, Одеського НПЗ) російським компаніям призвели до того, що після короткострокового періоду зміцнення паливної безпеки у подальшому, у 2008–2012 рр., спостерігалось послаблення її рівня із 76% до 66% внаслідок звуження виробництва як реакції на невідповідність інтенсивним чинникам розвитку, тобто неконкурентоспроможності національних виробництв порівняно із іноземними. У 2013–2020 рр. після зупинки більшості підприємств галузі через їх нерентабельність відбулося подальше падіння рівня паливної безпеки України – із 62% до 48%. До 2022 р. питання зміцнення паливної безпеки України майже не розглядалось через складність відновлення виробничого потенціалу нафтовидобувних і нафтопереробних підприємств. Війна Росії в Україні призвела до остаточного знищення ресурсного циклу моторного палива та обумовила подальше падіння рівня паливної безпеки до 23%.

Далі наведено аналіз динаміки паливної безпеки України за компонентами.

1. *Безпекова компонента за нафтою та газоконденсатом* мала слабкі позиції у 2000–2011 рр., коливаючись у діапазоні від 27% до 46%, після чого відбулося її зміцнення у 2012–2020 рр. до 78–85%, однак це було обумовлене:

- ★ зростанням достатності запасів для видобутку та споживання із 16 років та 6 років у 2000 р. до 24 років та 16 років у 2020 р. відповідно. Проте відбувалося це не завдяки збільшенню доведених покладів рідких вуглеводнів, а за рахунок скорочення обсягів видобутку екстенсивно оснажених запасів та обсягів нафтопереробки;

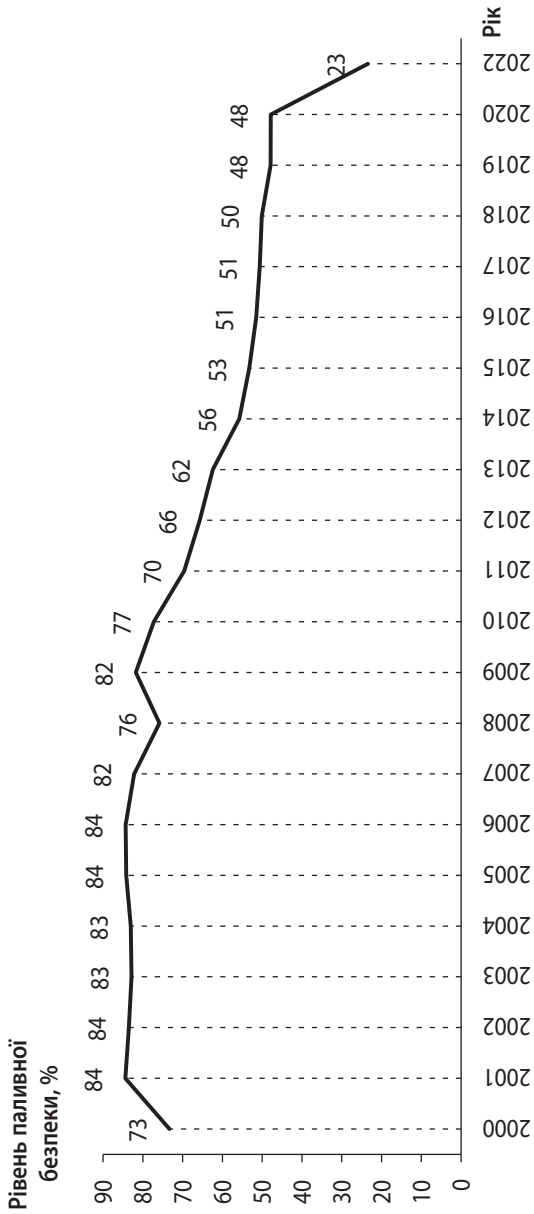


Рис. 1.1. Динаміка паливної безпеки в Україні у 2000–2020 рр. із проєкцією на 2022 р.

Джерело: розраховано за [1; 2].

Таблиця 1.1

Динаміка паливної безпеки в Україні у 2000–2020 рр.

Складова	Рік																				
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Безпекова компонента за нафтою та газоконденсатом	45	33	29	27	28	33	38	39	46	43	40	45	78	82	84	85	85	82	84	84	78
Достатність запасів для видобутку, років	16	16	15	15	14	13	13	13	13	15	16	17	17	19	21	23	25	27	25	24	24
Достатність запасів для споживання, років	6	3	3	2	2	3	4	4	5	5	5	6	12	15	19	21	21	19	19	18	16
Внутрішнє забезпечення видобутком споживання, %	39	22	17	16	17	23	30	31	39	35	31	38	67	80	92	91	81	71	75	75	67
Експортна залежність видобутку, %	7	2	11	37	10	2	4	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	0	0	3
Імпортна залежність споживання, %	64	79	85	90	85	75	71	68	60	64	68	63	31	20	6	8	19	33	25	24	34
Безпекова компонента за бензином	71	100	100	100	100	100	100	100	81	93	79	78	61	54	41	47	47	53	52	49	56
Внутрішнє забезпечення виробництвом споживання, %	52	89	100	106	105	97	83	80	61	69	62	65	39	27	23	27	30	37	37	32	39

Закінчення табл. 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Експортна залежність виробництва, %	0	2	9	8	9	11	7	3	7	8	20	34	28	22	22	3	0	1	0	0	0
Імпортна залежність споживання, %	48	13	9	3	7	12	23	23	42	36	46	50	48	45	68	59	67	65	64	66	59
Безпекова компонента за дизельним паливом	75	100	100	100	100	100	100	96	88	75	86	61	40	39	34	33	34	30	29	26	29
Внутрішнє забезпечення виробництвом споживання, %	58	107	120	125	117	108	81	74	65	77	68	46	23	19	16	15	18	13	13	11	12
Експортна залежність виробництва, %	13	21	24	25	20	20	13	21	30	23	18	32	36	7	9	0	0	28	32	40	32
Імпортна залежність споживання, %	51	17	10	7	9	16	34	44	64	42	44	64	77	71	90	93	101	106	105	108	118
Безпекова компонента за зрідженим газом	100	100	100	99	99	99	100	100	100	100	100	96	90	79	69	54	45	45	41	40	35
Внутрішнє забезпечення виробництвом споживання, %	111	126	142	147	156	147	116	115	103	93	93	87	70	58	51	40	30	26	23	22	22
Експортна залежність виробництва, %	14	22	30	32	36	35	20	14	7	6	0	19	12	0	0	0	0	0	6	14	32
Імпортна залежність споживання, %	5	2	0	0	2	3	7	4	5	13	8	33	38	42	50	71	80	71	77	78	113
Паливна безпека	73	84	84	83	83	84	84	82	76	82	77	70	66	62	56	53	51	51	50	48	48

Джерело: розраховано за [1, 2].

- ✦ зміною рівня внутрішнього забезпечення виробництва моторного палива власною сировиною: із 16% у 2003 р. до 31% у 2007 р., що було спричинене зростанням обсягів видобутку вуглеводнів на 22%; із 31% у 2010 р. до 92% у 2014 р., що було спричинене падінням обсягів нафтопереробки; із 91% у 2015 р. до 67% у 2020 р. – через падіння нафтовидобутку;
- ✦ скороченням імпоротної залежності із 90% у 2003 р. до 6% у 2014 р. і її подальшим зростанням до 34% у 2020 р.;
- ✦ експортною залежністю у 2000–2005 рр. у діапазоні 2–37%, 4% у 2017 р. і 3% у 2020 р. внаслідок відсутності достатнього попиту на сирі вуглеводні нафтопереробних підприємств України.

У 2022 р. прогнозується падіння безпекової компоненти за нафтою та газоконденсатом до 39%. Припускається, що внаслідок знищення нафтопереробного комплексу України весь обсяг нафтовидобутку буде експортуватися.

2. *Безпекова компонента за бензином* скоротилася зі 100% у 2001–2007 рр. до 56% у 2020 р. При цьому найнижчі її значення фіксувалися у 2014–2016 рр. на рівні 41–47%, тобто після зупинки проросійських НПЗ. Заміщення їх обсягів продукцією інших українських виробництв у 2017–2020 рр. дозволило частково відновити її рівень у діапазоні 49–56%.

Зростання обсягів нафтопереробки у 2000–2009 рр. обумовило зростання рівня забезпечення бензином внутрішнього ринку, який склав 69% у 2009 р. проти 52% у 2000 р., а у 2001–2005 рр. коливався в діапазоні 83–106%. У 2010–2014 рр. фіксувалося зниження рівня забезпечення бензином із 62% до 23%, яке вдалося здолати у 2015–2020 рр., збільшивши його рівень із 27% до 39%. Однак відбулося це не завдяки збільшенню виробництва бензину, а через скорочення його споживання в Україні внаслідок дизелізації автопарку та переобладнання бензинового парку на зріджений газ.

Невідповідність структури виробництва бензину структурі його споживання, недостатність національного виробництва обумовили постійне збільшення імпоротної залежності, яка зростала із 2% у 2003 р. до 66% у 2019 р., скоротившись до 59% у 2020 р.

Належність національних виробництв іноземним компаніям обумовила постійне зростання експортної залежності у 2000–2011 рр. із 0,5% до 34%. Зупинка виробництв не обумовила стрімкого падіння експортної залежності за бензином у 2012–2014 рр., яка поступово скорочувалася із 28% до 22% внаслідок вичерпання продукції в терміналах нафтопереробних підприємств. У 2015–2020 рр. експортна залежність за бензином знизилася із 3% до 0%.

Руйнація потужностей нафтопереробки в Україні обумовила різке падіння цієї безпекової компоненти до 19% у 2022 р.

3. *Безпекова компонента за дизельним паливом* скоротилася зі 100% у 2001–2005 рр. до 29% у 2020 р. Відбулося це внаслідок розширення місткості українського ринку дизельного палива, яке не було підкріплене власним його виробництвом.

Внутрішня забезпеченість дизельним паливом у 2001–2005 рр. була профіцитною та коливалася в діапазоні 107–125%. Із 2006 р. її рівень починає стрімко знижуватися – із 82% до 12% у 2020 р.

Водночас, імпортна залежність у 2001–2005 рр. коливалася в діапазоні 7–17% внаслідок невідповідності продуктового портфеля виробництва дизельного палива структурі споживчого попиту. Із 2006 р. імпортна залежність стрімко зростає із 33%, досягши 77% у 2012 р., а із 2016 р. імпорт перевищує власні споживчі потреби. У 2020 р. імпортна залежність сягнула 118% від власного споживання дизельного палива.

Експортна залежність виробництва дизельного палива стрімко зростала у 2000–2012 рр. із 12% до 36%. Зупинка виробництв у 2010–2012 рр. обумовила скорочення експортної залежності у 2013 р. і 2014 рр. до 7% і 9% відповідно. Однак, незважаючи на вкрай низьку забезпеченість дизельним паливом внутрішнього виробництва, експортна залежність у 2017–2019 рр. знаходилася в межах 28–40%. Тобто нафтопродуктові термінали України використовувалися для реекспорту імпортного дизельного палива.

Відсутність нафтопереробки в Україні обумовила падіння рівня цієї безпекової компоненти до 18% у 2022 р.

4. *Безпекова компонента за зрідженим газом* мала міцні позиції у 2001–2011 рр. на рівні 96–100%, але зупинка великих під-

приємств галузі одночасно зі стрімким розширенням попиту на цей вид моторного палива обумовила стрімке падіння її рівня, який у 2020 р. склав 35%.

Забезпеченість України зрідженим газом внутрішнього виробництва була надлишковою у 2000–2008 рр. і коливалася в діапазоні 103–156%. Основним виробником зрідженого газу в Україні був Шебелинський ГПЗ державної форми власності, який забезпечував половину його виробництва. Але закриття ряду підприємств галузі одночасно зі стрімким розширенням попиту на зріджений газ обумовили стрімке падіння рівня внутрішнього забезпечення у 2012–2020 рр., низившись у 2020 р. до 22%.

У 2000–2008 рр. імпортна залежність за зрідженим газом коливалася в межах 0,4–7,5%, тоді як його експортна залежність – в межах 7–36%. Переломним був 2009 р., коли відбулося переважання імпоротної залежності над експортною, значення яких склали 13% та 7% відповідно. Із того часу імпортна залежність постійно зростала, склавши у 2020 р. 113%, а експортна залежність, навпаки, скоротилася до 0% у 2013–2017 рр. Однак у 2018–2020 рр. експортна залежність починає знову зростати – із 6% до 32%, що означає відкриття реекспорту імпортного зрідженого газу з України.

Відсутність власного виробництва зрідженого газу в Україні обумовила падіння цієї безпекової компоненти у 2022 р. до 20%.

Отже, рівень паливної безпеки в Україні був обумовлений політикою іноземних компаній, власників українських виробництв, що призвело спочатку до розширення обсягів виробництва з орієнтацією на експорт, надалі – до експорту дефіцитних для України обсягів моторного палива, а згодом – і до повного припинення виробничої діяльності. Наразі нафтопродуктові термінали в Україні почали використовуватися як майданчики для реекспорту імпортного моторного палива. Зазначене, разом зі знищенням останніх виробничих потужностей, свідчить про те, що Україна перетворюється на країну із нульовим ресурсним циклом моторного палива, рівень паливної безпеки якої є вкрай низьким.

Разом із тим, якщо поглянути на європейські країни, більшість з них є нафтодефіцитними, проте прагнуть розвивати власне

виробництво моторного палива для забезпечення національних потреб і здолаття загроз паливній безпеці. Відсутність покладів сирих рідких вуглеводнів не означає нульовий ресурсний цикл моторного палива та ігнорування ризиків паливної безпеки. На *рис. 1.2* і в *табл. 1.2* наведено оцінку паливної безпеки України в європейському просторі у 2020 р. У *Додатку Б* наведено назви країн згідно із системою кодування ISO 3166.

Як видно з *рис. 1.2*, Україна в рейтингу паливної безпеки 30 європейських країн посіла 22 місце у 2020 р., при цьому порівняно із 2000 р. вона втратила 4 пункти, порівняно із 2005 р. – 6 пунктів, а порівняно із 2010 р. і 2015 р. – 5 пунктів.

Згідно з *табл. 1.2* безпекова компонента за нафтою та газовим конденсатом була найбільш сильною стороною паливної безпеки України в європейському вимірі. За цією компонентною Україна посідала 3 місце після Румунії та Данії. Вона має достатній рівень на 24 роки видобутку запасів, які помірно використовувала, а низькі обсяги нафтопереробки обумовлювали низький рівень імпоротної нафтової залежності. Водночас Румунія та Данія мають найбільші в ЄС поклади нафти, достатні ще на 25 та 18 років видобутку відповідно, які вони активно розробляють як для потреб власного нафтопереробного комплексу, так і для експорту.

Разом із тим, такі країни, як Норвегія та Велика Британія, що мають найбільші поклади нафти в Європі, посіли лише 7 та 22 місце відповідно: перша внаслідок потрапляння в пастку експортної залежності, а друга – через недостатність запасів та видобутку для потреб нафтопереробки. Після 2022 р. відсутність нафтопереробної промисловості в Україні при збереженні дійсних обсягів видобутку обумовить падіння безпекової компоненти за нафтою та газоконденсатом на 7 місце, оскільки весь їх обсяг буде експортуватися.

Рівень безпекової компоненти України за бензином перебував на 24 місці серед європейських країн. Порівняно із європейськими країнами Україна мала низький рівень внутрішнього забезпечення, помірний рівень імпоротної залежності та відсутність експортної залежності. Лідерами в Європі за цією компонентною виступали Німеччина, Франція, Польща, для яких її рівень скла-

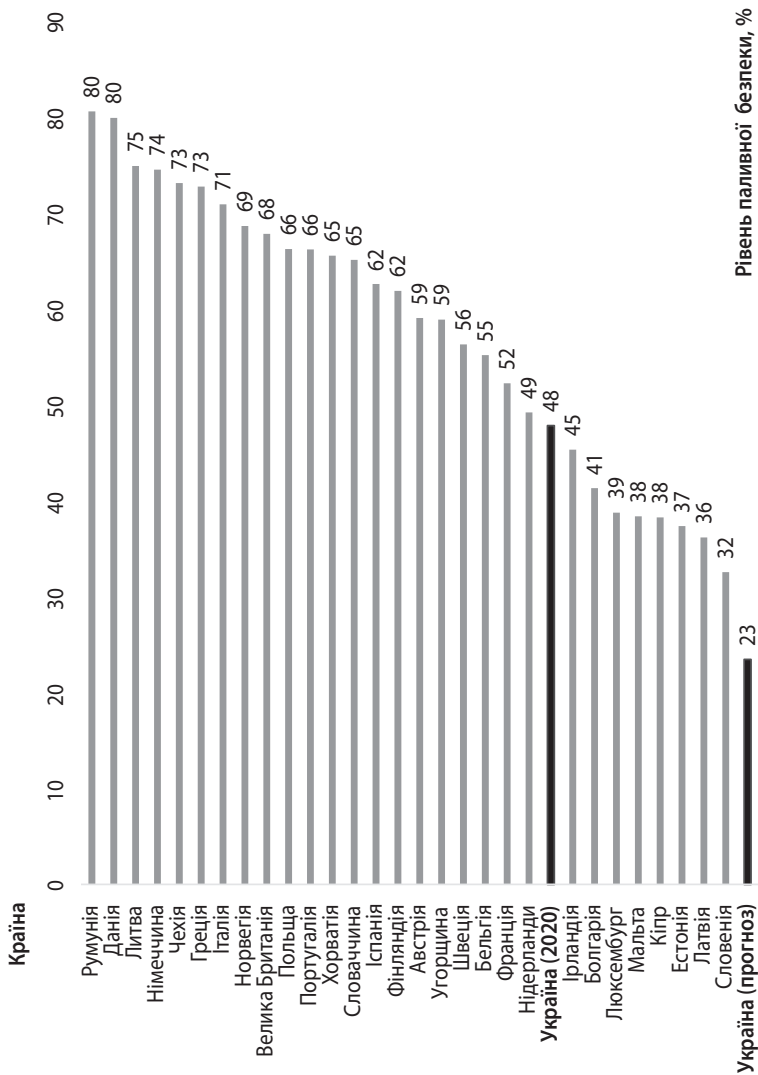


Рис. 1.2. Рейтинг паливної безпеки України в європейському просторі у 2020 р. із проєкцією на 2022 р.

Джерело: розраховано за [1; 2].

Таблиця 1.2

Оцінка паливної безпеки України в європейському просторі у 2020 р.

Країна	Нафта та газовий конденсат												Дизельне паливо						Зріджений газ														
	Достатність запасів для видобутку			Достатність запасів для споживання			Внутрішнє забезпечення			Експортна залежність			Імпортна залежність			Внутрішнє забезпечення			Експортна залежність			Імпортна залежність			Внутрішнє забезпечення			Експортна залежність			Імпортна залежність		
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20														
1																																	
AT	10	1	7	0	93	21	132	55	39	87	49	33	67	61	147	78	80	66	59														
BE		0	0		101	14	216	102	47	80	148	70	123	65	47	74	95	49	55														
BG		0	0		99	15	280	86	62	74	0	42	40	36	19	39	91	34	41														
CY						37	0		108	18	0		117	19	0		98	22	38														
CZ	24	0	2	0	102	53	87	34	40	88	55	29	54	72	86	40	51	79	73														
DE	8	0	2	0	98	17	109	27	10	100	79	25	41	90	97	8	43	86	74														
DK	18	9	50	31	66	82	187	53	39	88	88	67	45	82	198	59	22	96	80														
EE						37	0		335	9	0		100	21	0		88	24	37														
ES	18	0	0	0	99	40	190	55	26	98	116	149	22	93	44	48	48	63	62														
FI		0	0		100	14	355	71	52	78	244	59	0	96	24	4	80	41	62														

Закінчення табл. 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
FR	13	0	2	13	98	18	113	29	20	100	40	3	61	57	26	99	87	35	52
GR	16	0	0	97	102	15	256	100	24	96	299	82	49	79	167	41	13	98	73
HR	16	5	32	86	95	33	157	57	32	95	62	76	85	63	131	91	58	73	65
HU	3	0	14	20	89	24	89	25	35	94	85	45	49	82	24	77	99	33	59
IE		0	0		102	14	99	60	76	71	28	32	85	43	34	40	83	45	45
IT	14	1	10	3	90	74	208	51	6	98	118	34	24	99	44	20	70	57	71
LT	56	0	0	117	100	11	941	93	20	96	145	81	32	92	257	66	40	84	75
LU						37	0		101	18	0		100	21	0		104	21	39
LV						37	0		111	17	0		125	18	0		202	15	36
MT						37	0		107	18	0		105	20	0		106	21	38
NL	20	0	2	53	99	18	115	522	223	57	254	102	117	64	66	143	169	53	49
PL	19	1	4	21	97	21	97	5	8	100	73	3	25	100	26	54	86	38	66
PT		0	0		98	15	224	65	22	97	116	28	20	100	20	21	94	36	66
RO	25	8	33	1	67	84	244	62	8	97	100	21	23	100	130	57	54	76	80
SE		0	0		106	14	189	70	46	81	105	82	66	73	48	168	134	43	56
SK	33	0	0	50	101	19	218	73	39	86	142	67	45	82	121	47	83	68	65
SL	0			97		34	0		178	13	0		176	16	0		111	21	32
NO	15	55	359	77	14	37	471	101	67	72	122	59	44	83	131	545	48	75	69
UK	8	7	94	83	84	17	134	57	23	97	112	12	52	83	76	39	28	98	68
UA	24	16	67	3	34	78	40	0	59	56	14	0	118	29	22	1	113	35	48

дав 100%, що було обумовлено активним розвитком власного виробництва для забезпечення переважно внутрішніх потреб, тоді як 13 європейських країн були експортозалежними за виробництвом бензину, а саме: Бельгія, Болгарія, Данія, Іспанія, Фінляндія, Греція, Італія, Литва, Португалія, Румунія, Швеція, Словаччина, Норвегія. Аутсайдерами виступали імпортозалежні країни, які не мали власного виробництва бензину, а були зорієнтовані на його імпорт і реекспорт надлишків, серед яких: Естонія, Словенія, Латвія, Люксембург, Мальта та Кіпр. У випадку відсутності виробництва бензину в Україні вона в рейтингу опуститься на 25 місце за умови, якщо не буде реекспортувати імпортне паливо.

Рівень безпекової компоненти України за дизельним паливом також перебував на 24 місці серед 30 європейських країн. У 2020 р. Україна вже майже не мала власного виробництва дизельного палива, здійснюючи зовнішню торгівлю в режимі імпорт-реекспорт. Водночас в європейському просторі лідерами за цією компонентою виступали Польща, Португалія та Румунія, в яких частка внутрішнього виробництва коливалася в діапазоні 75–116%, а частка імпорту – 3–25%, експорту – 20–25%, що дозволило їм розділити 1 місце в рейтингу. Експортозалежними за дизельним паливом слід вважати 7 європейських країн, а саме: Бельгію, Фінляндію, Грецію, Литву, Нідерланди, Норвегію та Італію. 14 країн були імпортозалежними: Болгарія, Чехія, Німеччина, Данія, Франція, Хорватія, Угорщина, Ірландія, а також Естонія, Словенія, Латвія, Люксембург, Мальта та Кіпр (останні не мали власного виробництва дизельного палива і тому виступали як аутсайтери). У випадку відсутності виробництва дизельного палива в Україні вона в рейтингу опуститься на 30 місце, якщо буде продовжувати торгівлю дизпаливом у режимі імпорт-реекспорт.

Рівень безпекової компоненти України за зрідженим газом знаходився на 21 місці серед 30 європейських країн у 2020 р. Україна була здатна частково покрити власні потреби в зрідженому газі, забезпечуючи переважну їх частину через імпорт, водночас реекпортуючи його надлишки. Жодна з країн Європи не мала 100% рівня безпеки за цією компонентою. Серед лідерів виступали Ве-

лика Британія, Данія, Греція. При цьому експортозалежними були 5 країн: Данія, Греція, Хорватія, Литва та Норвегія. 18 країн були імпортозалежними, а саме: Бельгія, Болгарія, Іспанія, Фінляндія, Франція, Угорщина, Ірландія, Італія, Нідерланди, Польща, Португалія, Швеція та країни з нульовим ресурсним циклом моторного палива: Латвія, Люксембург, Словенія, Естонія, Мальта та Кіпр. За відсутності виробництва зрідженого газу Україна опуститься на 30 місце в рейтингу безпеки за цією компонентою.

У цілому, руйнація залишків нафтопереробного комплексу внаслідок широкомасштабної військової агресії з боку російської федерації обумовить падіння України на 3 місце в рейтингу паливної безпеки Європи.

На сьогоднішній день в Україні не працює жоден із великих НПЗ. Шебелинський ГПЗ і Кременчуцький НПЗ зупинили роботу на початку квітня 2022 р. через масовані ракетні удари агресора, після чого ще декілька разів піддавалися ракетним ударам з боку російської федерації; непрацюючі Одеський НПЗ і Лисичанський НПЗ також піддавалися ракетним ударам з боку агресора.

У цих умовах варто враховувати досвід інших країн світу, які були вимушені шукати та впроваджувати нові проекти розвитку паливної галузі в умовах критичної нестачі палива. Так, певні країни світу (наприклад, Південно-Африканська Республіка (ПАР), Німеччина та ін.) налагоджували виробництво моторних палив з альтернативної сировини – вугілля.

У 1950-ті роки, в період режиму апартеїду та міжнародного нафтового ембарго, ПАР змушена була налагодити випуск синтетичного рідкого палива з вугілля. І на цей час компанія Sasol Limited покриває 60% потреби країни в транспортному паливі за рахунок синтетичного рідкого палива [10; 11].

Німеччина у 1938 р. видобувала 550 тис. т нафти (0,2% світового обсягу видобутку), що покривало 10% потреб країни [12]. Через нестачу палива в країні було побудовано 25 заводів з виробництва синтетичного рідкого палива (СРП) з кам'яного та бурого вугілля, при цьому видобуток вугілля в 1937 р. у країні складав 230,7 млн т. За період 1938–1943 рр. у Німеччині відбулося суттєве

зростання обсягів випуску СРП (рис. 1.3), що дозволило їй закрити свої потреби в пальному [13].

**Обсяг виробництва
СРП, тис. т**

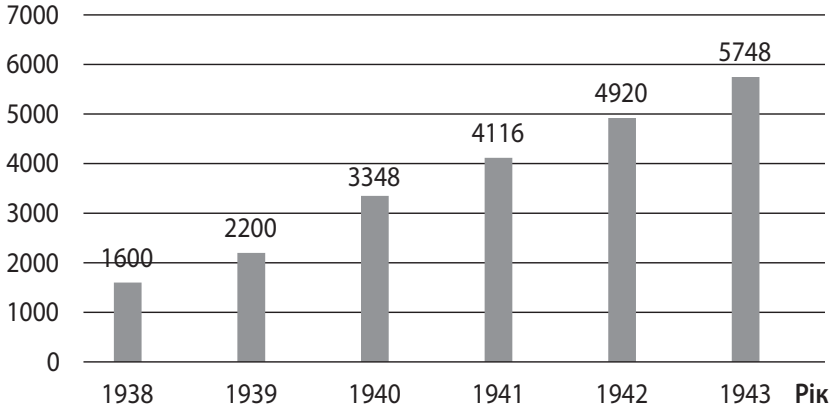


Рис. 1.3. Виробництво синтетичного рідкого палива в Німеччині в 1938–1943 рр.

Джерело: сформовано за [12].

Таким чином, оцінка паливної безпеки України серед європейських країн доводить, що міцні позиції мають не ті країни, на території яких розташовані значні поклади нафти та газового конденсату, які вони екстенсивно опановують, а, навпаки, країни, які активно розвивають виробництво готового моторного палива відповідно до споживчих потреб. В умовах, в яких опинилась Україна через агресію з боку російської федерації, доцільним є використання досвіду країн по забезпеченню потреб у моторному паливі із альтернативних джерел.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ І

1. Моторне паливо – енергетичний ресурс, який забезпечує пересування цивільного транспорту та військової техніки, що визначає його важливу роль в енергетиці та національній безпеці будь-якої країни світу.

2. За показником паливної безпеки у 2020 р. Україна зайняла 22 місце серед 28 країн Європи – членів ЄС. Після вторгнення РФ на територію України в лютому 2022 р. у країні були обстріляні ракетами та зупинилися останні два великі нафто-газопереробні підприємства – Кременчуцький НПЗ і Шебелинський ГПЗ. У зв'язку з цим прогнозується, що за показником паливної безпеки у 2022 р. Україна опуститься на 30 місце.

3. Напередодні Другої світової війни та під час її Німеччина, маючи всього 0,2% світового видобутку нафти, що покривало лише 10% потреб країни, побудувала 25 заводів з виробництва альтернативного синтетичного рідкого палива з кам'яного та бурого вугілля.

4. Південна-Африканська Республіка (ПАР) у 1950-ті роки, в період режиму апартеїду та міжнародного нафтового ембарго, змушена була також налагодити випуск синтетичного рідкого палива з вугільної сировини. На сьогодні компанія Sasol Limited (ПАР) покриває 60% потреб країни в транспортному паливі за рахунок синтетичного рідкого палива.

БІБЛІОГРАФІЯ ДО РОЗДІЛУ І

1. Eurostat Database / European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
2. International Data / U. S. Energy Information Administration. URL: <https://www.eia.gov/international/data>
3. Measuring Short-Term Energy Security / International Energy Agency. URL: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Moses.pdf>

4. Global Energy Assessment. Energy and Security / International Institute for Applied Systems Analysis. URL: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/Chapter5.en.html>
5. Шпілевський В. В., Сапронов Ю. А., Салашенко Т. І. Аналітичні аспекти оцінки енергетичної залежності в нафтодефіцитних країнах. *Проблеми економіки*. 2013. № 1. С. 14–21. URL: https://www.problecon.com/export_pdf/problems-of-economy-2013-1_0-pages-14_21.pdf
6. Кизим М. О., Шпілевський В. В., Салашенко Т. І., Борщ Л. М. Ідентифікація національної моделі енергетичної безпеки України: системні складові та пріоритетні напрями. *Бізнес Інформ*. 2016. № 6. С. 79–89. URL: https://www.business-inform.net/export_pdf/business-inform-2016-6_0-pages-79_89.pdf
7. Кизим М. О., Салашенко Т. І., Хаустова В. Є., Лелюк О. В. Концептуальні засади зміцнення паливної безпеки національної економіки. *Проблеми економіки*. 2017. № 1. С. 79–88. URL: https://www.problecon.com/export_pdf/problems-of-economy-2017-1_0-pages-79_88.pdf
8. Рудика В. І. Стратегія розвитку паливного комплексу України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2017. 288 с.
9. ISO 3166 «The International Standard for country codes and codes for their subdivisions» / ISO online browsing platform. URL: <https://www.iso.org/obp/ui/#search>
10. SASOL: South Africa's from coal story – background for environmental assessment / U. S. Environmental Protection Agency, Washington, D. C., EPA/600/8-80/002 (NTIS PB80148752), 1980.
11. Скляр М. Г., Шульга И. В., 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. 23–28.
12. Экономика капиталистических стран после Второй мировой войны. Статистический сборник. М., 1959. 972 с.
13. Karlsch R., Stokes R.G. Faktor Öl: Die Mineralölwirtschaft in Deutschland 1859–1974. Munchen, 2003. 205 S.

РОЗДІЛ ІІ. СПОЖИВЧИЙ РИНОК МОТОРНОГО ПАЛИВА В УКРАЇНІ

Сира нафта є джерелом палива, що найбільш широко використовується у світі та задовольняє близько третини енергетичних потреб. Вона також використовується для виробництва інших продуктів, у тому числі пластмаси, синтетичних волокон, бітуму та ін. Обсяг світового ринку нафти значно більше, ніж для будь-якого іншого товару – з точки зору як фізичного виробництва, так і діяльності фінансового ринку, зміни на якому мають взаємозалежний і взаємопов'язаний вплив на національні ринки.

Динаміку структури формування пропозиції ринку сирової нафти в Україні у 2009–2020 рр. наведено на *рис. 2.1*.

З *рис. 2.1* видно, що основною складовою формування пропозиції на нафту в Україні є власне виробництво – 66,08%. Імпорт забезпечує 33,92% пропозиції нафти на вітчизняному ринку. У 2009 р. порівняно з 2020 р. частка імпорту на ринку нафти в Україні складала 64,52%. Формування такої структури пропозиції відбувається на тлі зменшення в Україні видобутку нафти у 2009–2020 рр.

Показники, що характеризують динаміку видобутку нафти та газового конденсату, наведено на *рис. 2.2*.

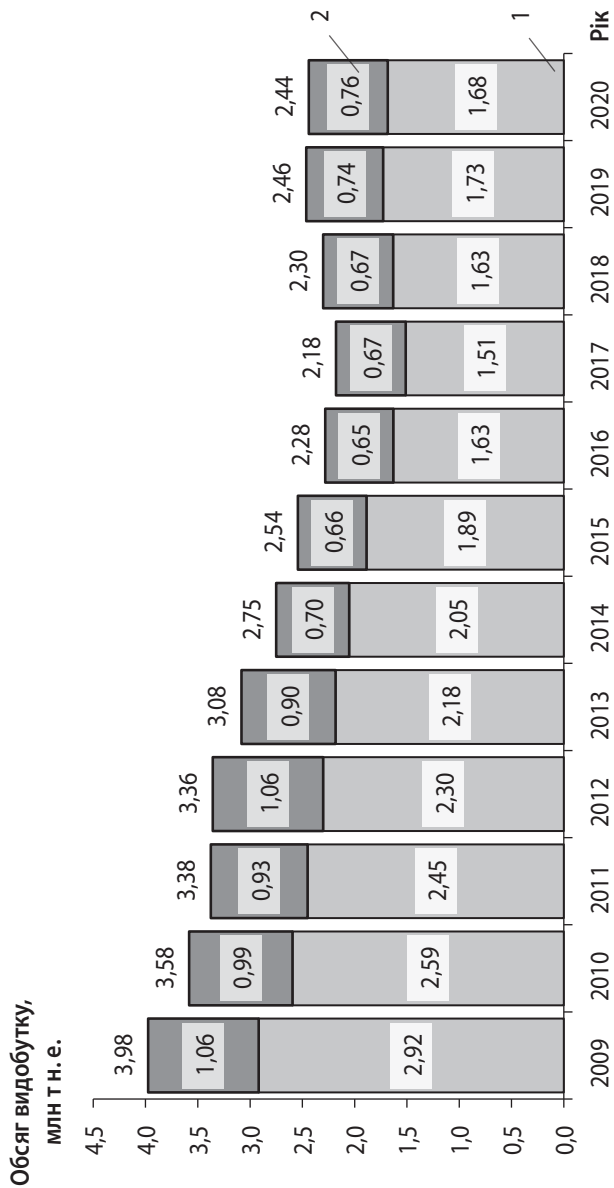
Як видно з *рис. 2.2*, з 2010 р. обсяги видобутку нафти та газового конденсату неухильно знижуються. Так, у 2020 р., порівняно з 2009 р., обсяги видобутку нафти та газового конденсату в Україні зменшилися на 1,54 млн т н. е., або на 38,7%.



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.1. Динаміка структури формування пропозиції на ринку сирової нафти у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–29].



Примітка: 1 – нафта; 2 – газовий конденсат.

Рис. 2.2. Динаміка видобутку нафти та газового конденсату в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–27; 30].

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

Динаміку експорту з України нафти та газового конденсату наведено на *рис. 2.3*.

Обсяг експорту,

тис. т н. е.

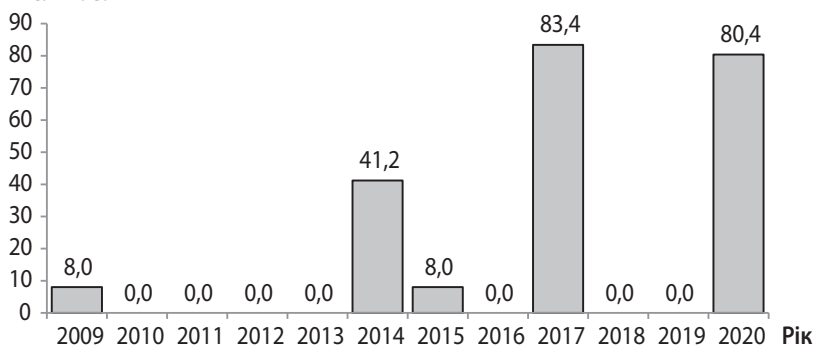


Рис. 2.3. Динаміка експорту нафти та газового конденсату в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–5; 26–29].

Як видно з *рис. 2.3*, у 2020 р., порівняно з 2009 р., відбулося суттєве збільшення поставок з України нафти та газового конденсату на експорт, а саме – на 72,4 тис. т н. е. Найбільший обсяг експорту зафіксовано у 2017 р. – 83,4 тис. т н. е.

Дані, що характеризують динаміку імпорتنих поставок в Україну нафти та газового конденсату у 2009–2020 рр., наведено на *рис. 2.4*.

Як видно з *рис. 2.4*, упродовж 2009–2020 рр. відбулося суттєве скорочення поставок в Україну імпорتنної нафти та газового конденсату, а саме – на 5967 тис. т н. е., або на 82,7%. Відзначається різке скорочення імпорتنних поставок нафти у 2012 р.

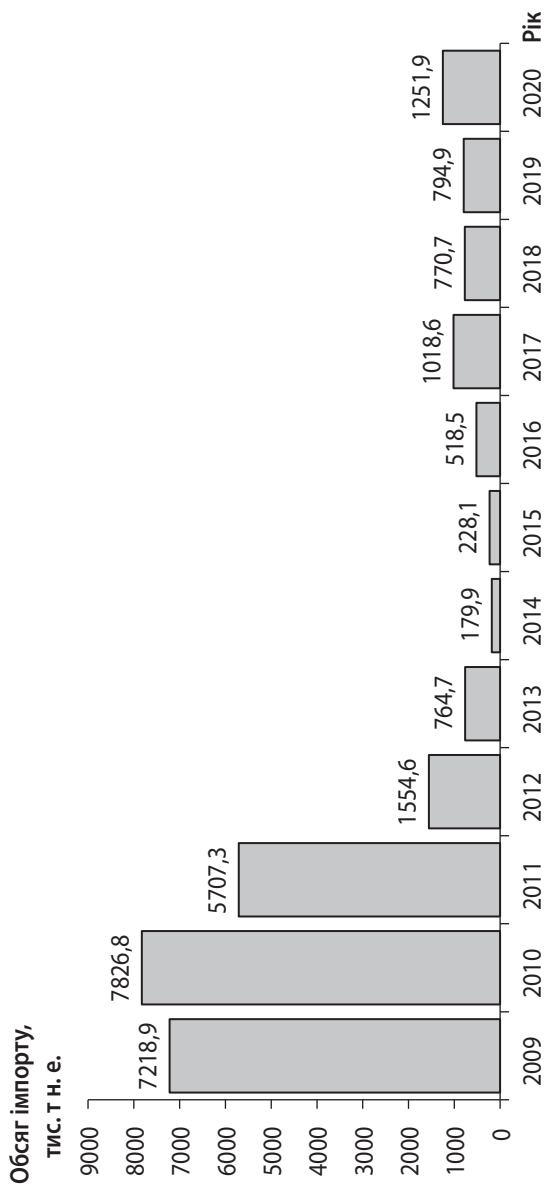


Рис. 2.4. Динаміка імпорту нафти та газового конденсату в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–5; 26–29].

Порівняння географічної структури імпорту Україною нафти та нафтопродуктів сирих у 2009 р. і у 2020 р. з країн Митного Союзу (Росія, Казахстан) та інших країн світу наведено на *рис. 2.5*.

Як видно з *рис. 2.5*, імпорт нафти сирової та газового конденсату в Україну за період, що аналізувався, в основному здійснювався лише з однієї країни. При цьому основним імпортером в Україну у 2009 р. була Росія, а у 2020 р. – Азербайджан, на частку якого припадає близько 70,2% імпорту (873,8 тис. т н. е.).

За таких умов не можна говорити про достатній рівень диверсифікації поставок у даній сфері, що є питанням забезпечення енергетичної безпеки країни. Адаже на інші країни припадає лише 29,8% імпорту нафти у країну, а саме: на США – 23,29% (290,12 тис. т н. е.), на Лівію – 6,53% (81,3 тис. т н. е.) та на Латвію – 0,03% (0,36 тис. т н. е.).

Головним регулятором сфери нафтокористування в Україні є ринок моторного палива. Співвідношення попиту та пропозиції, тобто кон'юнктура цього ринку є визначальним чинником формування умов обігу моторного палива в країні.

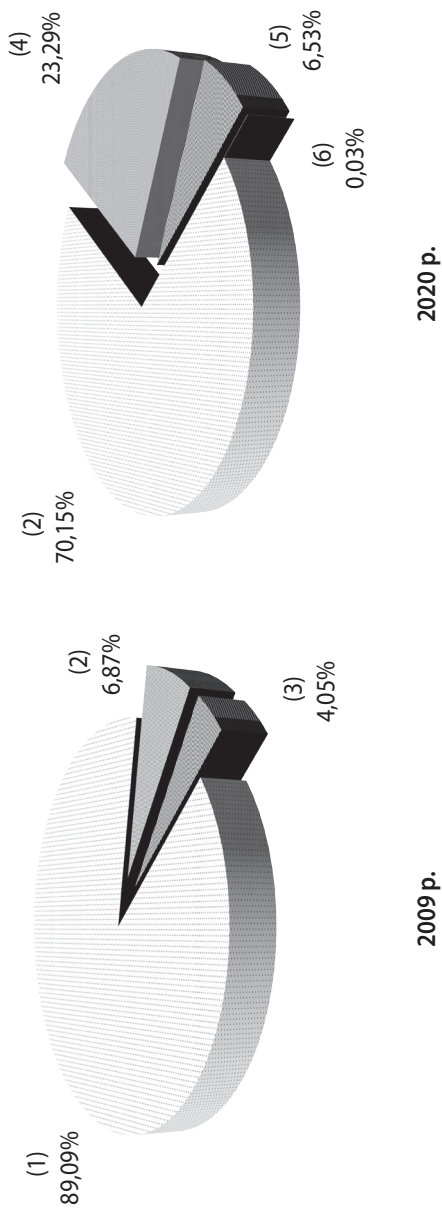
На *рис. 2.6* наведено динаміку структури попиту на моторне паливо в Україні.

З *рис. 2.6* видно, що у 2020 р. попит на моторне паливо становив 12,12 млн т н. е. У цілому у 2009–2020 рр. попит на моторне паливо зріс на 0,91 млн т н. е., або на 8,1%. Спостерігалось зменшення попиту на бензин у 2009–2020 рр. на 2,36 млн т н. е., або на 54,9%, та збільшення попиту на дизельне паливо на 2,37 млн т н. е. (на 43,9%) і ЗПГ на 1,21 млн т н. е. (на 140,7%).

Структуру попиту на моторне паливо в Україні наведено на *рис. 2.7*.

З *рис. 2.7* видно, що відбувається заміщення в попиті бензину на дизельне паливо. Так, з 2009 р. по 2020 р. частка дизельного палива в загальному обороті моторного палива зросла на 15,95 процентних пункти. У 2020 р. структура попиту на моторне паливо виглядала таким чином: дизельне паливо – 64,11%, бензин моторний – 18,4%, ЗПГ – 17,08% та біопаливо – 0,41%.

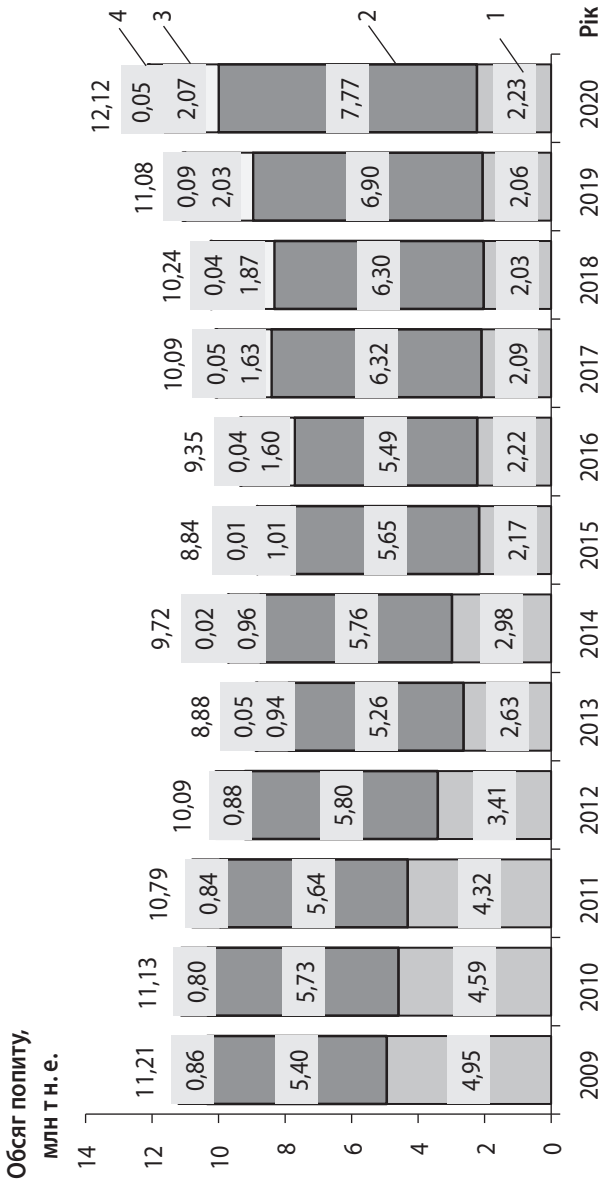
Динаміку структури пропозиції моторного палива та її зміни в період 2009–2020 рр. наведено на *рис. 2.8* і *рис. 2.9*.



Примітка: 1 – Росія; 2 – Азербайджан; 3 – Казахстан; 4 – США; 5 – Лівія; 6 – Латвія.

Рис. 2.5. Географічна структура імпорту нафти та нафтопродуктів сирих в Україну у 2009 р. і у 2020 р.

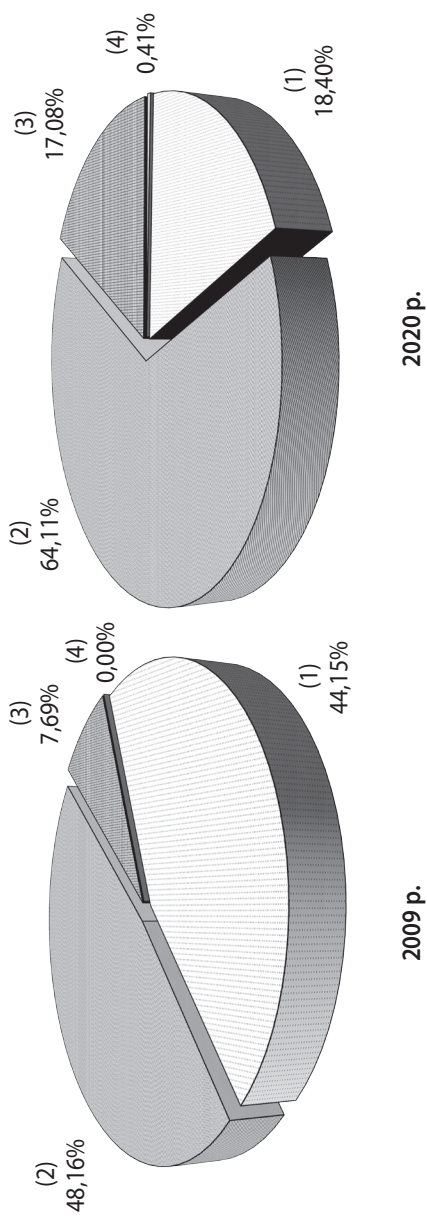
Джерело: сформовано на основі [5; 28; 29].



Примітка: 1 – бензин моторний; 2 – дизельне паливо; 3 – зріджений природний газ (ЗПГ); 4 – біопаливо.

Рис. 2.6. Динаміка структури попиту на моторне паливо в Україні у 2009–2020 рр.

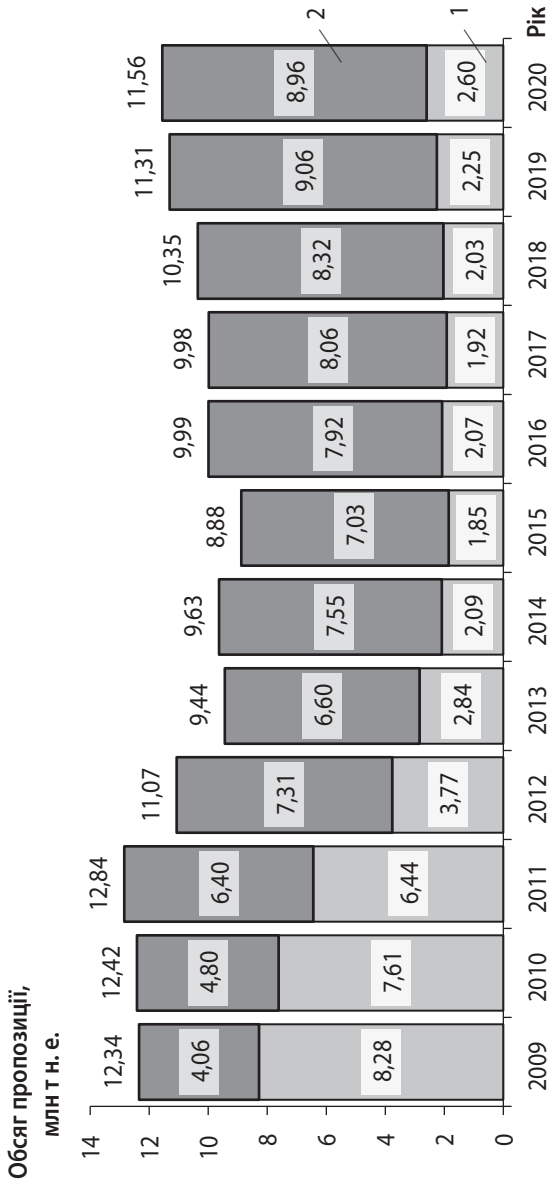
Джерело: сформовано на основі [1–5; 20–31].



Примітка: 1 – бензин моторний; 2 – дизельне паливо; 3 – зріджений природний газ (ЗПГ); 4 – біопаливо.

Рис. 2.7. Структура попиту на моторне паливо в Україні

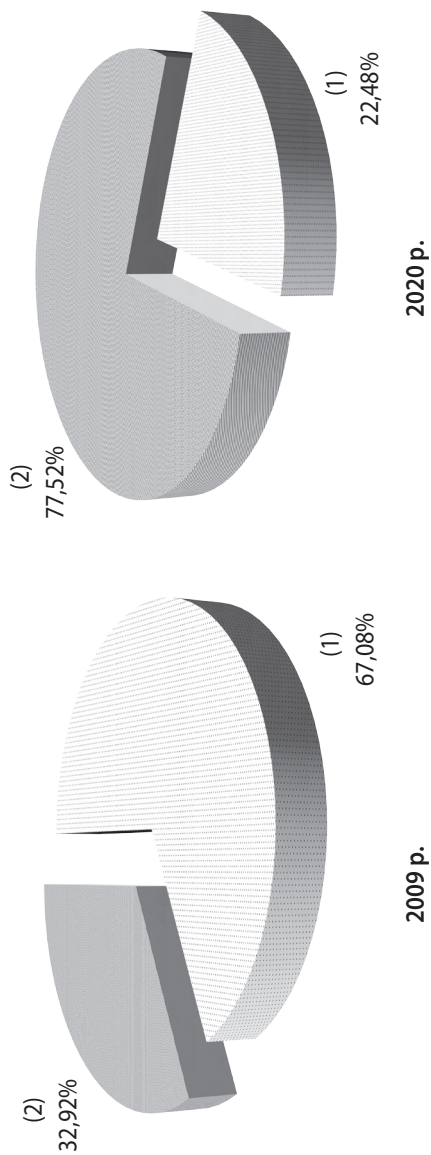
Джерело: сформовано на основі [1–5; 23–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.8. Динаміка структури пропозиції моторного палива в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.9. Структура пропозиції моторного палива в Україні

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].

З рис. 2.8 і рис. 2.9 видно, що скорочення попиту викликало відповідне скорочення пропозиції на ринку моторного палива України. Скорочення пропозиції супроводжувалося й 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 77,52% у 2020 р. Обсяг пропозиції моторного палива у 2020 р. склав 11,56 млн т н. е.

Структуру виробництва та імпорту моторного палива за видами наведено на *рис. 2.10*.

З рис. 2.10 видно, що структура імпорту (8,959 млн т н. е.) моторного палива в Україні за його видами становила: дизельне паливо – 68,51%, бензин – 11,78%, зріджений природний газ – 19,15% і біопаливо – 0,56%.

Структура виробництва (2,597 млн т н. е.) моторного палива в Україні за його видами складала: дизельне паливо – 51,73%, бензин – 37,13%, зріджений природний газ – 11,11% і біопаливо – 0,03%.

Основною причиною збільшення обсягів імпорту моторного палива в країну була відміна ввізного мита на імпортовані нафтопродукти на тлі відносно низької якості нафтопродуктів українського виробництва.

Динаміку структури пропозиції бензину автомобільного та її зміни в період 2009–2020 рр. наведено на *рис. 2.11* і *рис. 2.12*.

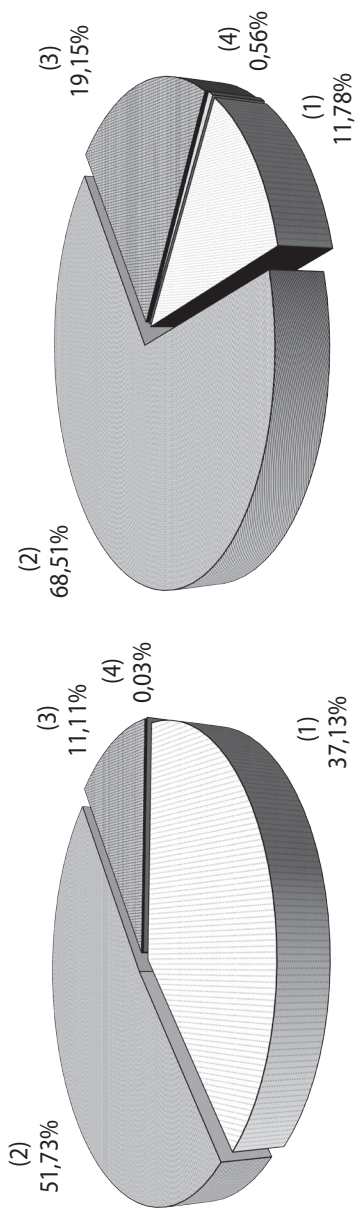
З рис. 2.11 видно, що динаміка пропозиції бензину автомобільного має тенденцію до зниження. Так, у 2020 р. порівняно з 2009 р. пропозиція скоротилася на 3,06 млн т н. е., або на 60,9%.

З рис. 2.12 видно, що основним джерелом формування пропозиції бензину автомобільного в Україні у 2020 р. був імпорт. За аналізований період частка імпорту в загальній величині пропозиції бензину автомобільного збільшилась з 33,98% до 58,96%.

Географічну структуру імпорту бензину автомобільного наведено на *рис. 2.13*.

З рис. 2.13 видно, що структура імпорту бензину автомобільного в Україні у 2020 р. по країнах світу є такою: Білорусь – 78,0%, Литва – 21,3% та інші – 0,7%.

Динаміку структури пропозиції дизельного палива та її зміни в період 2009–2020 рр. наведено на *рис. 2.14* і *рис. 2.15*.



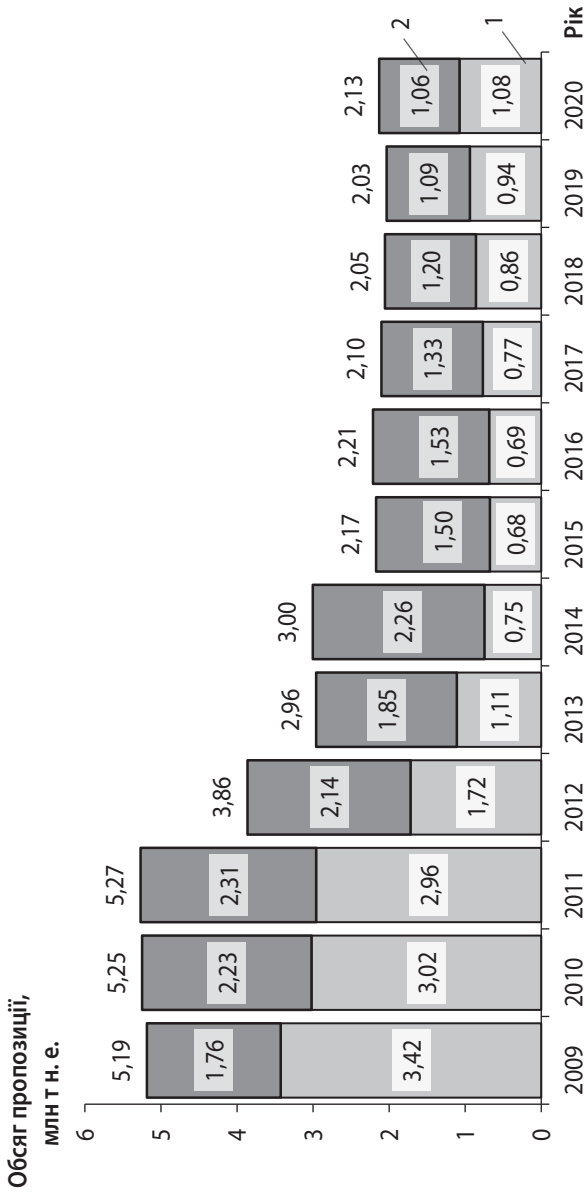
Вітчизняне виробництво

Імпорт

Примітка: 1 – бензин моторний; 2 – дизельне паливо; 3 – зріджений природний газ (ЗПГ); 4 – біопаливо.

Рис. 2.10. Структура виробництва та імпорту моторного палива за видами в Україні у 2020 р.

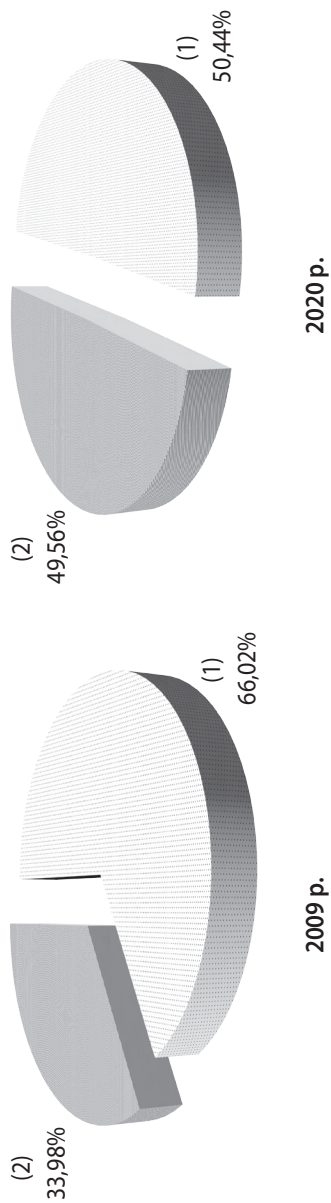
Джерело: сформовано на основі [1–5; 20–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.11. Динаміка структури пропозиції бензину автомобільного в Україні у 2009–2020 рр.

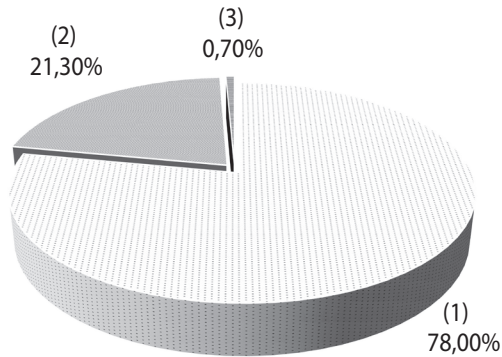
Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.12. Структура пропозиції бензину автомобільного в Україні

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – Білорусь; 2 – Литва; 3 – інші.

Рис. 2.13. Географічна структура імпорту бензину автомобільного в Україні у 2020 р.

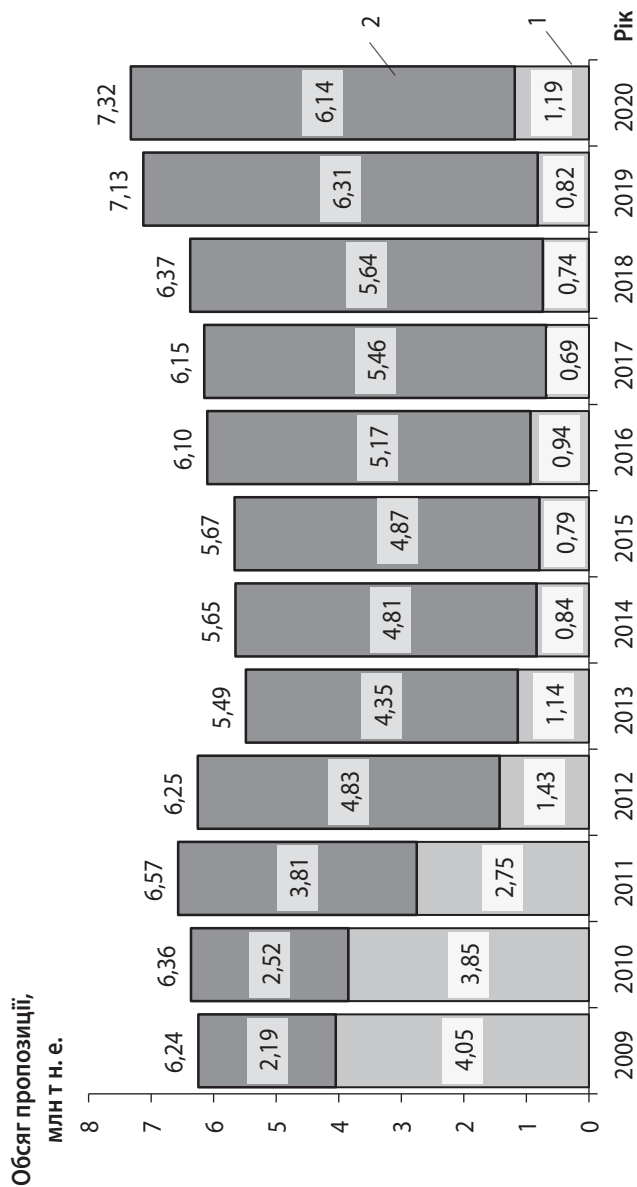
З рис. 2.14 і рис. 2.15 видно, що, на відміну від пропозиції бензину автомобільного у 2020 р. порівняно з 2009 р., пропозиція дизельного палива зросла на 1,08 млн т н. е., або на 17,3%. Основною складовою формування пропозиції дизельного палива в Україні у 2020 р. був імпорт, частка якого в загальному постачанні складала 83,8%. За період, що аналізувався, частка, а отже, і значущість імпорту дизельного палива на ринку країни зросла у 2,4 разу.

Географічну структуру імпорту дизельного палива наведено на рис. 2.16.

З рис. 2.16 видно, що структура імпорту дизельного палива в Україні у 2020 р. по країнах світу має такий вигляд: РФ – 41,78%, Білорусь – 34,95%, Литва – 10,89% та інші – 12,38%.

Основним чинником, який визначив зростання обігу дизельного палива в країні на фоні зниження обігу бензину автомобільного, була стала тенденція відставання зростання цін на дизельне паливо від зростання цін на бензин автомобільний.

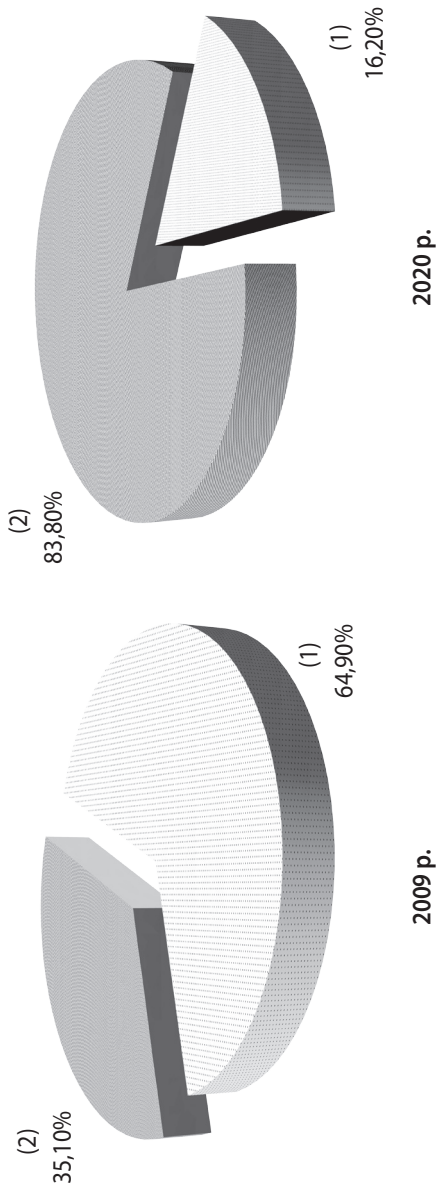
Динаміку структури пропозиції зрідженого природного газу та її зміни в період 2009–2020 рр. наведено на рис. 2.17 і рис. 2.18.



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.14. Динаміка структури пропозиції дизельного палива в Україні у 2009–2020 рр.

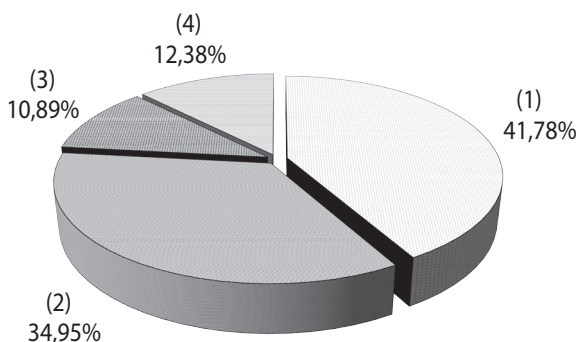
Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.15. Структура пропозиції дизельного палива в Україні

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – РФ; 2 – Білорусь; 3 – Литва; 4 – інші.

Рис. 2.16. Географічна структура імпорту дизельного палива в Україні у 2020 р.

З рис. 2.17 і рис. 2.18 видно, що у 2020 р. порівняно з 2009 р. пропозиція зрідженого природного газу зросла на 1,14 млн т н. е., або на 125,3%. Основною складовою формування пропозиції зрідженого природного газу в Україні у 2020 р. був імпорт, частка якого в загальному постачанні склала 83,64%. За період, що аналізувався, частка, а отже, і значущість імпорту зрідженого природного газу на ринку країни зросла в 15,6 разу.

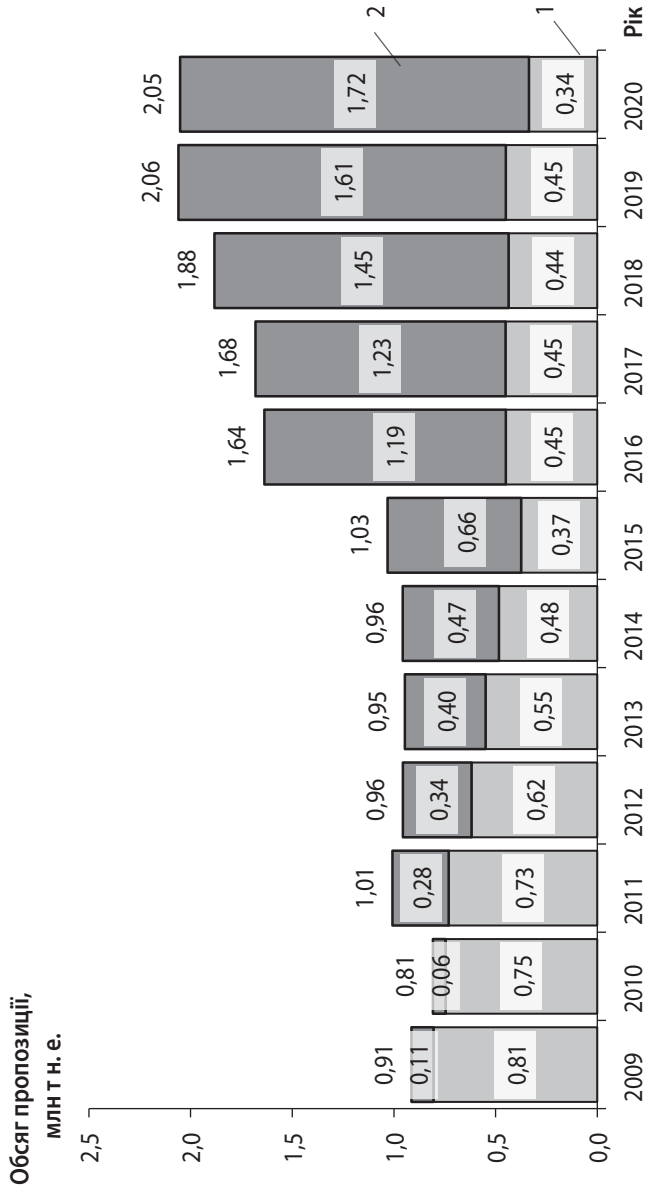
Географічну структуру імпорту зрідженого природного газу наведено на *рис. 2.19*.

З рис. 2.19 видно, що структура імпорту зрідженого природного газу в Україні у 2020 р. по країнах світу має такий вигляд: РФ – 44,0%, Казахстан – 23,0%, Білорусь – 16,0% та інші – 17,0%.

Динаміку структури пропозиції біопалива та її зміни в період 2013–2020 рр. наведено на *рис. 2.20* і *рис. 2.21*.

З рис. 2.20 видно, що загальний обсяг пропозиції біопалива у 2020 р. склав 51,11 тис. т н. е. Порівняно з 2013 р. пропозиція зросла на 4,03 тис. т н. е., або на 8,6%. Найвищий показник пропозиції було зафіксовано у 2019 р. – 92,52 тис. т н. е.

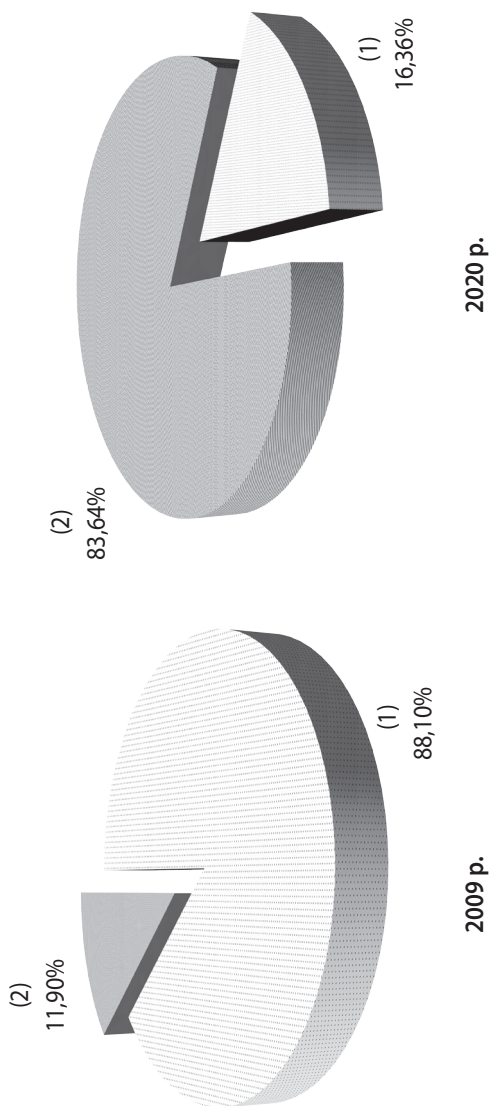
З рис. 2.21 видно, що основним джерелом формування пропозиції біопалива в Україні у 2020 р. був імпорт. За аналізований



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.17. Динаміка структури пропозиції зрідженого природного газу в Україні у 2009–2020 рр.

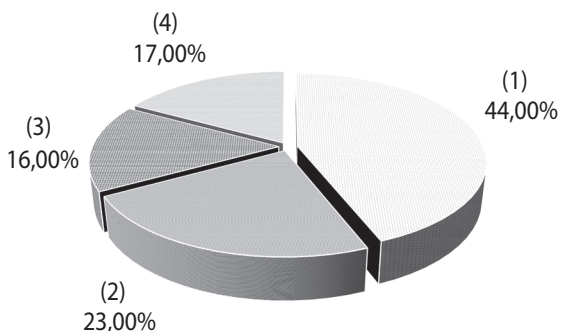
Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.18. Структура пропозиції зрідженого природного газу в Україні

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – РФ; 2 – Казахстан; 3 – Білорусь; 4 – інші.

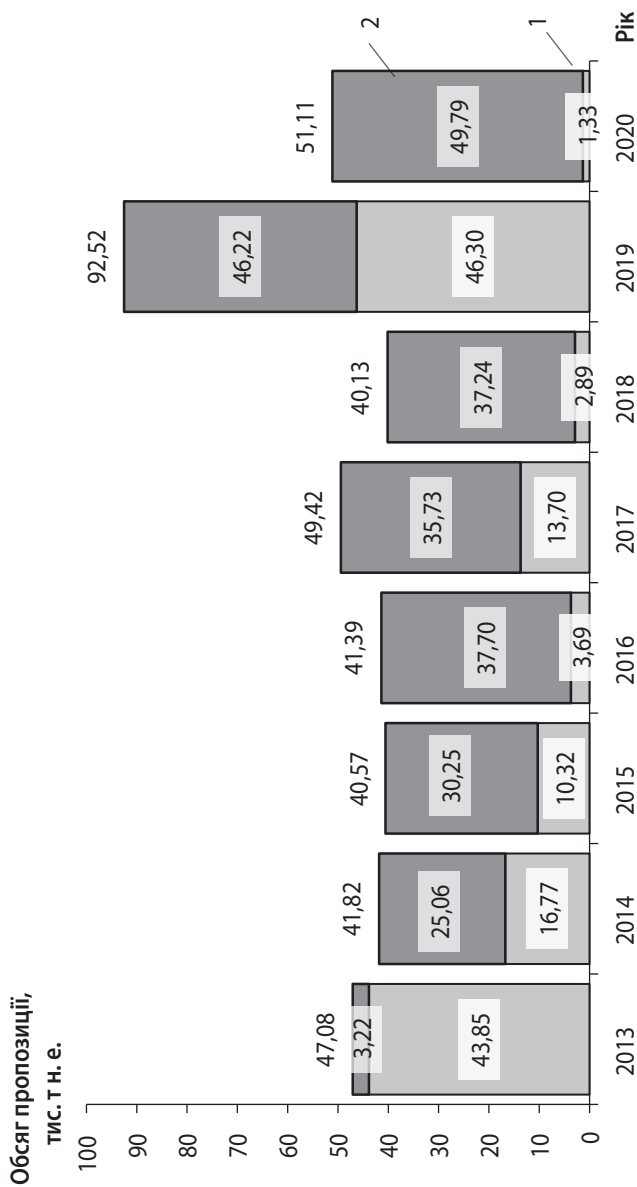
Рис. 2.19. Географічна структура імпорту зрідженого природного газу в Україні у 2020 р.

період частка імпорту в загальній величині пропозиції біопалива збільшилася з 6,85% до 97,4%.

Таким чином, можна констатувати, що тенденції змін на національному ринку моторного палива визначені негативним впливом скорочення попиту в результаті зростання цін, яке, своєю чергою, викликане структурним зсувом у поставках на користь імпорту готового моторного палива. Дана тенденція ще більше посилює наслідки проблем, що сьогодні постали перед нафтопереробною галуззю України.

Зменшення обсягів виробництва всіх видів світлих 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 модернізованих заводах негативна. Тому залишається або працювати собі в збиток, або економити на податках, якості та інших видатках. Це сталося тому, що на тлі поширеної практики надання преференцій близьким до влади учасникам ринку вітчизняні підприємства не були зацікавлені та практично не проводили модернізацію.

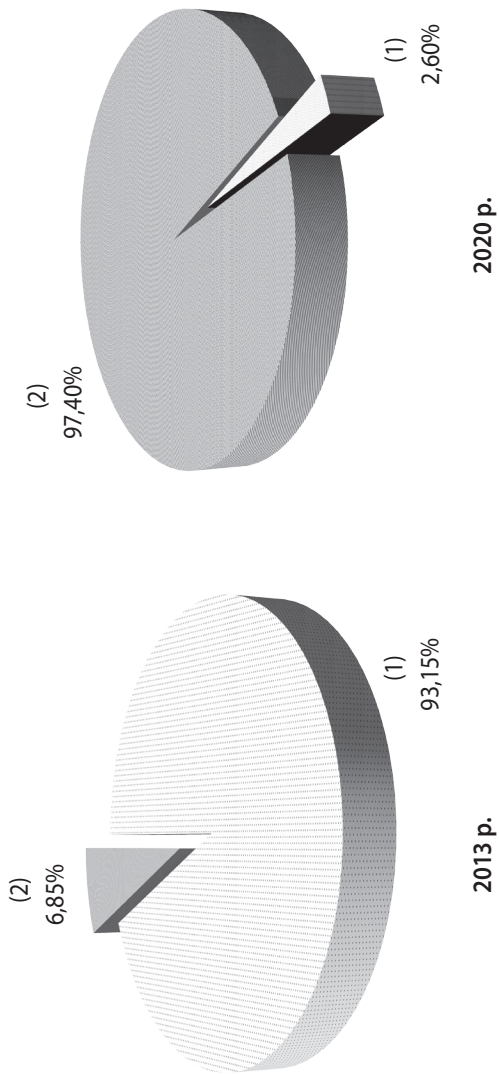
Роль і значення моторного палива в загальному енергопостачанні України оцінено за допомогою розрахунку частки мотор-



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.20. Динаміка структури пропозиції біопалива в Україні у 2013–2020 р.

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].



Примітка: 1 – вітчизняне виробництво; 2 – імпорт.

Рис. 2.21. Структура пропозиції біопалива в Україні

Джерело: сформовано на основі [1–5; 14–31].

ного палива в загальному енергетичному потоці за різними показниками та наведено в *табл. 2.1*.

З даних *табл. 2.1*, видно, що у 2020 р. частка моторного палива в загальному виробництві енергії склала 4,55%, в імпорті – 29,16%, експорті – 0,26%, у споживанні (внутрішнє постачання) – 14,0% та в кінцевому споживанні – 19,33%. Такі дані свідчать про те, що моторне паливо відіграє важливу роль у загальному енергопостачанні України. Порівнюючи показники 2020 р. з показниками 2009 р., відзначимо значне зменшення частки моторного палива у виробництві енергії та стрімке зростання частки в імпорті. Це ще раз підтверджує той факт, що в Україні скорочуються обсяги власного виробництва моторного палива, які заміщуються імпортованими товарами. Таке положення суттєво загрожує національній енергетичній та економічній безпеці України.

Отже, основними факторами, що впливають на виробництво моторного палива в Україні, є:

- ✦ низький технологічний рівень переробки та якості продуктів;
- ✦ низька маржа нафтопереробки;
- ✦ несуттєве фінансування модернізації виробництва;
- ✦ сировинна залежність;
- ✦ значні обсяги імпорту моторного палива.

На тлі вищенаведених факторів закономірним видається 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.

Оцінивши стан нафтової та нафтопереробної галузі України, можна зробити висновок, що на даний момент існує системна криза нафтопереробної галузі, основними причинами якої є:

- ✦ *по-перше*, недостатність обсягів вітчизняного нафтовидобутку для задоволення потреб національної нафтопереробки;
- ✦ *по-друге*, неефективність заходів державного регулювання вітчизняного ринку готових нафтопродуктів;
- ✦ *по-третє*, орієнтованість на імпорт готових моторних палив.

Таблиця 2.1

Динаміка частки моторного палива в загальному енергетичному потоці
у 2009–2020 рр., %

Показник	Рік											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Виробництво	10,40	9,64	7,51	4,41	3,29	2,70	2,87	3,26	3,25	3,34	3,72	4,55
Імпорт	8,38	9,37	11,03	15,71	16,59	22,00	22,44	27,21	22,97	24,61	26,03	29,16
Експорт	17,38	13,98	19,69	13,44	3,91	3,47	1,87	0,26	10,63	17,05	18,35	0,26
Споживання (внутрішнє постачання)	9,76	8,38	8,51	8,21	7,63	9,20	9,52	10,18	11,24	10,91	12,36	14,00
Кінцеве споживання	17,18	16,37	16,36	17,34	17,30	16,62	18,36	18,29	19,03	18,89	20,55	19,33

Джерело: складено на основі [1–5].

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ II

1. Обсяги первинної переробки нафти сирової та газового конденсату в Україні з 2009 по 2020 рр. зменшилися на 75,8% і становили 2787 тис. т. За цей самий час завантаження виробничих потужностей знизилася з 67% до 27,8%.

2. Обсяги виробництва бензину в Україні у 2020 р. становили 1023 тис. т, що на 68,6% менше, ніж у 2009 р., а обсяги виробництва дизельного палива в Україні з 2009 по 2020 рр. зменшилися на 70,7% і становили 1127 тис. т.

3. На кінець 2020 р. в Україні працювало два великі нафто- та газопереробних підприємства із семи, що переробляли нафтогазовий конденсат, а саме: Кременчуцький НПЗ – 2 369 тис. т і Шебелинський ГПЗ – 390,2 тис. т, які у 2022 р. припинили свою роботу через військову агресію РФ на територію України. Крім того, обидва підприємства отримали суттєві руйнування внаслідок ракетних ударів з боку ЗС РФ.

4. Державі на 100% належать два підприємства: Одеський НПЗ (власник ДП «Укртранснафтопродукт») і Шебелинський ГПЗ (власник – «Нафтогаз України»). Три підприємства контролює Група Приват: Кременчуцький НПЗ (57% власності), Дрогобицький НПЗ (75%), Надвірнянський НПЗ (73%). Лисичанський НПЗ належить російському бізнесу (ПАО НК «Роснафта» – 100%). Власником Херсонського НПЗ є українська ГП «Контініум» – 100%.

5. Найбільшими за номінальною потужністю з первинної переробки нафти є Кременчуцький НПЗ (18,6 млн т на рік) і Лисичанський НПЗ (16,0 млн т на рік); за глибиною переробки – вони ж, відповідно 72,2% і 71,5%. Найбільш перспективними з точки зору переробки нафти та газового конденсату є, відповідно, Кременчуцький НПЗ і Шебелинський ГПЗ.

6. Український ринок у 2020 р. споживав 12,12 млн т н. е. моторного палива, з яких 64,11% – дизельне паливо, 18,4% – бензин і 17,08% – зріджений природний газ.

7. Імпортозалежність України за видами моторного палива у 2020 р. становить: дизельне паливо – 79,0%, бензин – 47,3%, зріджений природний газ – 83,0% і біопаливо – 97,9%.

8. Структура імпорту (8,962 млн т н. е.) моторного палива в Україні за його видами становила: дизельне паливо – 68,51%, бензин – 11,78%, зріджений природний газ – 19,15% і біопаливо – 0,56%.

9. Структура виробництва (3,151 млн т н. е.) моторного палива в Україні за його видами складала: дизельне паливо – 51,73%, бензин – 37,13%, зріджений природний газ – 11,11% і біопаливо – 0,03%.

10. Структура імпорту дизельного палива в Україні у 2020 р. по країнах світу має такий вигляд: РФ – 41,78%, Білорусь – 34,95%, Литва – 10,89% та інші – 12,38%.

БІБЛІОГРАФІЯ ДО РОЗДІЛУ II

1. Державна служба статистики України. URL: <http://www.ukrstat.gov.ua>
2. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник. Київ : Державна служба статистики України, 2019. 194 с.
3. Energy balance / Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Balances-April2022.zip/7784e000-9579-c47f-986d-92dc82f893a5?t=1649926648023>
4. BP Statistical Review of World Energy 2020 / British Petroleum. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
5. BP Statistical Review of World Energy 2020 / British Petroleum. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-all-data.xlsx>
6. Виробництво найважливіших видів промислової продукції по місяцях 2005, 2006 і 2007 років : Експрес-випуск від 16.01.2008 р. № 14. Київ : Державний комітет статистики України, 2008. 9 с.
7. Виробництво найважливіших видів промислової продукції по місяцях 2007, 2008 і 2009 років : Експрес-випуск від 16.10.2009 р. № 221. Київ : Державний комітет статистики України, 2009. 11 с.

8. Виробництво найважливіших видів промислової продукції по місяцях 2009, 2010 і 2011 років : Експрес-випуск від 19.01.2012 р. № 12. Київ : Державна служба статистики України, 2012. 12 с.
9. 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
10. 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
11. 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
12. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник. Київ : Державний комітет статистики України, 2006. 305 с.
13. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / Під. кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2009. 443 с.
14. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / Під. кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2011. 315 с.
15. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / Під. кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2013. 334 с.
16. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / Під. кер. А. О. Фризоренко. Київ : Державна служба статистики України, 2015. 325 с.
17. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / Під. кер. А. О. Фризоренко. Київ : Державна служба статистики України, 2016. 157 с.
18. Annual Statistical Bulletin 2016 / The Organization of the Petroleum Exporting Countries. URL: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2016.pdf
19. Annual Statistical Bulletin 2017 / The Organization of the Petroleum Exporting Countries. URL: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2017_13062017.pdf
20. Експорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу // Державна служба статистики України. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2009/zd/e_iovt/e_iovt_1209.htm

21. Экспорт-імпорт окремих видів товарів за країнами світу // Державна служба статистики України. URL: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2019/zd/e_iovt/ei_12_2019.zip
22. Статистична інформація // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=35081
23. Імпорт бензину та дизельного палива в Україну. Статистична інформація // Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/statistics-a-z>
24. Кудинов И., Сиренко А. Импорт 2014: вычищая осадки прошлого // НафтоРинок. 02.02.2015. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=276
25. Сычов Н. Длинный бензиновый минус // НафтоРинок. 26.01.2016. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=332
26. Сычов Н. Рынок бензинов 2016: не все потеряно // НафтоРинок. 16.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/stati/rynok-benzinov-2016-ne-vse-poteryano>
27. Баланс бензинов украинского рынка в 2016 году вырос почти на 6% (Графика) // НафтоРинок. 17.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/novosti/balans-benzinov-ukrainskogo-rynka-v-2016-godu-vyros-pochti-na-6-grafika>
28. Сычов Н. Импорт ДТ 2015: залились по горлышко // НафтоРинок. 01.02.2016. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=333
29. 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>
30. 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>
31. Нефтепереработка 2011: в стране невыученных уроков // НафтоРинок. 13.02.2012. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=115

РОЗДІЛ ІІІ. ЗАПАСИ СИРОВИНИ ДЛЯ ВИРОБНИЦТВА МОТОРНОГО ПАЛИВА ТА ЇЇ ВИДОБУТОК В УКРАЇНІ ТА ЇЇ РЕГІОНАХ

Серед горючих корисних копалин, які має Україна, є копалини в газоподібному, рідкому та твердому станах.

До газоподібних горючих корисних копалин належать газ природний, газ нафтових родовищ і газ вугільних родовищ (метан). До рідких – нафта та конденсат газовий. До твердих горючих корисних копалин – вугілля буре, вугілля кам'яне, торф, горючі сланці.

Газ природний (газ нафтових і газових родовищ) належить до групи паливно-енергетичних ресурсів [1]. Родовищ вуглеводнів, з яких видобувається газ, в Україні нараховується 467. Більша частина з цих родовищ є комплексними: 65 нафтових, 111 газових, 18 нафтогазових і газонафтових, 155 газоконденсатних, 115 нафтогазоконденсатних, 3 газоконденсатнонафтових.

У промисловій розробці знаходиться 285 родовищ. Родовища нафти та газу в Україні зосереджені в трьох регіонах: Східному (289 родовищ), Західному (135 родовищ) і Південному (43 родовища) (рис. 3.1) [2].

Східний нафтогазоносний регіон є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за

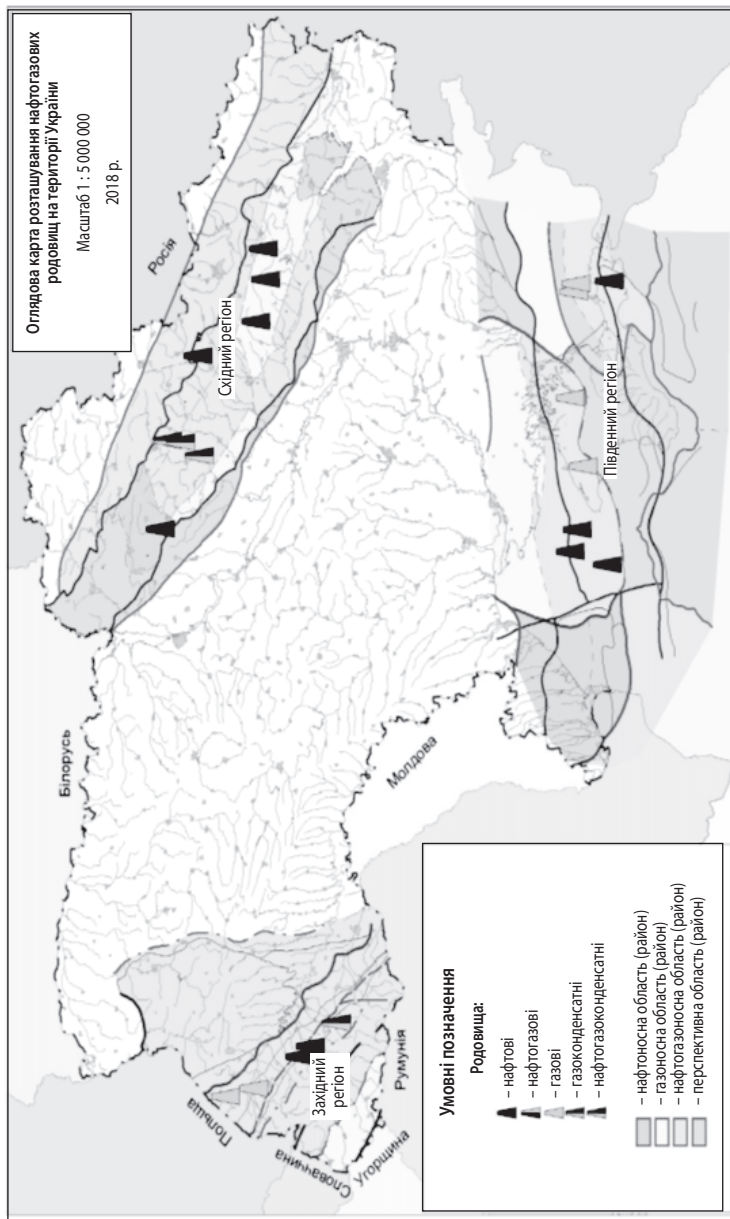


Рис. 3.1. Оглядова карта нафтогазового районування території України [2]

обсягом розвіданих запасів і видобутком нафти та газу [3]. Родовища нафти та газу Східного регіону приурочені до Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції та північної околиці складчастого Донбасу. У тектонічному відношенні область розташована в межах Дніпровсько-Донецької улоговини, яка являє собою складну внутрішньо-платформенну рифтову структуру [4].

Основні поклади нафти та газу приурочені до кам'яновугільних і нижньо-пермських утворень. Поодинокі поклади виявлені в осадових породах юри, тріасу, девону та в докембрійських кристалічних утвореннях.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох провінцій: Балтійсько-Переддобруджинської та Карпатської. У межах першої знаходиться Волино-Подільська нафтогазоносна область, яка розташована в зоні Львівського палеозойського прогину. Українську частину Карпатської провінції складають Передкарпатська і Карпатська нафтогазоносні та Закарпатська газоносна області. У тектонічному відношенні ці області відповідають Передкарпатському прогину, складчастим Карпатам і Закарпатському прогину [1].

Поклади газу та нафти пов'язані з колекторами кембрію, силуру і девону Львівського палеозойського прогину, відкладами юри, крейди, палеогену, неогену (баден, сармат) Більче-Волицької зони, палеоцену, еоцену та олігоцену Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, крейди та палеоцену Складчастих Карпат, крейди, палеогену та неогену (баден, сармат) Закарпатського прогину.

Південний нафтогазоносний регіон включає південну ланку Балтійсько-Переддобруджинської провінції – Переддобруджинську нафтогазоносну область, яка розташована в межах однойменного палеозойського прогину, а також Індоло-Кубанську, Причорноморсько-Кримську нафтогазоносні та Азовсько-Березанську газоносну області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції.

У тектонічному відношенні Індоло-Кубанська нафтогазоносна область складається зі структур вищого порядку Північно-Західного закінчення Альпійської складчастої системи Криму та Кавказу. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна та Азовсько-Березанська газоносна області охоплюють структурно-тектонічні елементи південного схилу Українського кристалічного щита та варисько-кімерійського фундаменту Скіфської плити [3].

Нафтогазоносними комплексами є: силурійсько-нижньокам'яновугільний, пермсько-тріасовий, юрський, нижньокрейдяний, верхньокрейдяний, палеоцен-еоценовий, майкопський і середньоміоцен-пліоценовий.

Вільний газ родовищ висококалорійний (30–40 тис. кДж), в основному безсірчастий. Вміст азоту та вуглекислого газу незначний. густина газу відносно повітря коливається від 0,556 до 1,1. Поточний стан стабільного конденсату в газі змінюється від 1 до 2265 г/м³. Середній вміст етану, пропану, бутанів у вільному газі становить відповідно: 5,58; 2,06; 0,74%; гелію – 0,07% [4].

Державним балансом запасів корисних копалин України обліковуються запаси природного газу (вільного + розчиненого + газцентральньо-басейнового типу) по 467 родовищах: балансові (видобувні) в кількості 719 064 млн м³, з невизначеним промисловим значенням – 373 103 млн м³, позабалансові запаси – 11 097 млн м³. Слід зазначити, що 94% запасів газу зосереджені на 443 об'єктах суші, а 6,0% – на 15 родовищах шельфу Азовського і Чорного морів.

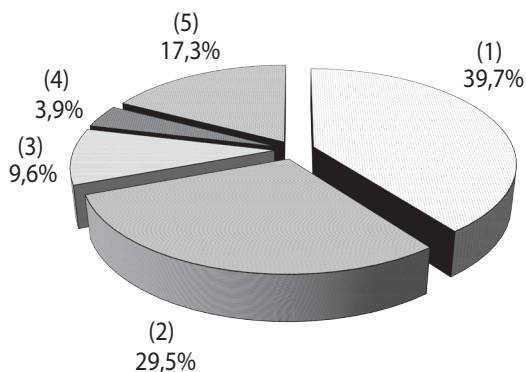
У 2020 р. в Україні відкрито 7 нових родовищ вуглеводнів: у Західному регіоні – Майницьке, Рудниківське (Львівська область), у Східному регіоні – Клубанівсько-Зубренківське, Південно-Медведівське, Південно-Хрестищенське, Кузьмичівсько-Недільне (Харківська область), Лисичансько-Тошківське (Луганська область).

По 264 підготовлених до глибокого буріння перспективних площах і 171 нерозкритих бурінням пластах родовищ підраховані перспективні ресурси вільного газу (код 333) в кількості 892 274 млн м³ [4].

Обсяги запасів та видобуток природного газу по нафтогазоносних регіонах і адміністративних областях наведено в *табл. 3.1*.

Промисловістю освоєється (знаходиться у промисловій експлуатації) 86,04% балансових запасів газу. За 2020 р. із надр України видобуто 19 795 млн м³ газу вільного та 531 млн м³ газу, розчиненого в нафті, що в сумі складає 22,3% від початкових ресурсів. У 2020 р. видобуто природного газу на 416 млн м³ менше, ніж у 2019 р. Балансові запаси газу вироблені на 75,14%.

Структура розподілу балансових видобувних запасів природного газу за областями України за станом на 01.01.2021 р. наведено на *рис. 3.2*.



Примітка: 1 – Харківська область; 2 – Полтавська область; 3 – Львівська область; 4 – Івано-Франківська область; 5 – інші регіони.

Рис. 3.2. Структура розподілу балансових видобувних запасів природного газу за областями України [5]

З даних *рис. 3.2* видно, що найбільші обсяги видобувних запасів газу в Україні сконцентровано у двох областях – Харківській (39,7%) та Полтавській (29,5%). Близько 13,5% запасів природного газу зосереджено у Львівській та Івано-Франківській областях.

Динаміку видобутку природного газу у 2009–2019 рр. наведено на *рис. 3.3*.

Таблиця 3.1

Розподіл запасів та видобутку природного газу (вільний + газова шапка + розчинений) по нафтогазоносних регіонах та адміністративних областях, млн м³ [5]

Назва області	Кількість об'єктів			Запаси на 01.01.2021 р.		Погашення у 2020 р.			
	Усього	У тому числі:		Усього	У т. ч., що розробляються	Усього	У тому числі:		
		що розробляються	позабалансові				Балансові (видобувні)	Позабалансові	видобуток
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Усього в Україні	467	285	79	719064	618719	11097	20326	20308	18
Західний регіон									
Усього	135	82	14	102367	88750	2622	1411	1411	-
Івано-Франківська	44	32	5	28117	26446	2404	474	474	-
Волинська	1	1	-	939	939	-	26	26	-
Закарпатська	8	2	1	1200	913	10	1	1	-
Львівська	76	45	7	68692	58053	207	906	906	-
Чернівецька	6	2	1	3419	2399	1	4	4	-

Закінчення табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Східний регіон									
Всього	289	194	65	550101	513074	8233	18907	18889	18
Дніпропетровська	16	13	3	11203	10820	536	322	322	-
Донецька	2	1	-	194	172	-	1	1	-
Луганська	29	17	5	12507	12366	481	159	156	3
Полтавська	101	68	24	212119	187730	4743	8844	8829	15
Сумська	32	27	8	20708	19737	464	289	289	-
Харківська	83	49	20	285816	277743	1977	9238	9238	-
Чернігівська	26	19	5	7554	4506	32	54	54	-
Південний регіон									
Усього	43	9	2	66596	16895	242	8	8	-
АР Крим	25	3	1	16761	2360	14	-	-	-
Запорізька	1	-	-	2987	-	-	-	-	-
Одеська	2	-	-	10	-	-	-	-	-
Шельф Азовського моря	6	3	-	9332	2396	-	8	8	-
Шельф Чорного моря	9	3	1	37506	12139	228	-	-	-

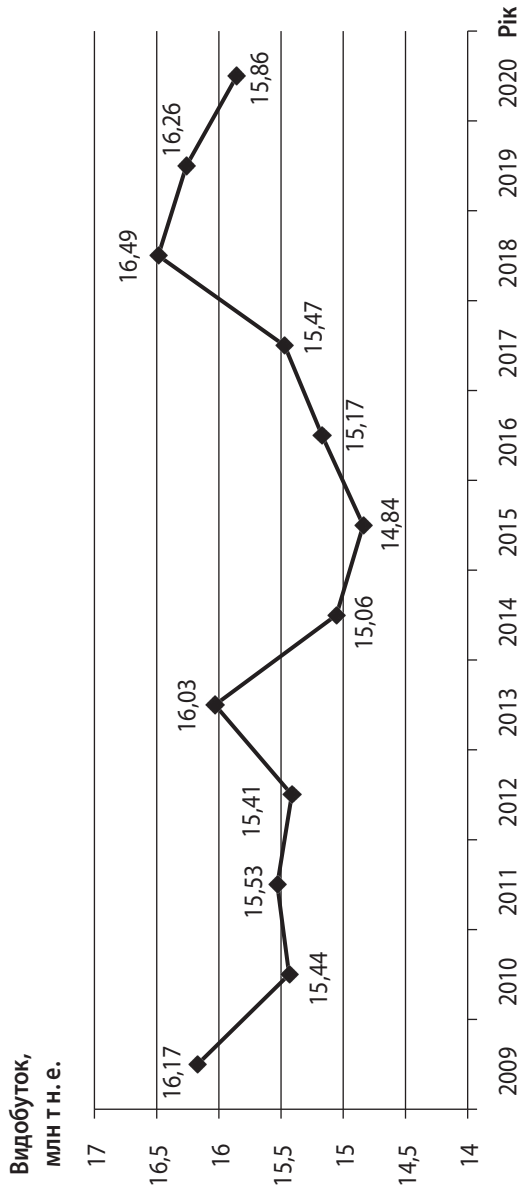


Рис. 3.3. Динаміка видобутку природного газу в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [6–10].

Дані рис. 3.3 свідчать про значне падіння видобутку газу у 2014 р. (–0,9 млн т н. е.). В останні 5 років спостерігається зростання видобутку природного газу. У 2020 р. спостерігається зниження видобутку природного газу порівняно з 2019 р. на 0,4 млн т н. е.

Основним газовидобувним підприємством України є ПАТ «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України». Незначну кількість видобувають також ПАТ «Укрнафта», яка входить до структури НАК «Нафтогаз України», та комерційні структури.

Схему бенефіціарної участі держави в компаніях нафтогазової галузі наведено на *рис. 3.4*.

За обсягами видобування природного газу у 2020 р. провідні місця посідали державні підприємства та підприємства, в яких держава виступає бенефіціаром (див. рис. 3.4). Управління державними підприємствами та участь у корпоративному управлінні з боку держави переважно здійснювалось НАК «Нафтогаз України» та НАК «Надра України» – одними з найбільших вертикально-інтегрованих компаній нафтогазової галузі в Україні [11].

Нафта та газовий конденсат належать до групи паливно-енергетичних ресурсів.

Державним балансом запасів корисних копалин України обліковується 216 родовищ з балансовими запасами нафти та 269 родовищ з балансовими запасами газового конденсату.

Нафти родовищ України переважно легкі, малосірчисті, мало-смолисті, парафінові, малов'язкі [13].

Основні запаси та видобуток нафти приурочені до Східного регіону, де зосереджено 51,18% розвіданих запасів і видобувається 1125 тис. т нафти на рік (67,32% від загального видобутку України). На родовищах Західного регіону ці показники становлять відповідно 35,77% і 32,68%; на родовищах Південного регіону – відповідно 13,05% та 0,0% [4].

Сумарні балансові (видобувні) запаси нафти родовищ, що знаходяться в промисловій розробці, становлять 69949 тис. т (82,49% від запасів України); конденсату – 27430 тис. т і 86,91%, відповідно. У промисловій розробці знаходяться 145 родовищ нафти та 191 – конденсату.

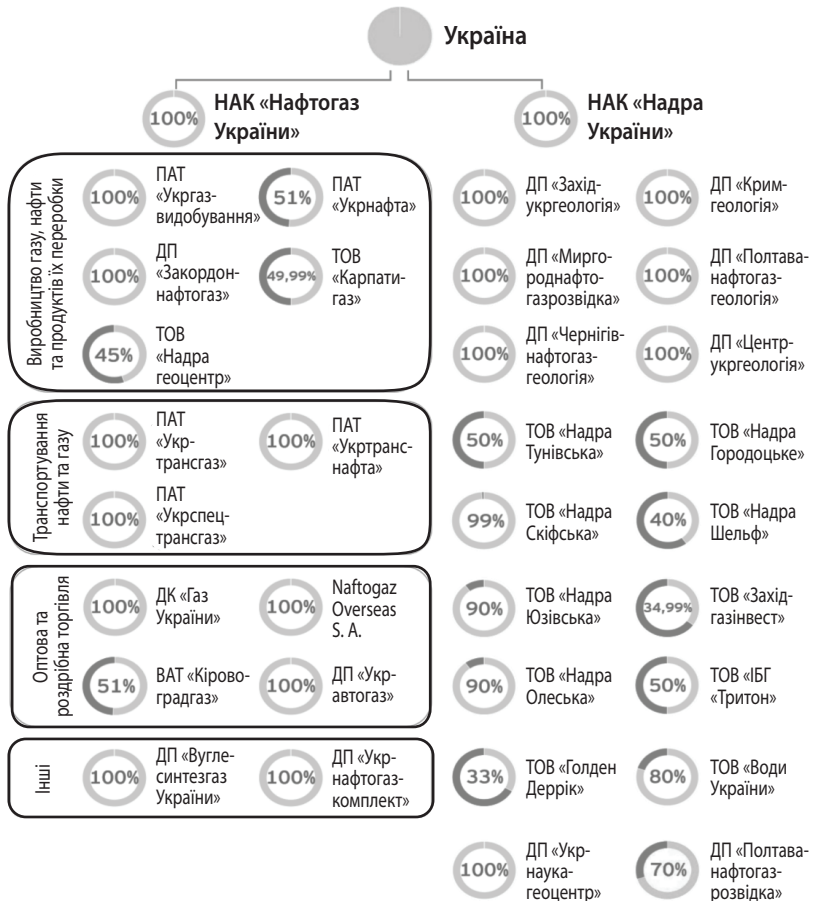


Рис. 3.4. Схема бенефіціарної участі держави в компаніях нафтогазової галузі [11]

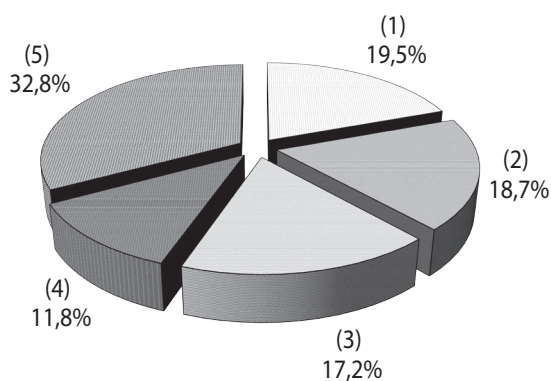
У 2020 р. видобуто 1671 тис. т нафти, у порівнянні з 2019 р. – менше на 50 тис. т, видобуток конденсату становив 64,5 тис. т, що на 8 тис. т менше, ніж у

2015 р. Балансові (видобувні) запаси нафти вироблені на 80,2%, газового конденсату – на 53,0%.

Перспективні ресурси нафти (код 333) станом на 01.01.2021 р. ураховані на 101 площах і 79 родовищах у кількості 117314 тис. т, у тому числі на нерозкритих пластах родовищ – 5795 тис. т, на перспективних площах – 111519 тис. т. За 2020 р. перспективні ресурси зменшились на 2665 тис. т [4].

Обсяги запасів та видобуток нафти по нафтогазоносних регіонах і адміністративних областях України наведено в *табл. 3.2*.

Структуру розподілу балансових видобувних запасів нафти за областями України станом на 01.01.2021 р. наведено на *рис. 3.5*.



Примітка: 1 – Івано-Франківська; 2 – Полтавська область; 3 – Сумська область; 4 – Львівська область; 5 – інші регіони.

Рис. 3.5. Структура розподілу балансових видобувних запасів нафти за областями України [5]

Структура балансових видобувних запасів нафти за областями України, на відміну від газу, виглядає більш пропорційною. Більш як на 55% запаси нафти зосереджені у трьох областях країни – Івано-Франківській (19,5%), Полтавській (18,7%) та Сумській (17,2%).

Основні запаси газового конденсату (89,6%) зосереджені в палеозойських відкладах Східного регіону. У Західному регіоні запаси конденсату виявлені в кайнозойських відкладеннях (4,4%), в Південному – мезозойських і кайнозойських (6%).

Таблиця 3.2

Запаси та видобуток нафти по нафтогазоносних регіонах і адміністративних областях, тис. т [5]

Назва області	Кількість об'єктів			Запаси на 01.01.2021 р.			Видобуток у 2020 р.
	Усього	У тому числі:		Усього	У т. ч. що розробляються	Позабалансові	
		що розробляються	позабалансові				
1	2	3	4	5	6	7	8
Усього в Україні	216	145	40	84796	69949	22464	1671
Західний регіон							
Усього	54	35	7	30330	27873	10100	546
Івано-Франківська	31	21	4	16542	16047	2716	371
Львівська	22	13	3	9996	8034	7384	174
Чернівецька	1	1	–	3792	3792	–	1
Східний регіон							
Усього	147	109	32	43400	41888	12195	1125
Дніпропетровська	9	9	1	1006	1006	249	10
Луганська	5	2	1	54	22	33	1

Закінчення табл. 3.2

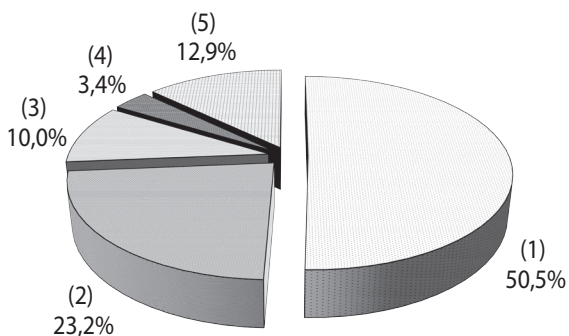
1	2	3	4	5	6	7	8
Полтавська	51	37	10	15843	15404	9951	148
Сумська	30	25	6	14622	13803	1244	672
Харківська	29	19	9	4054	3966	488	51
Чернігівська	23	17	5	7821	7687	230	243
Південний регіон							
Усього	15	1	1	11066	188	169	-
АР Крим	12	1	1	7464	188	169	-
Одеська	2	-	-	380	-	-	-
Шельф Чорного моря	1	-	-	3222	-	-	-

Поточний вміст стабільного конденсату в газі Східного регіону змінюється від 1 до 1411 г/м³, Західного – від 2 до 2625 г/м³, Південного – від 4,1 до 843,4 г/м³. Ступінь утилізації конденсату становить 100 % [1].

Розвіданість початкових потенційних ресурсів нафти дорівнює 34,2%, а ступінь їх виробленості, відповідно, 84,8% і 20,5% [5].

Обсяги запасів та видобуток газового конденсату по нафтогазоносних регіонах і адміністративних областях наведено в *табл. 3.3*.

Станом на 01.01.2021 р. структуру розподілу запасів балансового видобувного газового конденсату по нафтогазоносних регіонах України наведено на *рис. 3.6*.



Примітка: 1 – Полтавська область; 2 – Харківська область; 3 – Сумська область; 4 – Чернігівська область; 5 – інші регіони.

Рис. 3.6. Структура розподілу запасів балансового видобувного газового конденсату за областями України [5]

З даних рис. 3.6 видно, що серед областей України в Полтавській області сконцентровано 50,5% запасів газового конденсату. Третина запасів припадає на Харківську (23,2%) та Сумську (10,0%) області.

Динаміку видобутку нафти з газоконденсатом у 2009–2020 рр. наведено на *рис. 3.7*.

З даних рис. 3.7 видно, що динаміка видобутку нафти та газового конденсату в Україні має тенденцію до зниження. У цілому

Таблиця 3.3

Запаси та видобуток газового конденсату по нафтогазових регіонах і адміністративних областях, тис. т [5]

Назва області	Кількість об'єктів				Запаси на 01.01.2021 р.			Видобуток у 2020 р.
	Усього	У тому числі:		Усього	У т. ч. що розробляються	Позабалансові		
		що розробляються	позабалансові				Балансові (видобувні)	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Усього в Україні	269	191	42	31562	27430	8449	758	
Західний регіон								
Усього	30	21	3	1388	896	393	-	
Івано-Франківська	14	11	3	666	629	393	-	
Львівська	15	10	-	721	267	-	-	
Чернівецька	1	-	-	1	-	-	-	
Східний регіон								
Усього	232	168	39	28272	26108	8056	758	
Дніпропетровська	14	12	4	556	450	113	7	
Донецька	2	1	-	1	1	-	-	

Закінчення табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Луганська	19	15	-	232	228	-	3
Полтавська	87	65	18	15936	14657	299	439
Сумська	23	20	5	3146	3037	132	20
Харківська	74	46	11	7322	7120	7503	284
Чернігівська	13	9	1	1079	615	9	5
Південний регіон							
Усього	7	2	-	1902	426	-	-
АР Крим	5	-	-	1476	-	-	-
Шельф Чорного моря	2	2	-	426	426	-	-

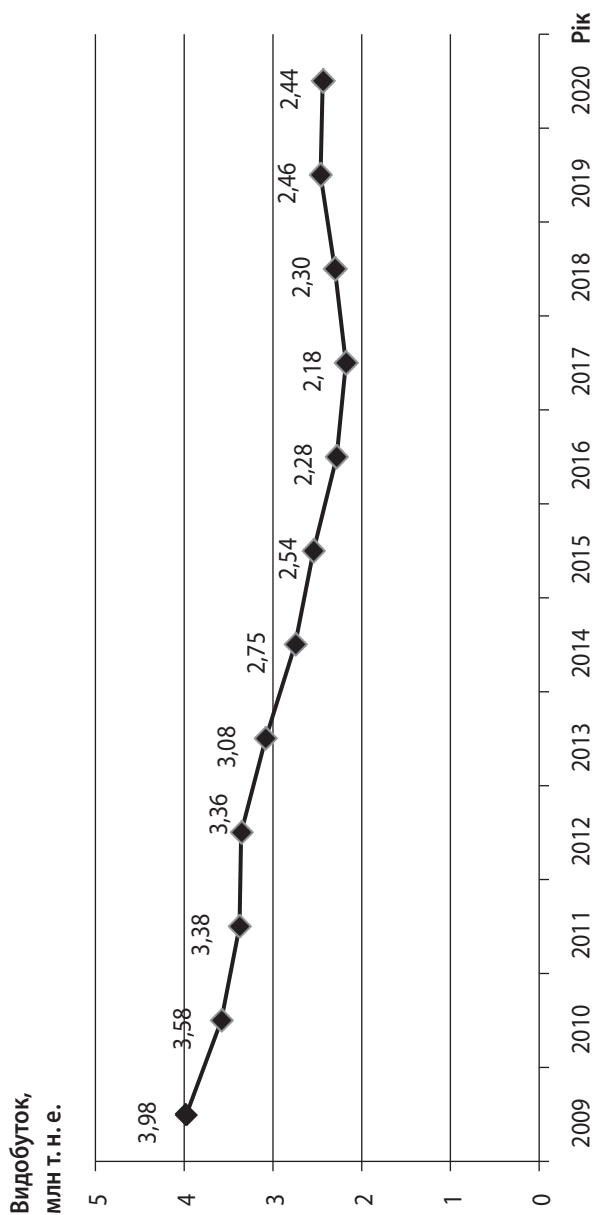


Рис. 3.7. Динаміка видобутку нафти та газового конденсату в Україні у 2009–2020 рр., млн т н. е.

Джерело: сформовано на основі [6–10].

видобуток у 2020 р. становив 2,44 млн т н. е., що на 0,8% менше, ніж у 2019 р. і на 38,7% менше порівняно з 2009 р.

Головним нафтовидобувним підприємством України є ПАТ «Укрнафта». Незначну кількість нафти також видобувають ПАТ «Укргазвидобування», СП «УкрКарпат Ойл», СП «Каштан-Петролеум ЛТД», СП «Полтавська газонафтова компанія», СП «Бориславська нафтова компанія», ЗАТ «Видобувна компанія «Укрнафтобуріння» та інші [2].

Запаси бурого вугілля України зосереджені переважно в Дніпровському, частково в Донецькому (Західний Донбас) басейнах, а також на Новодмитрівському родовищі Дніпровсько-Донецької улоговини та на Ільницькому, Рокосівському родовищах Закарпатської вугленосної площі.

Промисловістю освоюються запаси бурого вугілля Дніпроба-су, а також у незначній кількості – Закарпатської площі.

Дніпровський буровугільний басейн розміщується в межах Українського щита, який займає центральне положення в структурі південно-західної частини Східно-Європейської платформи. Контури Дніпровського басейну не виходять за межі контурів нульових відміток кристалічного фундаменту щита. Родовища бурого вугілля басейну розташовані вище нульових відміток рельєфу фундаменту. Вугленосні відклади кайнозойського віку приурочені до численних депресій на поверхні фундаменту Українського щита. Середня потужність продуктивної товщі складає 15–25 м. Вугленосна товща дніпровських родовищ містить від 1 до 2–3 горизонтально залягаючих вугільних пластів простої та, зрідка, складної будови. Середня потужність буровугільних пластів по басейну становить: нижній пласт – 4–5 м; середній – 3–4 м; верхній – 1–2 м. Промисловим частіше є нижній пласт, якому властива стійка площинна витриманість. Глибина залягання пластів – від 10 до 160 м, але частіше знаходиться в інтервалі 40–80 м, що дозволяє значну частину запасів вугілля в басейні розробляти відкритим способом. У 2004 р. було закрито останню буровугільну шахту, а у 2011 р. було закрито 4 вуглерозрізи. З 2013 р. розробку бурого вугілля на Мокрокалигірському родовищі в Черкаській області

здійснює ТОВ «Енергетично-інвестиційна компанія». У 2020 р. видобуток склав 2 тис. т [3].

Закарпатська вугленосна площа приурочена до Чоп-Мукачівської та Солотвинської геоструктурних западин. Вугленосними є відклади середнього сармату, палеогену та левантинського ярусу неогену. На цій площі розвідано 10 родовищ бурого вугілля, що, в основному, відпрацьовані. Діючим підприємством в області до 1991 р. була шахта «Ільницька», яка нині закрита. З 1998 р. розробку бурого вугілля на Ільницькому родовищі здійснює ТОВ «Лігніт+». У 2020 р. видобуток склав 7 тис. т. Перспективи розвитку мінерально-сировинної бази Закарпатської буровугільної площі обмежені.

До складу Дніпровсько-Донецького прогину входить Дніпровсько-Донецька улоговина, в межах якої розвідане Новодмитрівське родовище бурого вугілля олігоцен-міоценового віку.

Новодмитрівське родовище розміщується в межах західної перикліналі Корувльського куполу і приурочене до однойменної улоговини, що розвинена над штоком девонської солі. Головне промислове значення мають два пласти: III2 та IV2, відповідно, із запасами 75% і 19,6% від загальної кількості балансових запасів. Середня потужність пласта III2 – 50 м, пласта IV2 – 7,5 м. Запаси Новодмитрівського родовища можуть забезпечити його розробку розрізом з виробничою потужністю 9 млн т вугілля за рік. Вугілля родовища добре брикетується і придатне для вилучення з нього бітуму для виробництва гірського воску [4].

Балансові запаси вугілля бурого складають 5,2% від загальних запасів вугілля України.

Розподіл запасів і видобутку вугілля по буровугільних басейнах в Україні наведено в *табл. 3.4*.

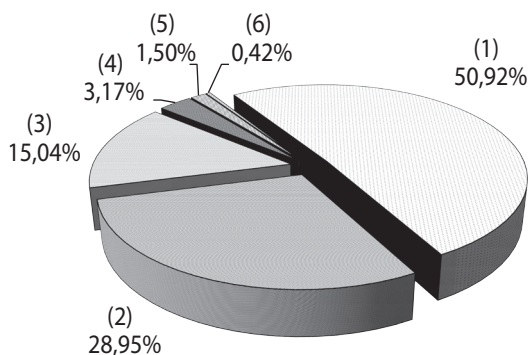
Розподіл балансових запасів бурого вугілля по адміністративних областях України наведено на *рис. 3.8*.

Дані *рис. 3.8* свідчать про високу концентрацію запасів бурого вугілля на території Дніпровського басейну, а саме: у Дніпропетровській (50,9%) та Кіровоградській (28,95%) областях України. У Харківській області на теренах Дніпровсько-Донецької улоговини зосереджено 15,04% буровугільних запасів.

Таблиця 3.4

Розподіл запасів і видобутку вугілля по буровугільних басейнах в Україні, тис. т. [5]

Назва області	Кількість родовищ		Запаси на 01.01.2021 р.		Погашення у 2020 р.			
	Усього об'єктів	У т. ч.: діючих підприємств	Усього		Усього	У т. ч.:		
			A + B + C	C		A + B + C	C	видобуток
Усього в Україні	80	3	2593350	299181	9322	-	9	-
Дніпровський басейн								
Дніпропетровська	18	-	1033945	258053	-	-	-	-
Житомирська	2	-	10884	-	-	-	-	-
Кіровоградська	44	1	750833	39604	428	-	-	-
Черкаська	8	1	82228	1524	7732	-	2	-
Донецький басейн								
Дніпропетровська	3	-	286699	-	-	-	-	-
Дніпровсько-Донецька улоговина								
Харківська	1	-	389985	-	-	-	-	-
Закарпатська вугленосна площа								
Закарпатська	4	1	38776	-	1162	-	7	-



Примітка: 1 – Дніпропетровська область; 2 – Кіровоградська область; 3 – Харківська область; 4 – Черкаська область; 5 – Закарпатська область; 6 – Житомирська область.

Рис. 3.8. Структура балансових запасів бурого вугілля за областями України [5]

Балансові запаси вугілля кам'яного зосереджені в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах і складають 94,8% від загальних запасів вугілля України, у тому числі в Донецькому басейні – 92,4%, у Львівсько-Волинському – 2,4%. Вугленосність басейнів приурочена до відкладів кам'яновугільного віку [5].

Донецький вугільний басейн є основною частиною Донецької складчастої споруди, приуроченої до Донецького прогину. Донецький прогин розташовується поміж Українським щитом і Воронезьким кристалічним масивом та є середньою ланкою субширотного пізньопалеозойського лінеamentу – Доно-Дніпровського (Великодонецького) прогину.

У межах бортиків Донецького прогину знаходиться Північний Донбас, розташований на південному моноκлиналному схилі Воронезької антеклизі, та Західний Донбас – на північно-східному схилі Українського щита [3].

Львівсько-Волинський басейн являє собою пологу асиметричну улоговину, розташовану на південно-західному закінченні Волино-Подільської плити, в зоні перикратонного занурення краю Східно-Європейської платформи. Продуктивними відкла-

деннями в басейні є кам'яновугільні, що представлені візейським і серпухівським ярусами нижнього карбону та башкирським ярусом середнього карбону. У відкладах візейського ярусу зустрічається до 14 вугільних пластів, з яких 3 пласти досягають робочої потужності на окремих невеликих ділянках [2].

Найбільш вугленосними є відклади серпухівського ярусу, що вміщують 50 вугільних пластів та прошарків. Робочої потужності досягають від 3 (на сході) до 9 (на заході) вугільних пластів. У відкладах башкирського ярусу виявлено більше 10 пластів, з яких 4 пласти досягають робочої потужності, й оцінено їх промислові запаси. Вугільні пласти басейну належать до категорії дуже тонких і тонких, невитриманих, відносно витриманих за потужністю та якісними показниками [1].

Розподіл запасів і видобуток кам'яного вугілля наведено в *табл. 3.5*.

Кам'яне вугілля України представлене повним складом марок класифікаційного стандарту: від довгополум'яного до антрацитів. Запаси вугілля коксівного та антрацитів складають відповідно 27,7% і 13,9% від запасів кам'яного вугілля України [5].

У Львівсько-Волинському басейні будується 1 шахта потужністю 0,9 млн т/рік.

Розподіл балансових запасів кам'яного вугілля по адміністративних областях України наведено на *рис. 3.9*.

З даних *рис. 3.9* видно, що більш як 70% запасів кам'яного вугілля в Україні залягає на території Донецького басейну – в Луганській (34,7%), Донецькій (32,3%) і Харківській (4,8%) областях. Четверту частину запасів зосереджено в Дніпропетровській області (25,4%). Львівсько-Волинський басейн значно поступається як за кількістю родовищ, так і за запасами кам'яного вугілля (2,7%).

Динаміку видобутку кам'яного вугілля наведено на *рис. 3.10*.

З *рис. 3.10* видно, що у 2020 р. видобуток кам'яного вугілля знизився до найменшого рівня за період, який аналізується. Загалом видобуток кам'яного вугілля у 2020 р. склав 12,69 млн т н. е., що на 19,7 млн т, або на 60,8%, менше від показника 2009 р. Порівняно з 2019 р. у 2020 р. видобуток кам'яного вугілля зменшився на 10,6%.

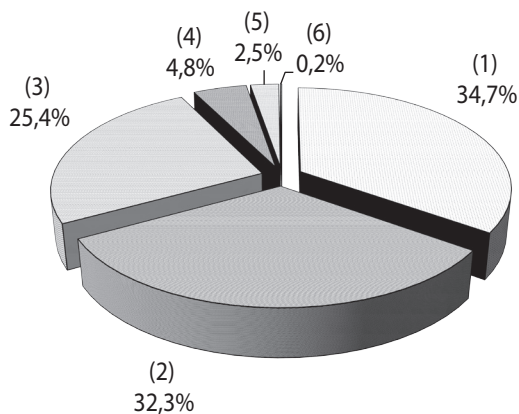
Таблиця 3.5

Розподіл запасів і видобутку кам'яного вугілля по адміністративних областях, тис. т [5]

Назва області	Кількість родовищ		Запаси на 01.01.2021 р.				Погашення у 2020 р.		
	Усього об'єктів	У т. ч. діючих шахт	Усього A + B + C ₁	Σ	A + B + C ₁	Σ	Усього	У т. ч.:	
								видобуток	втраати
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	959	337	41181875	11096862	8100063	732254	20853	17570	3283
Усього в Україні		державні шахти – 94	-	-	4190862	527711	2257	1895	362
	У т. ч.:	недержавні шахти – 243	-	-	3909201	204543	18596	15675	2921
Львівсько-Волинський басейн									
Волинська	11	3	67368	-	7120	-	24	20	4
	25	9	1045159	164498	304467	-	1077	896	181
Львівська		державні шахти – 8	-	-	151363	-	1077	896	181
	У т. ч.:	недержавні шахти – 1	-	-	153104	-	-	-	-

Закінчення табл. 3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Донецький басейн									
Дніпропетровська	54	недержавні шахти – 10	10464511	2917104	673293	24311	10882	9050	1832
	389	144	13312358	4412768	4326883	547055	8655	7422	1233
Донецька	У т. ч.:	державні шахти – 55	-	-	2916094	471485	1023	868	155
		недержавні шахти – 89	-	-	1410789	75570	7632	6554	1078
	474	172	14305349	3508473	2786992	160888	215	182	33
		державні шахти – 29	-	-	1116285	56226	133	111	22
Луганська	У т. ч.:	недержавні шахти – 143	-	-	1670707	104662	82	71	11
Харківська	7	недержавні шахти – 1	1987130	94019	1308	-	-	-	-



Примітка: 1 – Луганська область; 2 – Донецька область; 3 – Дніпропетровська область; 4 – Харківська область; 5 – Львівська область; 6 – Волинська область.

Рис. 3.9. Структура балансових запасів кам'яного вугілля за областями України [5]

Джерело: сформовано на основі [6–10].

Торфові родовища найбільш поширені в північній частині Волино-Подільської плити, Українського щита та Дніпровсько-Донецької улоговини. На південь заторфованість зменшується, торфові родовища зустрічаються лише в долинах і заплавах річок. Відсутні торфові родовища в межах Кримської складчастої області, Причорноморської улоговини та Скіфської плити. Оцінені запаси по 1983 родовищах, з них Державним балансом запасів корисних копалин України обліковується 682 родовища торфу, з яких 40 періодично розробляються. У 2020 р. на 20 родовищах видобуто 387 тис. т торфу, з яких 13 тис. т використано як добриво для сільського господарства, а 374 тис. т – як комунальне паливо.

Крім того, по 999 торфородовищах підраховані прогнозні ресурси в кількості 794991 тис. т, а також 54063 тис. т геологічних запасів зосереджено на 302 затоплених, забудованих і дрібноконтурних родовищах.

Розподіл запасів і видобуток кам'яного вугілля наведено в *табл. 3.6.*

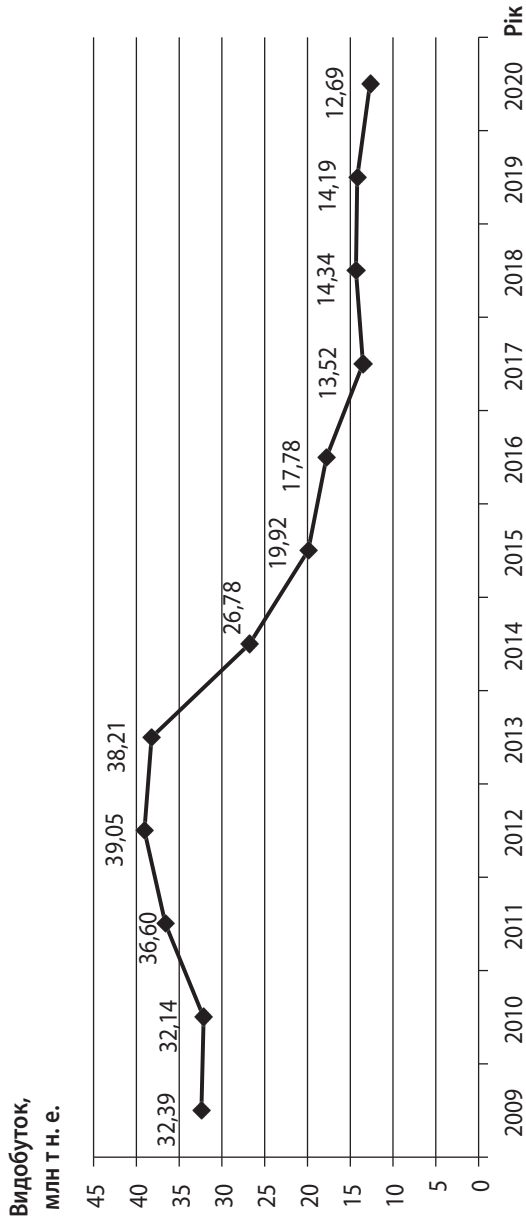
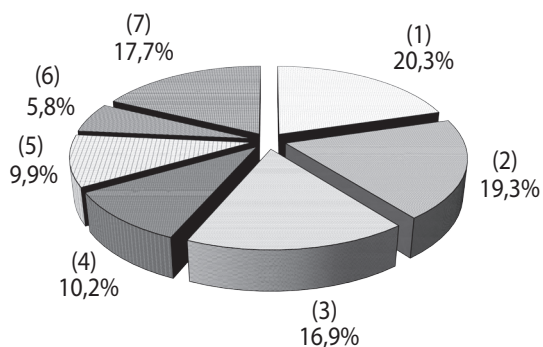


Рис. 3.10. Динаміка видобутку кам'яного вугілля в Україні у 2009–2020 рр., млн т н. е.

Розподіл балансових запасів торфуги по адміністративних областях України наведено на *рис. 3.11*.



Примітка: 1 – Волинська область; 2 – Львівська область; 3 – Рівненська область; 4 – Київська область; 5 – Чернігівська область; 6 – Сумська область; 7 – інші регіони.

Рис. 3.11. Структура балансових запасів торфуги за областями України [5]

Структура балансових запасів торфуги по регіонах України виглядає не досить пропорційно. Переважна частка запасів торфуги знаходиться в західних регіонах України. Лідирують Волинська (20,3%), Львівська (19,3%), Рівненська (16,9%) та Київська (10,2%) області. В інших регіонах країни видобуток не перевищує 10%.

Динаміку видобутку торфуги у 2009–2020 рр. наведено на *рис. 3.12*.

З *рис. 3.12* видно, що у 2020 р. видобуток торфуги склав 63,04 тис. т н. е., що на 40,13 тис. т н. е., або на 38,9% менше порівняно з 2009 р. і на 62,13 тис. т н. е., або на 49,6%, менше порівняно з 2019 р.

Глобальні трансформаційні процеси у сфері енергокористування визначають посилення зовнішньої залежності енергодефіцитних країн і являють собою реальну загрозу їх економічній безпеці. За цих умов визначального значення набуває вирішення проблеми забезпечення енергетичної самодостатності економіки країни шляхом підвищення її паливного потенціалу.

Таблиця 3.6

Розподіл запасів і видобутку торфу по адміністративних областях, тис. т [5]

Назва області	Кількість родовищ			Запаси на 1.01.2021 р.					Погашення у 2020 р.			
	Усього	Балансові	У т. ч. що розробляються	Геологічні запаси	Усього		У т. ч. що розробляються		Усього	видобуток	втрапи	
					A + B + C ₁ + C ₂	C ₂	A + B + C ₁ + C ₂	C ₂				
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1												
Усього в Україні	1983	682	40	2070297	759532	124652	69615	4306	415	387	28	
Вінницька	88	24	-	43775	14986	328	-	-	-	-	-	
Волинська	308	99	7	419257	154123	11334	20169	-	131	110	21	
Дніпропетровська	3	-	-	79	-	-	-	-	-	-	-	
Донецька	18	-	-	771	-	-	-	-	-	-	-	
Житомирська	144	38	6	80129	26437	5465	12164	3045	14	11	3	
Закарпатська	8	-	-	59	-	-	-	-	-	-	-	
Запорізька	5	-	-	343	-	-	-	-	-	-	-	

Закінчення табл. 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Івано-Франківська	51	19	2	13872	5283	84	1093	-	5	5	-
Київська	141	27	3	225541	77338	49443	1340	-	-	-	-
Кіровоградська	5	-	-	2755	-	-	-	-	-	-	-
Луганська	4	-	-	76	-	-	-	-	-	-	-
Львівська	167	75	3	215611	146256	21440	5707	-	26	24	2
Миколаївська	7	-	-	400	-	-	-	-	-	-	-
Полтавська	57	28	1	102754	22975	1313	70	-	4	4	-
Рівненська	251	107	15	354902	128164	6545	18229	856	171	169	2
Сумська	130	56	-	101354	44088	570	-	-	-	-	-
Тернопільська	96	53	1	119119	28208	6884	5528	-	12	12	-
Харківська	37	2	-	4996	283	-	-	-	-	-	-
Херсонська	4	3	-	3331	2477	848	-	-	-	-	-
Хмельницька	136	43	-	72064	23537	4199	-	-	-	-	-
Черкаська	47	14	1	53443	9992	419	-	-	-	-	-
Чернігівська	276	94	4	255422	75285	14780	6611	405	52	52	-

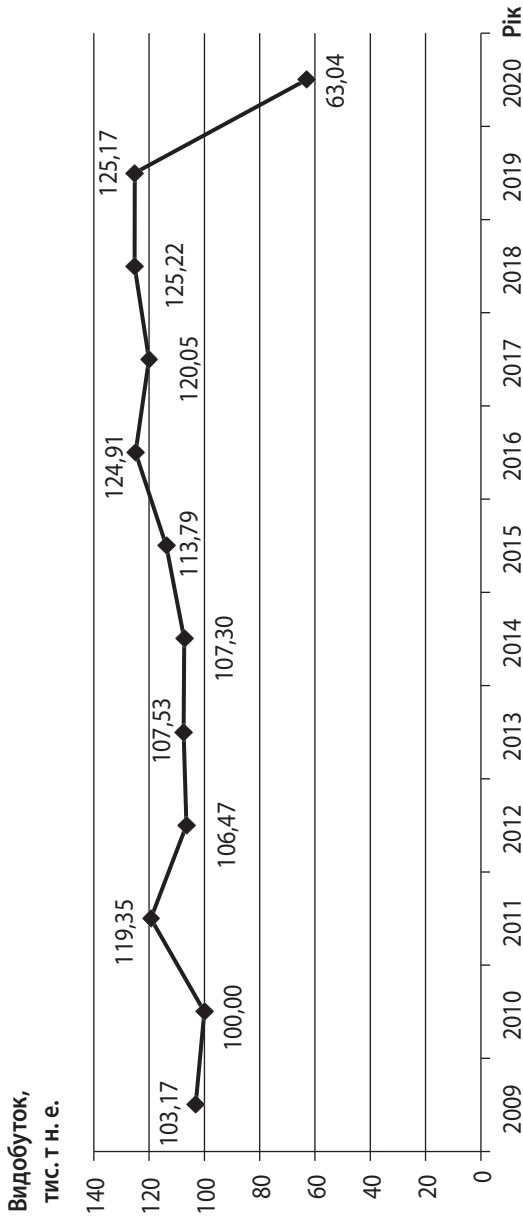


Рис. 3.12. Динаміка видобутку торфу в Україні у 2009–2020 рр., тис. т н. е.

Джерело: сформовано на основі [6–10].

У табл. 3.7 наведено коефіцієнти, які використовуються для розрахунку поточного енергетичного потенціалу горючих корисних копалин.

Таблиця 3.7

Коефіцієнти для розрахунку поточного енергетичного потенціалу горючих корисних копалин

Вид корисної копалини	Коефіцієнт перерахунку в тонни н. е.
Природний газ	0,8
Нафта та газовий конденсат	1,0
Буре вугілля	0,506
Кам'яне вугілля	0,597
Торф	0,282

Сукупний енергетичний потенціал горючих корисних копалин України наведено в *табл. 3.8*.

Дані табл. 3.8 свідчать про те, що сукупний рівень енергетичного потенціалу горючих корисних копалин України складає 27,1 млрд т н. е. У розрізі регіонів країни виявлено найвищий рівень енергетичного потенціалу горючих корисних копалин у Луганській (8550,59 млн т н. е.), Донецькій (7947,64 млн т н. е.) та Дніпропетровській (7046,25 млн т н. е.) областях країни. У цих регіонах сконцентровано 86,8% загального енергетичного потенціалу горючих корисних копалин країни. Північний потенціал також мають Харківська (1659,25 млн т н. е.), Львівська (676,88 млн т н. е.) та Кіровоградська (448,25 млн т н. е.) області.

Україна належить до переліку країн із середнім рівнем накопичення торфу. Щорічно на існуючих торф'яних болотах утворюється близько 1 мм торфу [12]. Саме цей торф можна вважати відновлюваним джерелом енергії та відносити до сировинної бази виробництва твердого біопалива.

Процедура розрахунку теоретичного потенціалу торфу ґрунтується на визначенні обсягів щорічного утворення торфу, виходячи з відомого рівня накопичення торфу (1 мм/рік), насипної маси та площі торф'яних родовищ у межах промислової глибини

Таблиця 3.8

Сукупний енергетичний потенціал горючих корисних копалин України, млн т н. е.

Область	Природний газ	Нафта та газовий конденсат	Буре вугілля	Кам'яне вугілля	Торф	Разом горючі корисні копалини
1						
АР Крим	13,41	8,94	0	0	0	22,35
Вінницька	0	0	0	0	4,23	4,23
Волинська	22,49	0	0	40,22	43,46	106,17
Дніпропетровська	8,96	1,56	668,07	6247,31	0,00	6925,9
Донецька	0,16	0	0	7947,48	0,00	7947,64
Житомирська	0	0	5,5	0	7,46	12,96
Закарпатська	0,75	0	19,62	0	0	20,37
Запорізька	2,39	0	0	0	0	2,39
Івано-Франківська	81,89	17,21	0	0	1,49	100,59
Київська	0	0	0	0	21,81	21,81
Кіровоградська	0	0	379,85	0	0	379,85
Луганська	10,01	0,29	0	8540,29	0	8550,59
Львівська	0,96	10,72	0	623,96	41,24	676,88
Одеська	0,01	0,38	0	0	0	0,39
Полтавська	169,7	31,78	0	0	6,48	207,96

Закінчення табл. 3.8

1	2	3	4	5	6	7
Рівненська	0	0	0	0	36,14	36,14
Сумська	16,57	17,77	0	0	12,43	46,77
Тернопільська	0	0	0	0	7,95	7,95
Харківська	228,65	11,38	197,29	1186,32	0,08	1623,72
Херсонська	0	0	0	0	0,70	0,70
Хмельницька	0	0	0	0	6,64	6,64
Черкаська	0	0	41,60	0	2,82	44,42
Чернігівська	6,04	8,9	0	0	21,23	36,17
Чернівецька	54,95	3,79	0	0	0	58,74
Шельф Азовського моря	7,47	0	0	0	0	7,47
Шельф Чорного моря	30	3,65	0	0	0	33,65
Усього по країні	654,41	116,36	1311,93	24585,58	214,19	26882,47

[12]. Технічно досяжний потенціал становить частку теоретично можливого потенціалу, що видобувається та використовується на енергетичні та інші потреби. Коефіцієнт для розрахунку поточно-технічного потенціалу відновлювального торфу складає 0,6 [12].

У табл. 3.9 наведено дані щодо поточного технічного потенціалу відновлювального торфу за областями.

Таблиця 3.9

Технічний потенціал відновлюваного торфу за областями України у 2020 р.

Область	Теоретичний потенціал		Технічний потенціал	
	тис. т	тис. т н. е.	тис. т	тис. т н. е.
1	2	3	4	5
АР Крим	–	–	–	–
Вінницька	28,45	8,02	17,07	4,81
Волинська	394,74	111,32	236,84	66,79
Дніпропетровська	0,12	0,03	0,07	0,02
Донецька	1,51	0,43	0,91	0,26
Житомирська	107,74	30,39	64,65	18,23
Закарпатська	0,04	0,01	0,03	0,01
Запорізька	0,94	0,27	0,57	0,16
Івано-Франківська	9,01	2,54	5,41	1,52
Київська	162,05	45,70	97,23	27,42
Кіровоградська	3,65	1,03	2,19	0,62
Луганська	0,06	0,02	0,03	0,01
Львівська	153,33	43,24	92,00	25,94
Миколаївська	0,73	0,20	0,44	0,12
Одеська	0,00	0,00	0,00	0,00
Полтавська	93,58	26,39	56,15	15,83
Рівненська	357,47	100,81	214,48	60,49
Сумська	106,55	30,05	63,93	18,03
Тернопільська	49,40	13,93	29,64	8,36

Закінчення табл. 3.9

1	2	3	4	5
Харківська	4,94	1,39	2,97	0,84
Херсонська	3,93	1,11	2,36	0,66
Хмельницька	57,34	16,17	34,41	9,70
Черкаська	45,85	12,93	27,51	7,76
Чернівецька	0,00	0,00	0,00	0,00
Чернігівська	262,09	73,91	157,26	44,35
Усього по країні	1860,04	524,56	1116,03	314,74

Поточний технічний потенціал відновлюваного торфу в Україні оцінюється на рівні 314,74 тис. т н. е. Найбільший технічний потенціал відновлюваного торфу зосереджено у Волинській (21%), Рівненській (18,2%), Чернігівській (13%) та Київській (8,4%) областях.

Одним із найбільш перспективних видів палива відновлюваних джерел є біомаса – вуглецевмісні органічні речовини рослинного та тваринного походження. Для виробництва енергії застосовують тверду біомасу, а також отримані з неї рідкі та газоподібні палива – біогаз, біодизель, біоетанол та інші [12]. До переліку основних джерел відновлювальних ресурсів віднесено ріпак і кукурудзу.

Сільськогосподарське виробництво України є потужним джерелом різних видів відходів, що становлять джерела палива відновлювальних ресурсів, які можуть використовуватися для виробництва енергії.

До рідкого біопалива першого покоління належать біоетанол і біодизель. Незаперечна цінність біопалива – в його екологічній чистоті та можливості одержання з відновлюваної сировини.

Біоетанол є одним із найважливіших продуктів сучасної біоeкономіки. Розглядаються різні джерела та технологічні шляхи отримання біопалива.

Згідно із Законом України «Про альтернативні види палива»:

Біоетанол – спирт етиловий зневоджений, виготовлений з біомаси або спирту етилового-сирцю для використання як біопалива.

Біодизельне паливо (біодизель) – метилові та/або етилові етери вищих органічних кислот, отриманих з рослинних олій або тваринних жирів, що використовуються як біопаливо або біокомпонент [19].

Важливою зерновою культурою в Україні для виробництва біоетанолу є кукурудза, яка посідає особливе місце у вітчизняному та світовому виробництві зерна.

За потенційною врожайністю, багатоплановістю використання вона вигідно вирізняється серед інших культур. Кукурудза, як одна із небагатьох культур, має поширену сферу використання в харчовій, крохмально-мелясовій, біопаливній, мікробіологічній, медичній та інших галузях промисловості, має високі кормові властивості. Продовольче споживання зерна кукурудзи в Україні є мінімальним, і більшість виробленої продукції в даний час експортується. Динаміку вирощування кукурудзи в Україні наведено на *рис. 3.13*.

З *рис. 3.13* видно, що в Україні спостерігається поступове збільшення виробництва кукурудзи. Зокрема, у 2020 р. валовий збір кукурудзи склав 30290,3 тис. т.

З огляду на вихід біоетанолу 40 л із 1 ц зерна (враховуючи, що при температурі 20 °С густина біоетанолу становить 0,79 г/см³, з 1 т кукурудзи можна отримати 0,316 т біоетанолу). Коефіцієнт перерахунку тонни біоетанолу в тонни нафтового еквіваленту складає 0,64.

У *табл. 3.10* наведено дані, які характеризують імовірний технічний потенціал біоетанолу, виробленого з кукурудзи в Україні за областями, за умови використання 25% усієї зібраної кукурудзи.

Що стосується обсягу вирощування кукурудзи, то лідерами серед областей України за даним показником у 2020 р. стали Чернігівська, Полтавська та Сумська області, частка яких у загальному обсязі вирощування кукурудзи країни становить 14,20%, 12,05% та 11,95% відповідно.

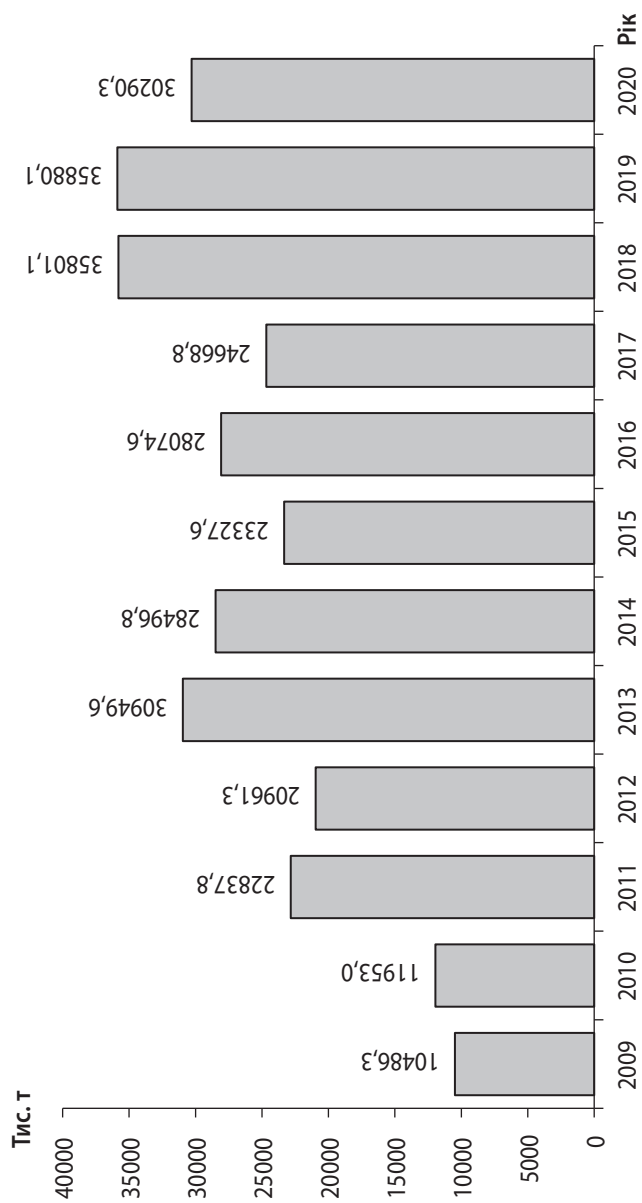


Рис. 3.13. Динаміка вирощування кукурудзи в Україні у 2009–2020 рр., тис. т

Джерело: сформовано на основі [13–18].

Таблиця 3.10

Поточний технічний потенціал виробництва біоетанолу, виробленого з кукурудзи в Україні за областями

Область	Валовий збір, тис. т	Валовий збір 25%, тис. т	Коефіцієнт перерахунку в тонни палива	Технічний потенціал, тис. т	Технічний по- тенціал, тис. т н. е.
1	2	3	4	5	6
АР Крим	-	-	-	-	-
Вінницька	2276,4	569,1	0,316	179,84	115,09
Волинська	376,6	94,15	0,316	29,75	19,04
Дніпропетровська	745,0	186,25	0,316	58,86	37,67
Донецька	170,7	42,675	0,316	13,49	8,63
Житомирська	1583,5	395,875	0,316	125,10	80,06
Закарпатська	227,3	56,825	0,316	17,96	11,49
Запорізька	161,7	40,425	0,316	12,77	8,18
Івано-Франківська	394,5	98,625	0,316	31,17	19,95
Київська	1851,3	462,825	0,316	146,25	93,60
Кіровоградська	1088,6	272,15	0,316	86,00	55,04
Луганська	185,1	46,275	0,316	14,62	9,36
Львівська	584,7	146,175	0,316	46,19	29,56
Миколаївська	321,3	80,325	0,316	25,38	16,24
Одеська	372,1	93,025	0,316	29,40	18,81
Полтавська	3650,1	912,525	0,316	288,36	184,55
Рівненська	668,1	167,025	0,316	52,78	33,78
Сумська	3620,8	905,2	0,316	286,04	183,07
Тернопільська	1332,5	333,125	0,316	105,27	67,37
Харківська	1421,1	355,275	0,316	112,27	71,85
Херсонська	419,1	104,775	0,316	33,11	21,19

Закінчення табл. 3.10

1	2	3	4	5	6
Хмельницька	2531,4	632,85	0,316	199,98	127,99
Черкаська	1650,8	412,7	0,316	130,41	83,46
Чернівецька	357,4	89,35	0,316	28,23	18,07
Чернігівська	4300,2	1075,05	0,316	339,72	217,42
Усього по країні	30290,3	7572,575	0,316	2392,93	1531,48

Результати оцінки технічного потенціалу біопалива, виробленого з кукурудзи за областями виявили, що найбільший технічний потенціал зосереджено в Чернігівській (217,42 тис. т н. е.), Полтавській (184,55 тис. т н. е.), Сумській (183,07 тис. т н. е.), Хмельницькій (127,99 тис. т н. е.) та Вінницькій (115,09 тис. т н. е.) областях.

Динаміку вирощування ріпаку в Україні наведено на *рис. 3.14*.

З даних *рис. 3.14* видно, що в період з 2009 р. по 2020 р. спостерігається зростаюча тенденція вирощування ріпаку в Україні. Так, у 2020 р. порівняно з 2009 р. вирощування ріпаку збільшилося на 683,9 тис. т – до 2557,2 тис. т.

При відповідній технології вирощування ріпаку з 1 га площі отриманий врожай дає 20 т зелених кормів, 20 т зелених добрив, 3–3,5 т насіння, 13 ц олії, 16 ц макухи (шроту), 100 кг меду, 500 кг паперу. Призначене для виробництва олії насіння ріпаку різних сортів повинне мати вологість 5–7%, засміченість – не більше 1%, вміст ерукової кислоти – менше 2% та кислотне число – не більше 3. Порушення цих вимог погіршує ефективність вижимання та етерифікації, а також може стати причиною зниження якості олії. На це впливають ступінь стиглості насіння та умови його зберігання. Із 1 т насіння ріпаку вологістю 7–8% можна отримати 0,310 т біодизелю, 1,9 т шроту (із вмістом олії 8–12%) і близько 0,2 т гліцерину. Коефіцієнт перерахунку тонни біодизельного палива в тонни нафтового еквіваленту складає 0,86.

Найбільш сприятливі умови для вирощування озимого ріпаку в Україні спостерігаються у Львівській, Івано-Франківській,

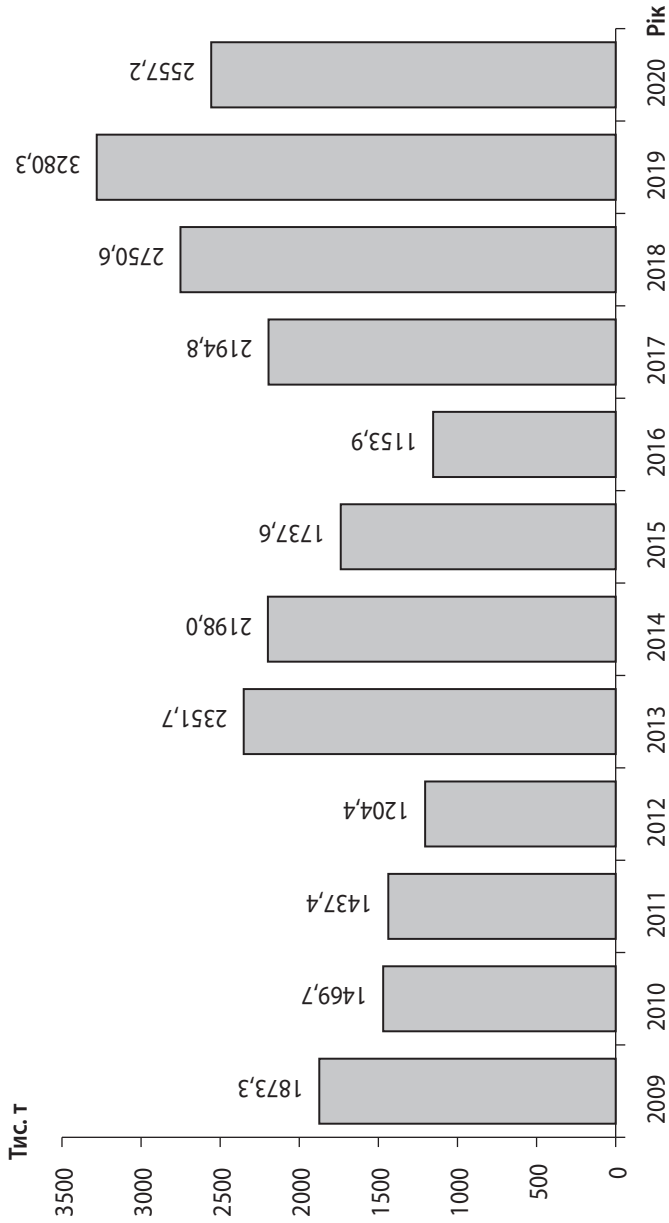


Рис. 3.14. Динаміка вирощування ріпаку в Україні у 2009–2020 рр., тис. т

Джерело: сформовано на основі [13–18].

Тернопільській, Хмельницькій, Київській областях, а ярого – в Київській, Черкаській, Чернігівській.

У табл. 3.11 наведено дані, які характеризують поточний технічний потенціал виробництва біодизельного палива, виробленого з ріпаку в Україні за областями, за умови переробки 25% усього зібраного ріпаку на території України.

Таблиця 3.11

Поточний технічний потенціал біодизельного палива, виробленого з ріпаку в Україні за областями

Область	Валовий збір, тис. т	Валовий збір (25%), тис. т	Коефіцієнт перерахунку в тонни палива	Технічний потенціал, тис. т	Технічний по- тенціал, тис. т н. е.
1	2	3	4	5	6
АР Крим	–	–	–	–	–
Вінницька	136,7	34,18	0,31	10,59	9,11
Волинська	142,4	35,60	0,31	11,04	9,49
Дніпропетровська	302,9	75,73	0,31	23,47	20,19
Донецька	93,7	23,43	0,31	7,26	6,25
Житомирська	105,4	26,35	0,31	8,17	7,02
Закарпатська	0	0,00	0,31	0,00	0,00
Запорізька	191,1	47,78	0,31	14,81	12,74
Івано-Франківська	62,6	15,65	0,31	4,85	4,17
Київська	64,7	16,18	0,31	5,01	4,31
Кіровоградська	104,8	26,20	0,31	8,12	6,98
Луганська	24,1	6,03	0,31	1,87	1,61
Львівська	172,1	43,03	0,31	13,34	11,47
Миколаївська	128,8	32,20	0,31	9,98	8,58
Одеська	124,3	31,08	0,31	9,63	8,28
Полтавська	7,0	1,75	0,31	0,54	0,47

Закінчення табл. 3.11

1	2	3	4	5	6
Рівненська	86,8	21,70	0,31	6,73	5,79
Сумська	36,8	9,20	0,31	2,85	2,45
Тернопільська	182,3	45,58	0,31	14,13	12,15
Харківська	33,4	8,35	0,31	2,59	2,23
Херсонська	197,2	49,30	0,31	15,28	13,14
Хмельницька	204,0	51,00	0,31	15,81	13,60
Черкаська	36,5	9,13	0,31	2,83	2,43
Чернівецька	39,7	9,93	0,31	3,08	2,65
Чернігівська	79,9	19,98	0,31	6,19	5,33
Усього по країні	2557,2	639,30	0,31	198,18	170,44

Найбільший серед областей України обсяг вирощування ріпаку зафіксовано у Дніпропетровській, Хмельницькій та Херсонській областях. Їх частка в поточному обсягу вирощування ріпаку країни становить 11,84%, 7,98% і 7,71% відповідно.

Відповідно найбільший серед областей України технічний потенціал біодизельного палива, виробленого з ріпаку, наявний у Дніпропетровській (20,19 тис. т н. е.), Хмельницькій (13,6 тис. т н. е.) та Херсонській (13,14 тис. т н. е.) областях.

Дані, які характеризують поточний технічний потенціал виробництва біопалива за видами та областями, наведено в табл. 3.12 і на рис. 3.15.

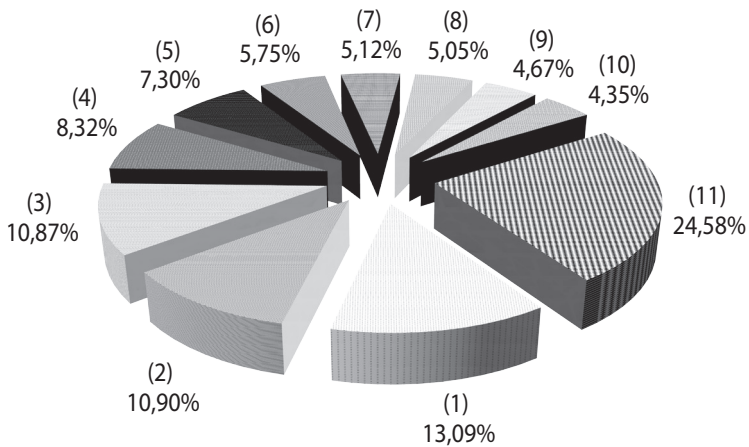
Найбільший поточний технічний потенціал виробництва біопалива зосереджено в Чернігівській (222,7 тис. т н. е.), Сумській (185,5 тис. т н. е.), Полтавській (185,0 тис. т н. е.), Хмельницькій (141,6 тис. т н. е.), Вінницькій (124,2 тис. т н. е.), та Київській (97,9 тис. т н. е.) областях. Там зосереджено близько 56% сукупного енергетичного потенціалу виробництва рідкого біопалива в Україні.

Сукупний енергетичний потенціал України наведено в табл. 3.13.

Таблиця 3.12

**Поточний технічний потенціал виробництва біопалива за областями,
тис. т н. е.**

Область	Потенціал біоетанолу	Потенціал біодизельного пального	Рідке біопаливо
АР Крим	–	–	–
Вінницька	115,09	9,11	124,21
Волинська	19,04	9,49	28,53
Дніпропетровська	37,67	20,19	57,86
Донецька	8,63	6,25	14,88
Житомирська	80,06	7,02	87,09
Закарпатська	11,49	0,00	11,49
Запорізька	8,18	12,74	20,91
Івано-Франківська	19,95	4,17	24,12
Київська	93,60	4,31	97,91
Кіровоградська	55,04	6,98	62,02
Луганська	9,36	1,61	10,96
Львівська	29,56	11,47	41,03
Миколаївська	16,24	8,58	24,83
Одеська	18,81	8,28	27,10
Полтавська	184,55	0,47	185,02
Рівненська	33,78	5,79	39,56
Сумська	183,07	2,45	185,52
Тернопільська	67,37	12,15	79,52
Харківська	71,85	2,23	74,08
Херсонська	21,19	13,14	34,33
Хмельницька	127,99	13,60	141,58
Черкаська	83,46	2,43	85,90
Чернівецька	18,07	2,65	20,72
Чернігівська	217,42	5,33	222,74
Усього по країні	1531,48	170,44	1701,91



Примітка: 1 – Чернігівська; 2 – Сумська; 3 – Полтавська; 4 – Хмельницька; Черкаська; 5 – Вінницька; 6 – Київська; 7 – Житомирська; 8 – Черкаська 9 – Тернопільська; 10 – Харківська; 11 – інші.

Рис. 3.15. Регіони-лідери за потенціалом виробництва рідкого біопалива в Україні за 2020 р.

Структуру енергетичного потенціалу горючих корисних копалин і біопалива за видами та по регіонах України у 2020 р. наведено на *рис. 3.16* і *рис. 3.17*.

З *рис. 3.16* видно, що структура енергетичного потенціалу за видами горючих корисних копалин і біопалива в країні у 2020 р. виглядала таким чином: кам'яне вугілля – 90,65% (24585,6 млн т н. е.), буре вугілля – 5,71% (1548,23 млн т н. е.), природний газ – 2,41% (654,4 млн т н. е.), інше – 1,33% (332,6 млн т н. е.).

З даних *рис. 3.17* видно, що найбільший сукупний енергетичний потенціал горючих корисних копалин і біопалива зосереджено в Луганській (8550,6 млн т н. е.), Донецькій (7949,7 млн т н. е.), Дніпропетровській (7046,3 млн т н. е.), Харківській (1659,3 млн т н. е.) та Львівській (677 млн т н. е.) областях. У них зосереджено близько 95,4% сукупного енергетичного потенціалу України.

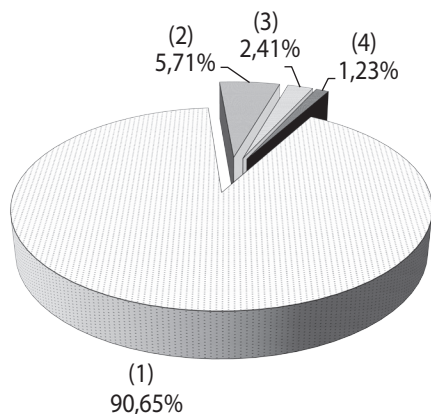
Таблиця 3.13

Сукупний енергетичний потенціал горючих корисних копалин України, млн т н.е.

Область	Природний газ	Нафта та газовий конденсат	Буре вугілля	Кам'яне вугілля	Торф	Відновлю-вальний торф	Біостанол з кукурудзи	Біодизель з ріпаку	Усього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АР Крим	13,41	8,94	0	0	0	0	0	0	22,35
Вінницька	0	0	0	0	4,23	0,00	0,12	0,01	4,36
Волинська	22,49	0	0	40,22	43,46	0,07	0,02	0,01	106,27
Дніпропетровська	8,96	1,56	668,07	6247,31	0,00	0,00	0,04	0,02	6925,96
Донецька	0,16	0	0	7947,48	0,00	0,00	0,01	0,01	7947,66
Житомирська	0	0	5,5	0	7,46	0,02	0,08	0,01	13,07
Закарпатська	0,75	0	19,62	0	0	0,00	0,01	0,00	20,38
Запорізька	2,39	0	0	0	0	0,00	0,01	0,01	2,41
Івано-Франківська	81,89	17,21	0	0	1,49	0,00	0,02	0,00	100,62
Київська	0	0	0	0	21,81	0,03	0,09	0,00	21,94
Кіровоградська	0	0	379,85	0	0	0,00	0,06	0,01	379,91
Луганська	10,01	0,29	0	8540,29	0	0,00	0,01	0,00	8550,60
Львівська	0,96	10,72	0	623,96	41,24	0,03	0,03	0,01	676,95

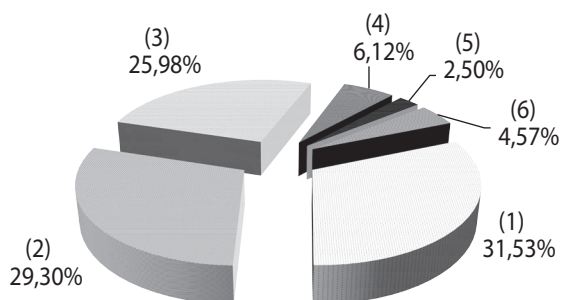
Закінчення табл. 3.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Миколаївська	0	0	0	0	0	0,00	0,02	0,01	0,02
Одеська	0,01	0,38	0	0	0	0,00	0,02	0,01	0,42
Полтавська	169,7	31,78	0	0	6,48	0,02	0,18	0,00	208,16
Рівненська	0	0	0	0	36,14	0,06	0,03	0,01	36,24
Сумська	16,57	17,77	0	0	12,43	0,02	0,18	0,00	46,97
Тернопільська	0	0	0	0	7,95	0,01	0,07	0,01	8,04
Харківська	228,65	11,38	197,29	1186,32	0,08	0,00	0,07	0,00	1623,79
Херсонська	0	0	0	0	0,70	0,00	0,02	0,01	0,73
Хмельницька	0	0	0	0	6,64	0,01	0,13	0,01	6,79
Черкаська	0	0	49,09	0	2,82	0,01	0,08	0,00	52,00
Чернігівська	6,04	8,9	0	0	21,23	0,04	0,02	0,00	36,24
Чернівецька	54,95	3,79	0	0	0	0,00	0,22	0,01	58,96
Шельф Азовського моря	7,47	0	0	0	0	0	0	0	7,47
Шельф Чорного моря	30	3,65	0	0	0	0	0	0	33,65
Усього по країні	654,41	116,36	1313,92	24585,58	214,19	0,31	1,53	0,17	26886,47



Примітка: 1 – кам'яне вугілля; 2 – буре вугілля; 3 – природний газ; 4 – інше.

Рис. 3.16. Структура енергетичного потенціалу за видами горючих корисних копалин і біопалива в країні у 2020 р.



Примітка: 1 – Луганська область; 2 – Донецька область; 3 – Дніпропетровська область; 4 – Харківська область; 5 – Львівська область; 6 – інші.

Рис. 3.17. Структура сукупного енергетичного потенціалу горючих корисних копалин і біопалива по регіонах країни у 2020 р.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ III

1. Загальний енергетичний потенціал за видами горючих корисних копалин і біопалива в Україні у 2020 р. становив 27120 млн т н. е., у тому числі за структурою: кам'яне і буре вугілля – 90,65%, природний газ – 2,41%, інше – 1,33%.

2. Загальний енергетичний потенціал за видами горючих корисних копалин і біопалива в Україні у 2020 р. між регіонами країни розподілився таким чином: Луганська область – 31,53%, Донецька – 29,3%, Дніпропетровська – 25,98%, Харківська – 6,12%, Львівська – 2,5%, інші області – 0,3%.

3. Структура енергетичного потенціалу кам'яного вугілля (24585 млн т н. е.) по регіонах України у 2020 р. була такою: Луганська область – 34,7%, Донецька – 32,3%, Дніпропетровська – 25,4%, Харківська – 4,8%, Львівська – 2,5%, інші області – 0,3%.

4. Структура енергетичного потенціалу бурого вугілля (1548 млн т н. е.) по регіонах України у 2020 р. становила: Дніпропетровська область – 50,9%, Кропивницька – 28,9%, Харківська – 15,0, інші області – 5,2%.

5. В Україні у 2020 р. видобуто нафти 1671 млн т, у тому числі: Сумська область – 672 тис. т (40,2% від загального видобутку в Україні), Івано-Франківська – 371 тис. т (22,2%), Чернігівська – 243 тис. т (14,5%), Львівська – 174 тис. т (10,4%), Полтавська область – 148 тис. т (8,9%).

6. В Україні у 2020 р. видобуто газового конденсату 758 тис. т, у тому числі: Полтавська область – 439 тис. т (57,9% від загального видобутку в Україні), Харківська область – 284 тис. т (37,5%).

7. В Україні у 2020 р. видобуто кам'яного вугілля 17570 тис. т, у тому числі: Дніпропетровська область – 9050 тис. т (51,5% від загального видобутку в Україні), Донецька область – 7422 тис. т (42,2%), Львівська область – 896 тис. т (5,1%).

8. В Україні у 2020 р. видобуто бурого вугілля 9 тис. т, у тому числі: Закарпатська область – 7 тис. т (77,8% від загального видобутку в Україні), Черкаська область – 2 тис. т (22,2%).

9. За запасами нафти (0,03%) Україна займає 41 місце у світі, а за видобутком (0,04%) – 62 місце.

10. За запасами вугілля (3,2%) Україна займає 8 місце у світі, а за видобутком (0,3%) – 18 місце.

БІБЛІОГРАФІЯ ДО РОЗДІЛУ III

1. Мінеральні ресурси України : щорічник / Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2014. 270 с. URL: http://geoinf.kiev.ua/M_R_2014.pdf
2. Мінеральні ресурси України : щорічник / Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2017. 268 с. URL: http://geoinf.kiev.ua/M_R_2017.pdf
3. 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
4. Мінеральні ресурси України : щорічник / Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2020. 270 с. URL: http://geoinf.kiev.ua/M_R_2020.pdf
5. Мінеральні ресурси України : щорічник / Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геологічний фонд України», 2021. 270 с. URL: https://geoinf.kiev.ua/wp/wp-content/uploads/2021/11/m_r_2021.pdf
6. Державна служба статистики України. URL: <http://www.ukrstat.gov.ua>
7. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник. Київ : Державна служба статистики України. 2019. 194 с.
8. Energy balance // Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Balances-April2022.zip/7784e000-9579-c47f-986d-92dc82f893a5?t=1649926648023>
9. BP Statistical Review of World Energy 2020 // British Petroleum URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/>

- global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf
10. BP Statistical Review of World Energy 2020 // British Petroleum. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-all-data.xlsx>
 11. Ініціатива прозорості видобувних галузей / Національний звіт України 2014–2015. URL: <http://eiti.org.ua/download/2235/>
 12. Гелетуха Г. Г та ін. Оцінка енергетичного потенціалу біомаси в Україні. Ч. 1. Відходи сільського господарства та деревна біомаса. *Промышленная теплотехника*. 2010. Т. 32. № 5. С. 58–65. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/60302/09-GeletukhaNEW.pdf?sequence=1>
 13. Статистичний щорічник України за 2013 рік / за ред. О. Г. Осауленка / Державний комітет статистики України, 2014. 533 с.
 14. Статистичний збірник Україна у цифрах за 2016 рік / за ред. І. Є. Вернера / Державний комітет статистики України, 2017. 240 с.
 15. Статистичний щорічник України за 2019 рік / за ред. І. Є. Вернера / Державний комітет статистики України, 2020. 464 с.
 16. Сільське господарство України. Статистичний збірник за 2013 рік / за ред. Н. С. Власенко / Державний комітет статистики України, 2014. 399 с.
 17. Сільське господарство України. Статистичний збірник за 2016 рік / за ред. О. М. Прокопенко / Державний комітет статистики України, 2017. 246 с.
 18. Сільське господарство України. Статистичний збірник за 2020 рік / Державний комітет статистики України, 2021. 231 с.
 19. Закон України «Про альтернативні види палива» від 14 січня 2000 р. № 1391-XIV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1391-14#Text>

РОЗДІЛ IV.

ВИРОБНИЦТВО МОТОРНОГО ПАЛИВА В УКРАЇНІ

Основними суб'єктами нафтопереробної промисловості України є НПЗ, на яких здійснюється переробка сирової нафти та виготовлення з неї нафтопродуктів, основний з яких – 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, які спричиняють збільшення виходу важких нафтопродуктів та не відповідають екологічним вимогам (стандартам), чинним у ЄС.

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

У 2012 р. ситуація різко погіршилась, обсяг переробки нафти різко знизився та по відношенню до рівня 2011 р. склав лише 50,5%. У подальшому, з 2013 р., тенденція поступового зниження обсягів переробки нафти поновилася, у результаті чого на кінець

2020 р. обсяги вітчизняної нафтопереробки по відношенню до рівня 2009 р. скоротилися в 4,1 разу.

Динаміку первинної переробки нафти сирової та газового конденсату в Україні наведено на *рис. 4.1*.

Результатом скорочення обсягів вітчизняної нафтопереробки стала зупинка виробництва на п'яти із семи заводах – основних виробниках моторного палива. У 1990-х роках виробництво моторного палива в Україні здійснювалося шістьма нафтопереробними (Кременчуцьким, Дрогобицьким, Надвірнянським, Лисичанським, Херсонським та Одеським) і одним газопереробним (Шебелинським) заводами.

Характеристику великих виробництв нафтопродуктів в Україні наведено в *табл. 4.1*. У *табл. 4.2* наведено показники, що характеризують переробку нафти сирової та газового конденсату основними виробниками нафтопродуктів.

З *табл. 4.1* і *табл. 4.2* видно, що у 2020 р. переробку нафти в країні забезпечував лише один із шести нафтопереробних заводів, а саме, Кременчуцький НПЗ, який входить до 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».

Таким чином, можна стверджувати, що на даний час працюють лише підприємства, які підпорядковані державним структурам.

Низька інвестиційна активність вітчизняних виробників моторного палива та 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 2009–2020 рр. наведено на *рис. 4.2*.

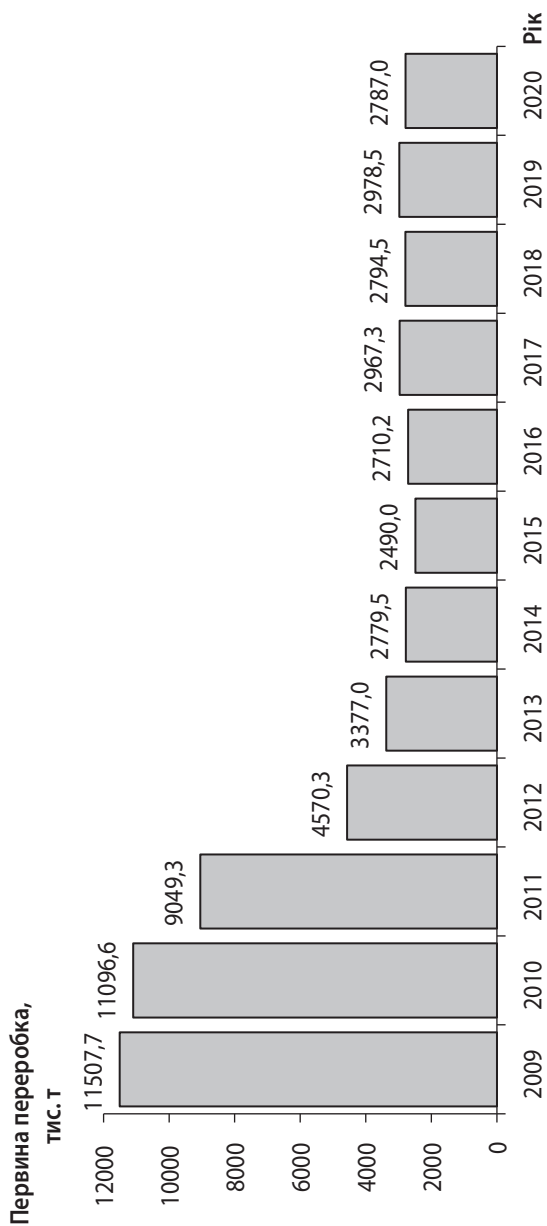


Рис. 4.1. Динаміка первинної переробки нафти сирої та газового конденсату в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–33].

Таблиця 4.1

Характеристика великих виробництв нафтопродуктів в Україні у 2009–2020 рр.

1	2	3	4	5	6	7	8
Підприємство	Рік заснування	Найбільші власники	Місце розташування	Номінальна потужність з первинної переробки, млн т/рік	Категорія НПЗ	Глибина переробки, %	Стан справ
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 законсервовано
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 законсервовано

Закінчення табл. 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Лисичанський НПЗ	1976	ПАО «НК «Рос-нафта» – 100%	Луганська область	16,0	В – напів-складна схема переробки	71,5	2013 р. – завод зупинено на реконструкцію, у 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
Одеський НПЗ	1937	ДП «Укртранс-нафто-продукт» – 100%	Одеська область	3,6	А – проста схема переробки	57,0	2015 р. – завод зупинено на реконструкцію, у 2022 р. – обстріляно ракетами ЗС РФ
Шебелінський ГПЗ	1960	Нафтогаз – 100%	Харківська область	0,55	А – проста схема переробки		Лютий 2022 р. – завод зупинено та обстріляно ракетами ЗС РФ

Таблиця 4.2
**Динаміка переробки нафти сирої та газового конденсату основними виробниками нафтопродуктів в Україні
у 2009–2020 рр., тис. т**

Підприємство	Рік										
	2009	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Кременчуцький НПЗ	3188,8	3119,0	3033,6	2400	2086,3	2017,4	2194,8	2473,8	2340,5	2505,8	2369,8
Дрогобицький НПЗ	422,9	165,7	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
Лисичанський НПЗ	4952,8	4946,4	810	0	0	0	0	0	0	0	0
Херсонський НПЗ	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
Шебелінський ГПЗ	736,3	680,3	663,2	584,3	480,2	472,6	515,4	493,5	454,00	472,71	390,2
Інші малі НПЗ	0,0	0,1	54,5	47,1	0	0	0	0	0	0	0
Усього	11507,7	9049,3	4570,3	3377,0	2779,5	2490,0	2710,2	2967,3	2794,5	2978,5	2787,0

Джерело: складено на основі [1 – 33].

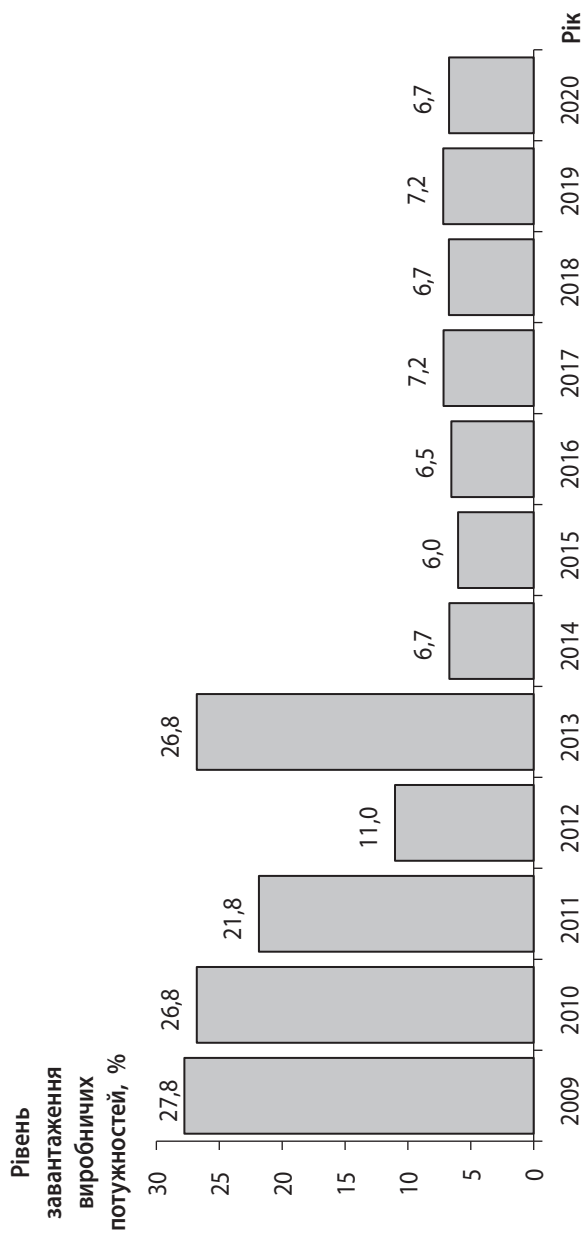


Рис. 4.2. Динаміка завантаження виробничих потужностей первинної переробки нафти в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–33].

З рис. 4.2 видно, що вітчизняна нафтопереробна промисловість ще в 2009 р. мала неприпустимо низький рівень завантаження виробничих потужностей – 27,8%. Дана тенденція мала продовження і протягом періоду, що аналізується, у результаті чого у 2020 р. рівень завантаження виробничих потужностей первинної нафтопереробки склав лише 6,7%. Для більш ефективного використання ресурсів в Україні необхідно будувати нові НПЗ із повною схемою переробки та проводити модернізацію і реконструкцію існуючих 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 світових запасів є нераціональним кроком у розвитку нафтопереробної промисловості України.

Динаміку виробництва основних видів моторного палива в Україні наведено на *рис. 4.3, рис. 4.4*.

З рис. 4.3 та рис. 4.4 видно, що в цілому з 2009 р. по 2020 р. виробництво бензину зменшилося на 2336 тис. т, або на 68,6%, а дизельного палива – на 2723 тис. т, або на 70,7%.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ IV

1. Обсяги первинної переробки нафти сирової та газового конденсату в Україні з 2009 р. по 2020 р. зменшилися на 75,8% і становили 2787 тис. т. За цей самий час завантаження виробничих потужностей знизилося з 67% до 27,8%.

2. Обсяги виробництва бензину в Україні у 2020 р. становили 1023 тис. т, що на 68,6% менше, ніж у 2009 р.

3. Обсяги виробництва дизельного палива в Україні з 2009 р. по 2020 р. зменшилися на 70,7% і становили 1127 тис. т.

4. На кінець 2020 р. в Україні працювало 2 із 7 великих нафто- та газопереробних підприємства, що переробляли нафтогазовий конденсат, а саме: Кременчуцький НПЗ – 2369 тис. т і Шебелинський ГПЗ – 390,2 тис. т, які у 2022 р. припинили свою роботу че-

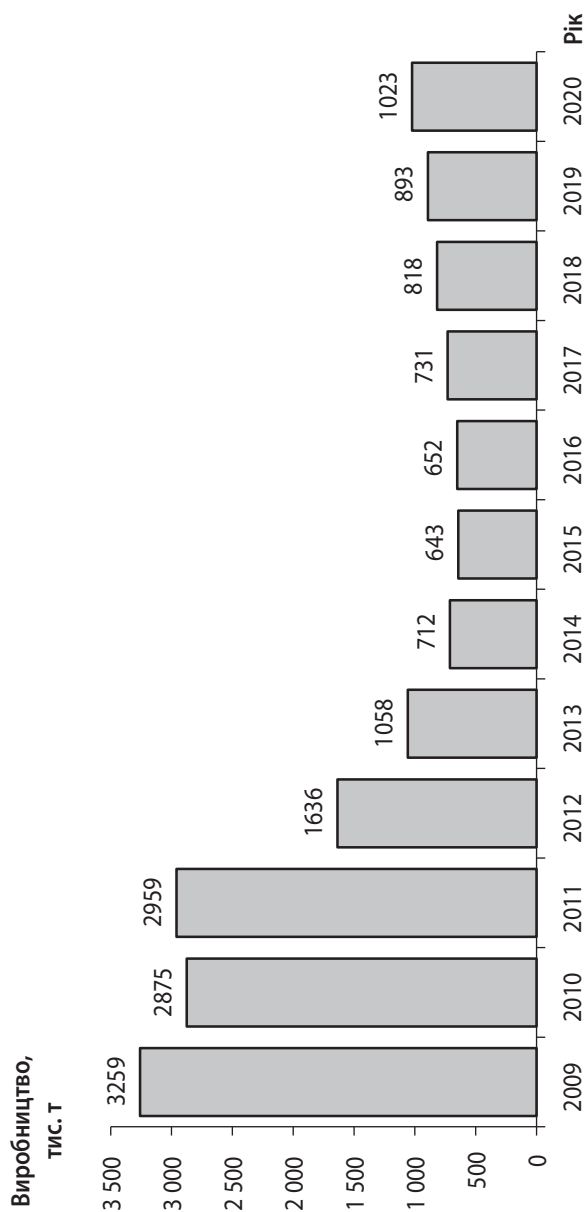


Рис. 4.3. Динаміка виробництва бензину в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–33].

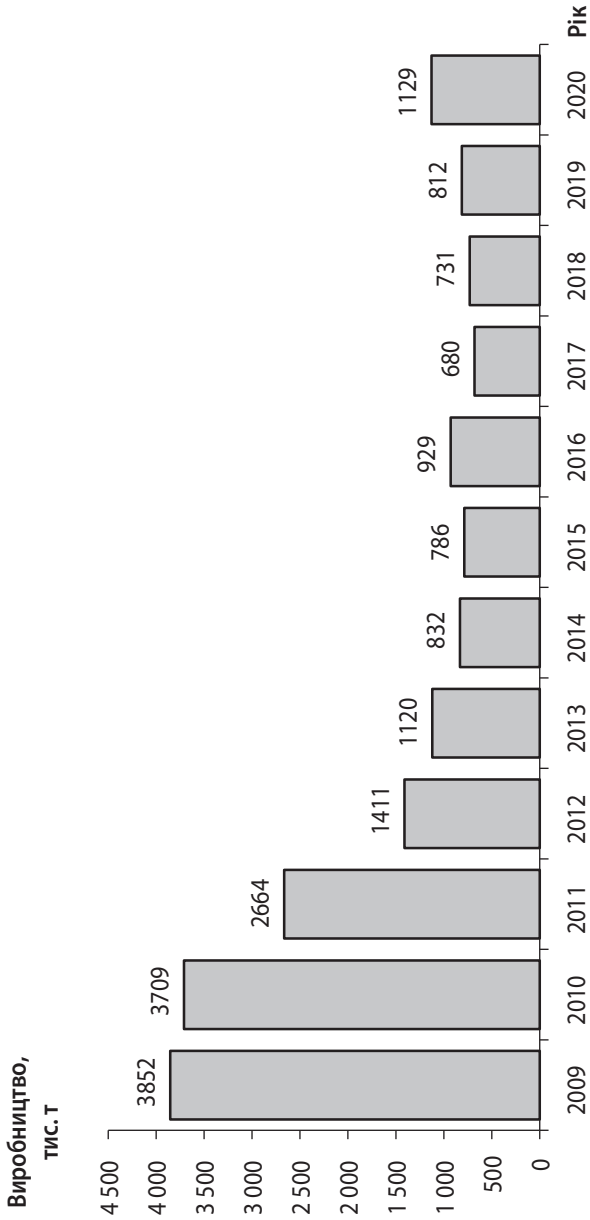


Рис. 4.4. Динаміка виробництва дизельного палива в Україні у 2009–2020 рр.

Джерело: сформовано на основі [1–33].

рез військову агресію РФ на територію України. Крім того, обидва підприємства отримали суттєві руйнування внаслідок ракетних ударів з боку ЗС РФ.

5. Державі на 100% належать два підприємства: Одеський НПЗ (власник ДП «Укртранснафтопродукт») і Шебелинський ГПЗ (власник – «Нафтогаз України»). Три підприємства контролює Група «Приват»: Кременчуцький НПЗ (57% власності), Дрогобицький НПЗ (75%), Надвірнянський НПЗ (73%). Лисичанський НПЗ належить російському бізнесу (ПАО «НК «Роснафта» – 100%). Власником Херсонського НПЗ є українська ГП «Контініум» – 100%.

6. Найбільшими за номінальною потужністю з первинної переробки нафти є Кременчуцький НПЗ (18,6 млн т на рік) і Лисичанський НПЗ (16,0 млн т на рік); за глибиною переробки – вони ж, відповідно 72,2% і 71,5%.

7. Найбільш перспективними з точки зору переробки нафти та газового конденсату є, відповідно, Кременчуцький НПЗ і Шебелинський ГПЗ.

БІБЛІОГРАФІЯ ДО РОЗДІЛУ IV

1. Державна служба статистики України. URL: <http://www.ukrstat.gov.ua>
2. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник. Київ : Державна служба статистики України, 2019. 194 с.
3. Energy balance // Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956218/Balances-April2022.zip/7784e000-9579-c47f-986d-92dc82f893a5?t=1649926648023>
4. BP Statistical Review of World Energy 2020 // British Petroleum. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
5. BP Statistical Review of World Energy 2020 // British Petroleum. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-all-data.xlsx>

6. Виробництво найважливіших видів промислової продукції по місяцях 2005, 2006 і 2007 років : Експрес-випуск 16.01.2008 р. № 14. Київ : Державний комітет статистики України, 2008. 9 с.
7. Виробництво найважливіших видів промислової продукції по місяцях 2007, 2008 і 2009 років : Експрес-випуск 16.10.2009 р. № 221. Київ : Державний комітет статистики України, 2009. 11 с.
8. Виробництво найважливіших видів промислової продукції по місяцях 2009, 2010 і 2011 років : Експрес-випуск 19.01.2012 р. № 12. Київ : Державна служба статистики України, 2012. 12 с.
9. 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
10. 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
11. 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
12. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник. Київ : Державний комітет статистики України, 2006. 305 с.
13. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / під кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2009. 443 с.
14. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / під кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2011. 315 с.
15. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / під кер. В. О. Піщейка. Київ : Державна служба статистики України, 2013. 334 с.
16. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / під кер. А. О. Фризоренко. Київ : Державна служба статистики України, 2015. 325 с.
17. Паливно-енергетичні ресурси України : статистичний збірник / під кер. А. О. Фризоренко. Київ : Державна служба статистики України, 2016. 157 с.
18. Статистична інформація // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=35081

19. Імпорт бензину та дизельного палива в Україну. Статистична інформація // Eurostat. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/statistics-a-z>
20. Кудинов І., Сиренко А. Імпорт 2014: вычищая осадки прошлого // НафтоРинок. 02.02.2015. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=276
21. Сычов Н. Длинный бензиновый минус // НафтоРинок. 26.01.2016. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=332
22. Сычов Н. Рынок бензинов 2016: не все потеряно // НафтоРинок. 16.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/stati/rynok-benzinov-2016-ne-vse-poteryano>
23. Баланс бензинов украинского рынка в 2016 году вырос почти на 6% (Графика) // НафтоРинок. 17.01.2017. URL: <http://www.nefterynok.info/novosti/balans-benzinov-ukrainskogo-rynka-v-2016-godu-vyros-pochti-na-6-grafika>
24. Сычов Н. Імпорт ДТ 2015: залились по горлышко // НафтоРинок. 01.02.2016. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=333
25. 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>
26. 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-topliva-v-2016-godu-vyros-na-71-grafika>
27. Нефтепереработка 2011: в стране невыученных уроков // НафтоРинок. 13.02.2012. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=115
28. Спасет ли государство свою нефтепереработку? // НафтоРинок. 05.09.2011. URL: http://www.nefterynok.info/analytics.phtml?art_id=94
29. Украинские НПЗ в 2011 году загружены на 34% при мировом показателе 81,5% // Зеркало недели. Украина. 10.11.2011 р. URL: https://zn.ua/ECONOMICS/ukrainskie_npz_v_2011_godu_zagruzheny_na_34_pri_mirovom_pokazatele_81,5.html
30. Загальнодоступна база даних ДКЦПФР про ринок цінних паперів // Агентство з розвитку інфраструктури фондового ринку

- ку України (АРІФРУ). Stockmarket infrastructure development agency of Ukraine (SMIDA). URL: <http://smida.gov.ua/db/emitent>
31. 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/kremen-chuckiy-npz-planu-v-2017-roc-zblshiti-obsyag-pererobki-nafti-na-25-do-25-mln-tonn-nafti>
 32. Офіційний вебсайт ПАТ «Укргазвидобування». URL: <http://ugv.com.ua/page/pererobka>
 33. Звіт про управління УКРТАТНАФТА за 2020 р. URL: <https://ukrtatnafta.com/wp-content/uploads/2021/10/ЗВІТ-ПРО-УПРАВЛІННЯ-за-2020.pdf>

РОЗДІЛ V. СВІТОВИЙ РИНОК СИНТЕТИЧНОГО РІДКОГО ПАЛИВА

Виробництво та торгівля синтетичним рідким моторним паливом є невід'ємною складовою світового ринку. Основними видами синтетичного рідкого моторного палива є: синтетична нафта, яка використовується як високоякісна добавка до природної нафти для поліпшення її фізико-хімічних характеристик; високоякісне синтетичне моторне паливо (бензин, дизельне паливо, синтин та ін.); високоякісні добавки до нафтового моторного палива; інше.

У різних країнах-виробниках номенклатура синтетичного рідкого палива (СРП) різниться та визначається в основному цілями його використання/виробництва. При цьому загальною умовою (ознакою) для створення виробництва СРП у будь-якій з країн є наявність достатньої національної ресурсної бази. Наприклад, у таких країнах, як Південно-Африканська Республіка (ПАР), Малайзія, Катар, виробництво СРП базується на використанні сировинного газу (GTL) (*табл. 5.1*).

Поточні обсяги, гарантоване їх зростання та можливі перспективи розвитку виробництва СРП залежать, відповідно, від наявних виробничих потужностей і будівництва заводів. Загальну характеристику деяких з них, що працюють на вугільній сировині (CTL), наведено в *табл. 5.2*.

Таблиця 5.1

Загальна характеристика діючих у світі заводів GTL

Проект	Учасники (частка, %)	Місце знаходження	Потужність, млн т/рік	Рік введення в експлуатацію	Потреба в сировинному газі, млрд куб. м/рік	Обсяг інвестицій, млрд дол. США
Mossel Bay GTL	Petro SA (100)	ПАР	1,5	1993	1,9	4
Mossel Bay GTL Expansion	Petro SA (100)	ПАР	0,7	2005	1	
Oryx GTL	Sasol (49), Qatar Petroleum (51)	Катар	1,6	2006	3,6	1,5
Binlulu GTL	Shell (72), Mitsubishi (14), Нац. нафтова компанія	Малайзія	0,7	1993	0,9	1
	Малайзія, Уряд штату Саравак (7)					
Pearl GTL	Shell (100% фінансування), Уряд Катару	Катар	7,0	2011	16,4	19

Джерело: складено на основі [1–4].

Таблиця 5.2

Загальна характеристика діючих у світі заводів CTL

Назва	Розробник технології	Місце знаходження	Потужність, т/рік	Рік введення в експлуатацію
Sasol Synfuels II (West) & Sasol Synfuels III (East)	Sasol (Pty) Ltd.	Secunda, South Africa	8018320	Друга черга 1977 (II)/ третя черга 1983 (III)
Shenhua Direct Coal Liquefaction Plant	Shenhua Group	ErDOS, Inner Mongolia, China	1002290	2008
Shenhua Indirect Coal Liquefaction Plant	Shenhua Group	Inner Mongolia	180000	2009
Yitai CTL Plant	Yitai Coal Oil Manufacturing Co., Ltd.	Ordos, Zhungeer, China	160000	2009
Yitai Ordos CTL Plant Phase II	Yitai Coal Oil Manufacturing Co., Ltd.	Ordos, Zhungeer, China	2305267	2016
Jincheng MTG Plant	Jincheng Anthracite Mining Co., Ltd.	Jincheng, China	300000	2009
Shanxi Lu'an CTL Plant	Shanxi Lu'an Co. Ltd.	Lu'an, China	160000	2014
Shenhua Ningxia Coal Industry Group	SIEMENS	Yinchuan, Ningxia	4000000	2016
Adams Fork Energy – TransGas WV CTL	TransGas Development Systems (TGDS)	Mingo County, West Virginia	902061	2016

Джерело: складено на основі [1–7].

Баланс світових наявних виробничих потужностей СРП, незавершеного виробництва та проєктів з невизначеними строками реалізації наведено в *табл. 5.3*.

Таблиця 5.3

Баланс світових виробничих потужностей СРП, незавершеного виробництва та проєктів з невизначеними строками реалізації, млн т/рік

Країна	Наявні виробничі потужності на кінець 2016 р. [1–3; 7; 9]	Незавершене будівництво з пуском до 2020 р. [1–3; 8]	Проєкти з невизначеними строками реалізації [5; 6; 8]	Усього потенційні обсяги виробництва синтетичного рідкого палива
1	2	3	4	5
Технології GTL				
ПАР	2,2			2,2
Малайзія	0,7			0,7
Катар	8,6			8,6
Австралія		0,8		0,8
Узбекистан		1,3		1,3
Туркменістан		0,5		0,5
Іран		0,5		0,5
США			4,3	4,3
Усього по GTL	11,5	3,1	4,3	18,9
Технології CTL				
ПАР	8,1			8,1
Китай	8,1		5,0	13,1
США	0,9		2,7	3,6
Австралія			2,2	2,2
Мозамбік			0,5	0,5
Усього по CTL	17,1		10,4	27,5

Закінчення табл. 5.3

1	2	3	4	5
Разом за технологіями виробництва СРП з мінеральної сировини				
ПАР	10,3			10,3
Малайзія	0,7			0,7
Катар	8,6			8,6
Китай	8,1		5,0	13,1
США	0,9		7,0	7,9
Узбекистан		1,3	0	1,3
Туркменістан		0,5	0	0,5
Іран		0,5	0	0,5
Австралія		0,8	2,2	3,0
Мозамбик			0,5	0,5
Усього можливі обсяги виробництва синтетичного рідкого палива	28,6	3,1	14,7	46,4

Наведені дані свідчать, що наявні виробничі потужності СРП здатні забезпечити 0,65%, ті ж потужності за умови введення незавершеного будівництва – 0,72%, а в перспективі – 1,05% задоволення світових нафтових потреб.

Треба зазначити, що світове виробництво СРП уже сьогодні відіграє певну роль у забезпеченні потреб людства в рідкому моторному паливі, особливо це стосується країн-виробників. Так, середня величина задоволення паливних потреб за групою країн – виробників СРП складала 4,38%.

Найбільшу частку потужностей з виробництва СРП побудовано на технологіях СТЛ, тобто на основі використання вугільної сировини. Так, частка виробничих потужностей заводів СТЛ у загальній величині потужностей СРП складала 59,8%. Але в подаль-

шому будівництво та реалізація намічених проєктів заводів СРП незначно, але зменшить її, і частка технологій СТЛ у загальній потужності становитиме 59,3%.

У Китаї розроблено комплекс проєктів заводів СРП (табл. 5.4), що свідчить про подальші перспективи розвитку виробництва в цій країні.

Таблиця 5.4

Загальна характеристика проєктів заводів СТЛ у Китаї з невизначеним строком реалізації

Власник	Місто	Провінція	Марка газифікатора	Потужність, т/рік	Основний продукт
1	2	3	4	5	6
Shanxi Luan Mining Group Company	Changzhi	Shanxi	AFB (ICC/CAS)	54750	Бензин
Inner Mongolia Yitai CTL Co., Ltd	Yili	Xinjiang	ECUST	1095000	Нафтопродукти
Shaanxi Future Energy Chemical Industry Co., Ltd	Yulin	Shaanxi	ECUST	803000	Нафтопродукти
Inner Mongolia Jingneng Coal Chemicals	Ordos	Inner Mongolia	ECUST	730000	Водень
Jiangsu Yongpeng Chemical Industry Technic Co., Ltd	Xuzhou	Jiangsu	Tsinghua (1 st Gen)	н/д	Водень
Shandong Changyi Yingde Gas Co., Ltd	Changyi	Shandong	Tsinghua (2 nd Gen)	н/д	Бутанол, октанол

Закінчення табл. 5.4

1	2	3	4	5	6
Karamay Yingde Gas Co., Ltd	Karamay	Xinjiang	Tsinghua (2 nd Gen)	н/д	Бензин, водень
Shijiazhuang Yingding Gas Co., Ltd	Shijiazhuang	Hebei	Tsinghua (2 nd Gen)	н/д	Бензин, водень

Джерело: складено на основі [5; 6; 8].

У табл. 5.4 потужність заводу Inner Mongolia Jingteng Coal Chemicals наведено в еквіваленті рідкого палива. Для заводів Jiangsu Yongpeng Chemical Industry Technic Co., Ltd та інших, де відсутні дані, для подальших розрахунків потужність взято за останніми аналогічними проектами на рівні 580 тис. т СРП на рік.

Зважаючи на вищевикладене, слід констатувати, що розвиток світового виробництва СРП сьогодні відбувається за двома різними (альтернативними) напрямками, які визначаються не тільки використанням різної ресурсної бази, а й цілями виробництва, а саме:

- 1) виробництво СРП на основі використання GTL-технологій з метою розширення товарної (у тому числі експортної) номенклатури вуглеводнів, що видобуваються у країні;
- 2) виробництво СРП на основі використання STL-технологій з метою покриття дефіциту рідких вуглеводнів у країні.

Таким чином, найбільш прийнятним для України напрямом розвитку виробництва СРП є другий із вищевказаних, тобто на основі використання STL-технологій задля зниження обсягів дефіциту рідких вуглеводнів.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ V

1. Виробництво та торгівля синтетичним рідким паливом є невід'ємною складовою світового ринку. Лідерами у світі з будів-

ництва заводів з виробництва синтетичного рідкого палива є ПАР, Китай та інші країни, які мають великі запаси вугілля.

2. Основним фактором, що впливає на зростання виробничих потужностей з виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля в країнах світу, є формування кон'юнктури (попиту) світового ринку нафти без помітного впливу зниження цін на нафту.

3. Дані свідчать про стабільність завантаження виробництва потужностей з виробництва синтетичного рідкого палива в ПАР протягом останніх шести років, що свідчить про дієвість системи паливного забезпечення країни. На відміну від ПАР, Китай є країною інтенсивного розвитку виробництва синтетичного рідкого палива, що було забезпечено завдяки масовому збільшенню виробничих потужностей.

4. До найбільших підприємств з виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля можна віднести такі: Sasol Synfuels II (West) & Sasol Synfuels III (East) (ПАР) – 8 млн т на рік, Shenhua Direct Coal Liquefaction Plant (Китай) – 4 млн т на рік, Yitai Ordos CTL Plant Phase II (Китай) – 2,3 млн т на рік, Shenhua Indirect Coal Liquefaction Plant (Китай) – 1 млн т на рік.

БІБЛІОГРАФІЯ ДО РОЗДІЛУ V

1. Oxford Catalysts Group. URL: <http://www.oxfordcatalysts.com>
2. Wood D. A., Nwaoha Ch., Towler B. Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2012. Vol. 9. P. 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.07.001>
3. Кузнецов А. М., Савельев В. И., Бахтизина Н. В. GTL: состояние и перспективы. *Энергия творчества*. 2012. № 2. С. 44–49. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/177183/v02_2012.pdf
4. Логинов В. А. «Влияние рециркуляции синтез-газа на процесс синтеза углеводородов из CO и H₂ на кобальтовых катализаторах : дис. ... канд. техн. наук : 05.17.07. М., 2016. 150 с. URL: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_Loginov_VA.pdf

5. China Gasification Database. URL: <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasification-plant-databases/china-gasification-database>
6. National Energy Technology Laboratory's Gasification Plant Databases. URL: <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasification-plant-databases>
7. State of the Gasification Industry: Worldwide Gasification Database 2014 Update. URL: <https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/2014-Wednesday-Higman.pdf>
8. Global Syngas Technologies Council (GSTC). URL: <https://global-syngas.org/>
9. Statistical Review of World Energy. URL: <https://www.bp.com>

РОЗДІЛ VI. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СТВОРЕННЯ ПІДГАЛУЗИ З ВИРОБНИЦТВА СИНТЕТИЧНОГО РІДКОГО ПАЛИВА В УКРАЇНІ

В основу обґрунтування закладено такі принципи створення національного виробничого комплексу синтетичного рідкого палива (СРП):

- ✦ відповідність міжнародним стандартам якості виробництва та застосування нафтопродуктів;
- ✦ сировинна самодостатність національного виробництва СРП;
- ✦ наближення виробничих об'єктів до сировинної бази;
- ✦ технологічна уніфікація виробництва;
- ✦ модульна будова виробничих об'єктів (заводів);
- ✦ економічна ефективність господарської діяльності й інвестування.

Необхідність структурного розвитку та диверсифікації виробництва в секторі моторного палива країни сьогодні визначається:

- ✦ несприятливими змінами в глобальній структурі видобутку та постачання нафти, які визначили відновлення довгострокової тенденції зростання світових цін на нафту;
- ✦ виробничим і технологічним занепадом вітчизняної нафтопереробної галузі;

- ✦ недостатністю наземної логістичної інфраструктури імпорту нафти та нафтопродуктів.

Суттєвий вплив на формування незадовільних тенденцій у національній нафтовій сфері значною мірою визначається послідовними діями РФ, спрямованими на збільшення частки російських корпорацій у провідних підприємствах українського нафтопереробного комплексу, кардинальне скорочення (з 2011 р.) поставок сирової нафти шляхом підвищення ставки вивізного мита (до 56%), введеної конкретно для України, знищення значної кількості виробничих потужностей провідних українських нафтопереробних підприємств в ході останніх воєнних дій.

Поряд зі вказаним, світ має суттєвий досвід усунення проблем нафтозабезпечення країн у ситуаціях, подібних до тієї, що виникла в Україні. Найбільш кардинальним і результативним напрямом відновлення достатності нафтозабезпечення було освоєння (нарощування) виробництва моторного палива з наявної в країні альтернативної сировини. Такий досвід мали: Німеччина в роки Другої світової війни; ПАР з початку зовнішньої енергетичної блокади в роки проведення політики апартеїду до поточного моменту, інші країни. Альтернативою нафтовому моторному паливу в цих країнах стало синтетичне рідке паливо, вироблене з кам'яного або бурого вугілля.

Сьогодні кількість альтернатив нафтовому моторному паливу суттєво збільшилась і прийнята в даній розробці до уваги.

Класифікацію альтернативного моторного палива наведено на *рис. 6.1*.

Фізико-хімічні властивості (якість) і особливості застосування (призначення) моторного палива визначають обсяги його використання, а отже, і виробництва. Саме ці два чинники було закладено в основу вибору доцільних до використання в Україні видів альтернативного моторного палива.

Порівняльну характеристику енергонасиченості та широти сфери використання різних видів моторного палива наведено в *табл. 6.1*.

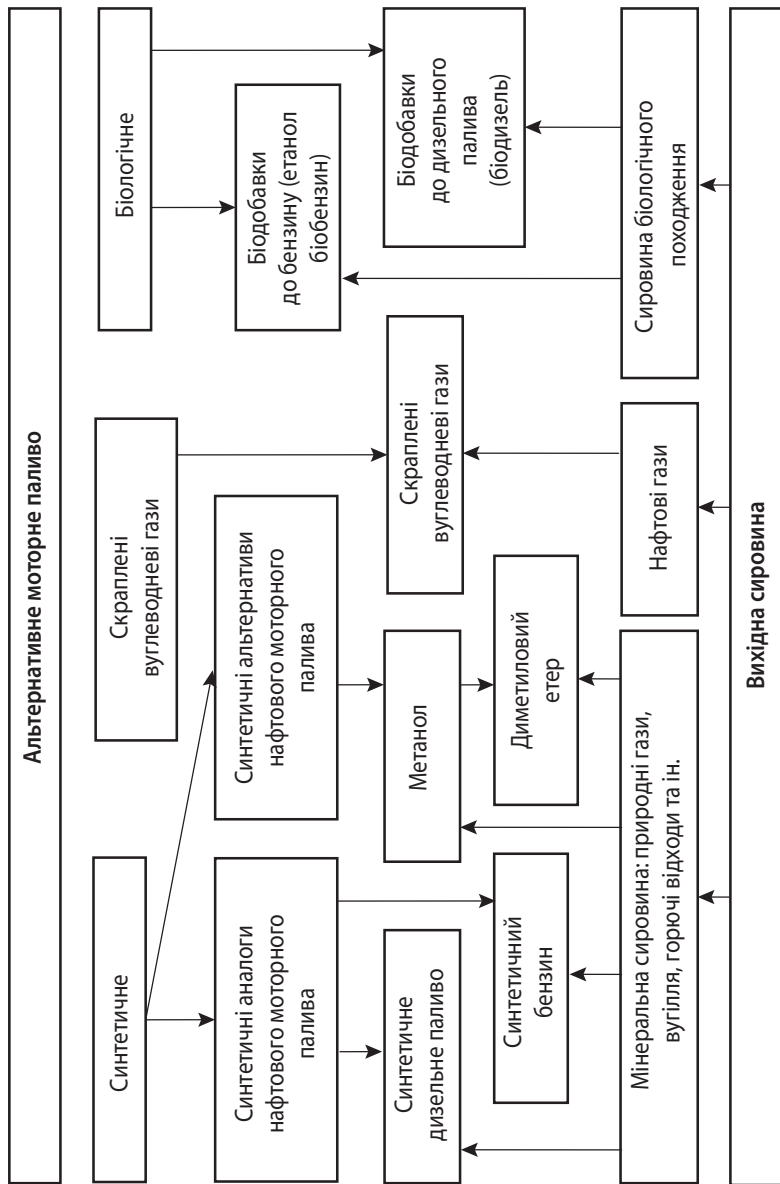


Рис. 6.1. Класифікація альтернативного моторного палива

Таблиця 6.1

Порівняльна характеристика енергонасиченості та сфери використання різних видів моторного палива

Сировина та цільові продукти переробки	Частка у сфері використання, %	Нижча теплота спалювання, МДж/кг
Нафта та газовий конденсат		
1. Бензин і дизельне паливо з нафти	100,0	43,5
Природний і попутний нафтовий газ		
2. Синтетичні бензин і дизельне паливо непрямого зрідження	100,0	43,5
3. Синтетичний бензин непрямого зрідження через синтез і дегідратацію метанолу	100,0	44,2
4. Скраплені вуглеводневі гази*	14,9	46,0
5. Метанол**	5,0	22,7
6. Диметилловий етер **	10,0	28,8
Вугілля		
7. Синтетичні бензин і дизельне паливо прямого зрідження	100,0	43,5
8. Синтетичні бензин і дизельне паливо непрямого зрідження	100,0	43,5
9. Метанол**	5,0	22,7
10. Диметилловий етер**	10,0	28,8
Біологічна сировина		
11. Біодизель**	20,0	40,3
12. Етанол**	20,0	30,0

Розраховано:

* за питомою вагою споживання даного виду МП у його загальному споживанні в Україні;

** за максимально допустимою часткою додавання до традиційного палива.

Джерело: складено на основі [1; 2].

Сфера застосування певних видів палива визначена для моторного парку України передвоєнного часу. Сферу застосування традиційного пального та його синтетичних аналогів прийнято за 100%, оскільки весь наявний моторний парк країни призначено для застосування цього палива. Сферу застосування скраплених вуглеводневих газів визначено у 14,9%, тобто за часткою споживання даного пального адаптованими до нього двигунами. Сферу застосування пального, яке застосовується як добавки до традиційного палива, а саме, метанолу, диметилового етеру, біодизелю, етанолу, визначено на рівні рекомендованих європейськими стандартами максимально допустимих норм цих добавок до традиційного палива.

Аналіз даних табл. 6.1 виявив, що доцільними до використання в країні є такі види моторного палива:

- ✦ бензин і дизельне паливо з природної нафти (1);
- ✦ синтетичні бензин і дизельне паливо непрямого зрідження з природного газу (2);
- ✦ синтетичний бензин непрямого зрідження через синтез і дегідратацію метанолу (3);
- ✦ синтетичні бензин і дизельне паливо прямого зрідження з вугілля (7);
- ✦ синтетичні бензин і дизельне паливо непрямого зрідження з вугілля (8).

До переліку доцільних за споживчими властивостями до використання видів моторного палива входять нафтове моторне паливо та його синтетичні аналоги, що виготовляються з природного газу або вугілля.

Якість синтетичного рідкого палива за споживчими властивостями суттєво перевищує аналогічні показники для нафтового завдяки суттєвим відмінностям у способах їх виробництва.

Нафтове паливо одержується з природної нафтової сировини шляхом розгонки її фракцій з подальшим «облагородженням» продуктів фракціонування до товарних кондицій. При переробці природної нафтової сировини небажані та шкідливі речовини видаляються неповністю і залишають свої, часто суттєві, «сліди» в готових продуктах, що негативно впливає на їх якість.

На відміну від нафтового синтетичне рідке паливо може виготовлятися з вуглецевмісних речовин шляхом їх молекулярного розкладу, з продуктів якого синтезується проміжний продукт – синтетична нафта, яка містить значно менше небажаних і шкідливих сировинних залишків.

Синтетична нафта за своїми фізико-хімічними властивостями близька до надчистих легких сортів природної нафти.

Порівняльний аналіз якісних характеристик природної та синтетичної нафти (первинного продукту процесу Фішера – Тропша компанії «Sasol», ПАР) наведено в *табл. 6.2*. Завдяки відсутності сірки й ароматичних вуглеводнів синтетична нафта використовується для виробництва рідких моторних палив найвищої якості.

Таблиця 6.2

Порівняльні характеристики синтетичної і кращих сортів природної нафти

Показник	Синтетична нафта	Сорт легкої нафти		
		Арабська легка	Брент	Сумартран
Густина, кг/м ³ , ≤	795	865	835	850
Вміст сірки, ррт, ≤	10	19000	4000	1000
Вміст азоту, ррт, ≤	10	1100	1300	1200
Температура застигання, °С, ≤	-60	-18	-45	-38
Частка дизельних фракцій, %, ≥	52	46	49	40
Частка фракцій важче дизельних, %, ≤	40	42	37	52

Джерело: складено на основі [3].

Якісна перевага синтетичної нафти над природною визначає і якісну перевагу готових продуктів, що з неї виробляються, а саме: синтетичних бензину та дизельного палива.

Оцінку відповідності синтетичного бензину та дизельного палива стандарту Euro-4 наведено в *табл. 6.3*, *табл. 6.4*.

Таблиця 6.3

Відповідність синтетичного бензину стандарту Euro-4

Показник	Стандарт бензин Euro-4	Бензин процесу Фішера – Тропша
Детонаційна стійкість:		
– октанове число за дослідницьким методом, не менше	92,0	93
Октанове число за моторним методом, не менше	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
– ароматичних	35	27
Масова частка бензолу, %, не більше	1,0	0

Таблиця 6.4

Відповідність синтетичного дизельного палива стандарту Euro-4

Показник	Дизельне паливо стандарту Euro-4	Дизельне паливо процесу Фішера – Тропша
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

Висока якість синтетичного моторного палива порівняно з нафтовим визначає менше навантаження на природне середовище від його застосування, про що свідчать дані, наведені в *табл. 6.5*.

Таблиця 6.5

Середня величина шкідливих викидів від згоряння синтетичного дизельного палива порівняно з нормами Агенції із захисту навколишнього середовища США (EPA)

Вид викидів	Шкідливі викиди з вихлопними газами, %		Зниження викидів порівняно з нормами EPA, %
	Синтетичне паливо марки S-2 ф. Syntroleum	Паливо № 2 за нормативами EPA	
Незгорілі вуглеводні	0,21	0,25	16
Оксид вуглецю (CO)	0,67	0,94	29
Оксид азоту (NOx)	6,03	7,03	14
Тверді частинки	0,08	0,15	46

Окремо слід визначити техніко-експлуатаційні переваги синтетичних аналогів нафтового палива над іншими його альтернативами.

Використання більшої частини альтернативних моторних палив, як рідких, так і газоподібних, визначає необхідність адаптації (конструкційної доробки) силових систем на основі двигунів внутрішнього згоряння (ДВЗ) і погіршує їх техніко-експлуатаційні характеристики. Так, застосування автомобільного газу та метанолу зменшує віддачу потужності ДВЗ і потребує застосування спеціальної паливної системи; диметилового етеру – потребує конструкційної доробки двигунів, застосування спеціальної паливної системи та засобів заправлення, транспортування та зберігання пального; палива, вироблені з біологічної сировини, в традиційних ДВЗ можуть використовуватись тільки як паливні добавки.

Особливості використання певних видів альтернативного моторного палива суттєво погіршують техніко-експлуатаційні характеристики силових систем з ДВЗ і визначають обмеженість, а часто і неможливість його використання.

Застосування рідкого моторного палива на військовій техніці сьогодні не має альтернативи, тому що забезпечує унікальну сукупність її тактико-технічних характеристик та експлуатаційних властивостей, яку складають: маневреність (максимальне співвідношення потужності двигуна до маси машини); автономність пересування; мінімізація логістичної інфраструктури й обладнання; можливість заправлення паливом у польових умовах тощо.

Виключенням з усієї видової сукупності альтернативних палив, які не викликають необхідності вирішення охарактеризованих вище проблем, сьогодні є тільки синтетичні аналоги нафтового пального, виготовленого з нетрадиційної сировини – синтетичні бензини, дизельне, авіаційне та ракетне паливо.

Зважаючи на обмеженість ресурсних можливостей забезпечення виробництва в Україні моторного палива з нафти та природного газу, до освоєння в країні слід рекомендувати виробництво синтетичного рідкого моторного палива з вугільної сировини.

Сировинна база та місця розміщення виробничих об'єктів підгалузі СРП визначаються виключно наявними в Україні геологічними ресурсами.

Сировинною базою виробництва вищезазначених перспективних видів синтетичного рідкого палива є всі наявні в Україні види вугілля, промислову класифікацію яких наведено в *табл. 6.6*.

Промислові запаси вугілля в Україні досить значні та в основному складаються з ресурсів Донецького і Львівсько-Волинського кам'яновугільних та Дніпровського буровугільного басейну (*рис. 6.2*).

Найбільш потужні та промислово освоєні запаси вугілля знаходяться в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах. Дані з розташування, кількості та величини запасів вугільних родовищ по регіонах України наведено в *табл. 6.7*.

Наведені в *табл. 6.7* дані свідчать про те, що загальний потенціал запасів вугілля в Україні складає не менше 57 млрд т.

Таблиця 6.6

Марочна класифікація вугілля

Вид вугілля	Марка вугілля	Ознака		Класифікаційні показники				
		Марка	Група	Середній довільний показник відбиття вітриніту, $\hat{R}_{o,r}, \%$	Вихід легких речовин на сухий беззолний стан, $V^{daf}, \%$	Товщина пластичного шару, мм	Індекс $R_o, RI, od.$	Вища теплота згоряння на сухий беззолний стан, $Q_s^{daf},$ МДж/кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Буре	Буре	Б		Менше ніж 0,4	Від 50 до 70 включно	-	-	Менше ніж 24
	Кам'яне	Д		Від 0,54 до 0,59 включно	Від 35 до 50 включно	Менше ніж 6	-	-
Довгополум'яне газове		ДГ		Від 0,5 до 0,69 включно	Від 35 до 44 включно	Від 6 до 9 включно	-	-
	Газове	Г	Г1	Від 0,6 до 0,69 включно	Від 38 до 44 включно	Від 10 до 16 включно	-	-

Продовження табл. 6.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кам'яне	Газове	Г	Г2	Від 0,7 до 0,79 включно	Від 36 до 42 включно	Від 10 до 24 включно	-	-
	Газове жирне піснувате	ГЖП		Від 0,8 до 0,89 включно	Від 33 до 39 включно	Від 10 до 16 включно	-	-
	Газове жирне	ГЖ		Від 0,8 до 0,89 включно	Від 33 до 36 включно	Більш ніж 17	-	-
	Жирне	Ж		Від 0,9 до 1,19 включно	Від 28 до 36 включно	Більш ніж 17	-	-
	Коксівне	К	К1	Від 1,04 до 1,19 включно	Від 28 до 30 включно	Від 13 до 16 включно	-	-
	Коксівне	К	К2	Від 1,2 до 1,49 включно	Від 18 до 28 включно	Від 13 до 28 включно	-	-
	Піснувате спікливе	ПС		Від 1,5 до 1,69 включно	Від 14 до 22 включно	Від 6 до 12 включно	Від 13 до 50 включно	-

Закінчення табл. 6.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кам'яне	Пісне	П		Від 1,7 до 2,59 включно	Від 8 до 18 включно	Менше ніж 6	Менше ніж 13	Від 35,2 до 36,5 включно
Антрацит	Антрацит	А		Від 2,6 до 6 включно	Менше ніж 8	-	-	Від 33,1 до 35,2 включно

Джерело: складено на основі [5].

Зважаючи на доступність, поточний стан вугільної промисловості країни, ризики щодо відновлення видобутку вугілля в зонах тимчасової російської окупації та бойових дій, порядок розгляду вугільних басейнів країни як територій розміщення виробничих об'єктів нової підгалузі визначався з урахуванням сучасних і очікуваних реалій.

З огляду на невизначеність перспектив щодо постачання сировини на заводи СРП з донецьких вугільних підприємств і занепад буровугільної промисловості країни, реальним джерелом кам'яновугільної сировини для виробництва СРП в Україні є промислово освоєні родовища Львівсько-Волинського басейну.

Львівсько-Волинський басейн розташований на заході України. Він займає територію південно-західної частини Волинської та північно-західної частини Львівської областей вздовж річки Буг, його продовження знаходиться на території Холмщини в Польщі. Північний кордон басейну проходить лінією Володимир-Волинський – Торчин, східна – лінією Торчин – Олесько.

Загальна площа басейну складає близько 10 тис. км², промислово-

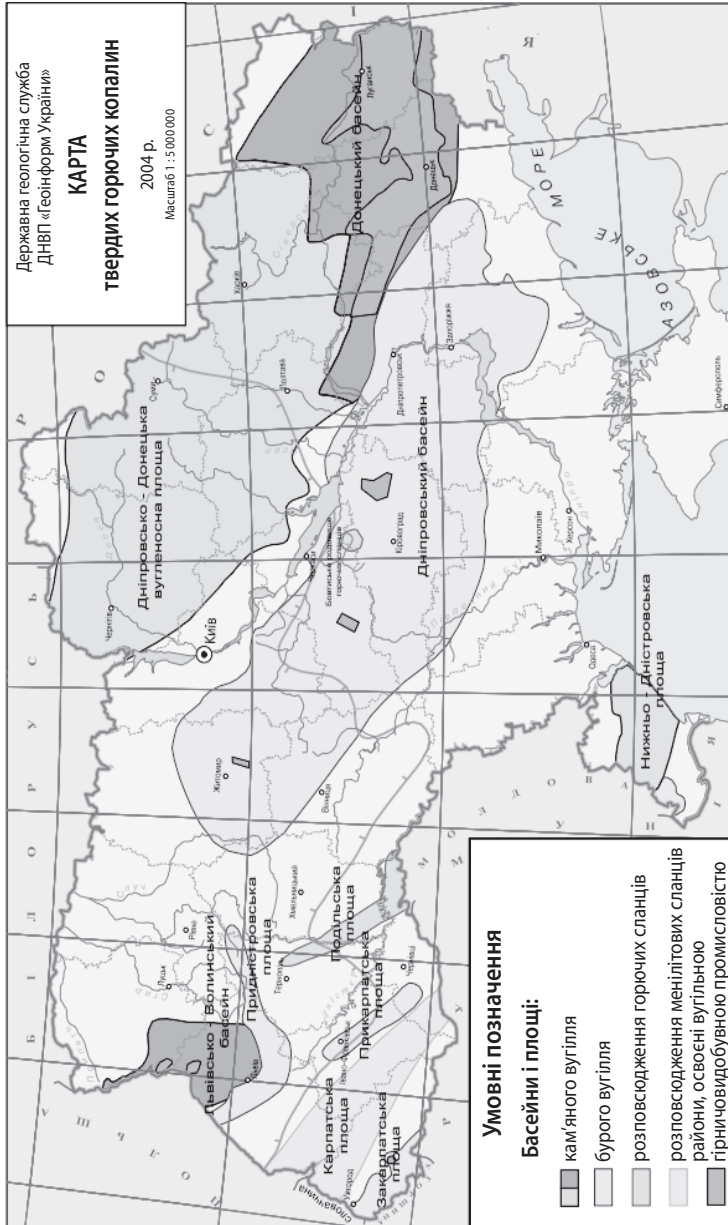


Рис. 6.2. Вугільні басейни України [4]

Таблиця 6.7

Характеристика українських вугільних родовищ

Назва регіону	Кількість родовищ	Запаси, млн т
<i>Кам'яне вугілля</i>		
Донецький	303	18549
Луганський	286	17984,2
Дніпропетровський	55	13986,1
Харківський	6	2081,1
Львівський	28	1364,7
Волинський	11	75,4
Усього	689	54040,5
<i>Буре вугілля</i>		
Дніпропетровський	21	1578,7
Кіровоградський	42	801,3
Харківський	1	390,0
Черкаський	8	84,1
Закарпатський	3	39,2
Житомирський	2	11,0
Усього	77	2904,3

Джерело: складено на основі [6–10].

вугленосна площа – понад 1 тис. км², довжина 125 км (від Володимира-Волинського на півночі до Золочіва на південному сході), ширина 60 км [6]. Карту Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну наведено на рис. 6.2 [7].

Вугленосні відклади протягаються вздовж р. Західний Буг на 120 км від міст Рава-Руська та Львів на півдні до міста Володимир-Волинський на півночі завширшки 50–60 км. На заході басейн продовжується на території Польщі, де має назву Люблінського басейну.

Основними родовищами Львівсько-Волинського басейну є: Волинське, Межиричанське, Забузьке, Сокальське, Бузьке, Бубнівське, Тяглівське, Карівське.

Площа промислової вугленості Львівсько-Волинського басейну складає 3,2 тис. км². Геологічні запаси вугілля – 2,1 млрд т, з них балансові запаси – 1,5 млрд т. Промислові запаси діючих шахт сягають майже 100 млн т. Львівсько-Волинський басейн не вичерпав свою потенційну потужність і за належної уваги може забезпечити паливом потреби промисловості та населення західного регіону України [7].

У табл. 6.8 наведено дані, що характеризують запаси кам'яного вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну по областях.

Таблиця 6.8

Характеристика запасів кам'яного вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну по областях [7]

Регіон	Кількість родовищ, од.	Запаси кам'яного вугілля, млн т
Львівська область	28	1364,7
Волинська область	11	75,4
Усього по 2-х областях	39	1440,1

Як видно з табл. 6.8, основні запаси Львівсько-Волинського басейну, а саме, 1364,7 млн т, що становить 94,8%, зосереджено у Львівській області та лише 75,4 млн т, або 5,2%, – у Волинській області.

Основну частину вугільних запасів Львівсько-Волинського басейну становить газове вугілля, інші запаси – перехідне вугілля від газового до жирного (марки ГЖ, ГЖП), яке характеризується високим хімічним потенціалом.

За територіальною належністю, особливостями геологічної структури та вугленості, ступенем промислового освоєння басейн ділиться на три райони: Нововолинський, Червоноградський вуглепромислові та Південно-Західний вугленосний [11].

У табл. 6.9 наведено вугленосність Львівсько-Волинського басейну за трьома основними промисловими районами.

Таблиця 6.9
Вугленосність Львівсько-Волинського басейну

Геолого-промисловий район	Ярус	Потужність	Кількість пластів		Сукупна потужність пластів, м		Коефіцієнт вугленосності, %	
			усього	промислових	усього	промислових	усього	промислових
Нововолинський	C_1''	350	45	3	5,35	2,10	1,50	0,60
	C_1'	130	10	-	1,25	-	0,96	-
Червоноградський	C_1''	540	50	8	8,72	4,80	1,60	0,90
	C_1'	170	12	-	1,65	-	0,93	-
Південно-Західний	C_1''	720	48	8	6,90	4,95	1,20	0,70
	C_1'	230	14	-	1,60	-	0,70	-

Джерело: складено на основі [8].

Нововолинський вуглепромисловий район має високий рівень розвіданості. Основні балансові запаси вугілля зосереджені на чотирьох діючих шахтах «Нововолинська» № 1, № 4 (Бужанська), № 5 і № 9, на полі шахти «Нововолинська» № 10, яка будується з 1990 р., а також на розвідувальних ділянках для шахт «Кречівська», «Верхня», «Порицька» та «Північна».

У рамках Червоноградського вуглепромислового району зосереджено 70–80% усіх балансових запасів вугілля; більшість діючих шахт мають підготовлені для подальшого промислового освоєння шахтні поля. Тут розміщуються вісім діючих вугільних шахт: «Великомостівська», «Міжреченська», «Відродження», «Лісова», «Зарічна», «Надія», «Степова» та «Червоноградська» (станом на 1 січня 2015 р.); чотири резервні шахтні поля – «Червоноградська» № 3, № 4, № 5, № 6; два резервні блоки в межах полів шахт «Зарічна» і «Червоноградська»; ділянка «Північна Забузька». Бузьке родовище, розташоване окремо, має обмежені запаси вугілля та зараз не має промислового значення.

Максимальну вугленосність зосереджено в південній частині району (Великомостівська група шахт). Червоноградський гірничо-промисловий район має значні розвідані поклади кам'яного вугілля: «Червоноградська» № 3, «Червоноградська» № 4, «Тяглівська» № 1, «Тяглівська» № 2 та «Тяглівська» № 3. Загальна кількість балансових запасів зазначених шахт становить близько 500 млн т [9].

Південно-Західний вугленосний район займає решту території басейну. У межах району розвідуються Тяглівське та Любельське родовища кам'яного вугілля. Наразі передано для промислового освоєння поля шахт «Тяглівська» № 1 – першочерговий об'єкт для вуглевидобутку з 1986 р., і «Любельська» № 1 та № 2. На інших територіях району геологорозвідувальні роботи продовжуються, проте повільними темпами.

У периферійній частині басейну розташовані перспективні для пошуків промислових вугільних пластів ділянки Міжріччя Східна, Міжріччя Південна, Бубнівська, Боянецька та вугленосні площі Ковеля, Бішківська та Куликів-Винники, у межах яких прогнозують 8–10 вугільних пластів. Досліджено та промислово

освоєно частину Львівсько-Волинського басейну, що має площу близько 1000 кв. км.

Вугілля робочих пластів представлено марками Д, Г, ГЖ і Ж. Вугільні пласти містять не тільки гумусове, але і сапропелеве вугілля щільністю 1,65–2 т/м³. Зольність гумусового вугілля 20–25%, сапропелевого – 50–65%. Їхнє співвідношення у класі менше 10 мм дорівнює 5 : 1, у класі більше 10 мм – 1 : 1 [13].

Якість товарного вугілля характеризується такими показниками: вологість – 5–10%, зольність – 23–42%, вихід летких речовин – 36–39%, вміст сірчистості – 3,3–5,5%. Найвища теплота згоряння – 32,15–34,54 МДж/кг, найнижча – 16,3–21,4 МДж/кг. Вугілля використовується в основному як енергетичне паливо та частково – як коксохімічна сировина.

Фізико-хімічні характеристики вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну наведено в *табл. 6.10* і *табл. 6.11* [14; 15].

У *табл. 6.12* наведено дані, що характеризують родовища Львівсько-Волинського вугільного басейну, які ще не розробляються.

Видобуток вугілля протягом років інтенсивної експлуатації родовищ досягав 13–14 млн т на рік.

На базі Львівсько-Волинського вугільного басейну працюють вугледобувні підприємства Львівської та Волинської областей, на які припадало до війни близько 7% від загального обсягу видобутку вугілля в Україні.

Виробничу потужність вугільних шахт у Львівсько-Волинському басейні наведено в *табл. 6.13*.

З даних *табл. 6.13* видно, що проектні потужності по шахтах Львівсько-Волинського басейну становлять 8652,7 тис. т, а виробничі потужності складають 6000 тис. т.

У *табл. 6.14* наведено характеристику запасів вугілля у Львівсько-Волинському басейні.

У *табл. 6.15* наведено дані, що характеризують резервні балансові запаси вугілля у Львівсько-Волинському басейні.

Таблиця 6.10
Фізико-хімічні характеристики вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну

Родовище	Вологість (W^t), %	Зона (A^d), %	Сірка загальна (S^d), %	Вихід легких (V^{daf}), %	Теплотворна здатність, ккал/кг	Товщина пластичного шару, мм	Вміст вуглецю (C^{daf}), %	Дійсна щільність, г/см ³	Уявна щільність, г/см ³	Мікротвердість, г/мм ²	Відбивна здатність, %
Забузьке та Сокальське	2,0–5,0	12–24	1,5–4,0	34–39	7500–8300	10–19	77,0–82,0	1,23–1,31	1,12–1,21	33–35	7,75–8,3
Межирічанське та Тяглівське	0,4–2,3	7–27	1,5–4,5	29–35	7900–8850	17–22	80–87	1,22–1,29	1,15–1,25	32,3–39,0	8,20–8,75
Волинське	3,5–6,5	12–26	2,0–5,5	36–44	7200–7900	6–12	75,0–79,0	1,28–1,34	1,08–1,17	27,0–31,5	7,45–7,95

Джерело: складено на основі [14; 15].

Таблиця 6.11
Середні значення фізико-хімічних характеристик вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну

Родовище	Вологість (W^t), %	Зола (A^d), %	Сірка загальна (S^d), %	Вихід летких (V_{daf}), %	Теплотвірна здатність, ккал/кг	Товщина пластичного шару, мм	Вміст вуглецю (C_{daf}), %	Дійсна щільність, г/см ³	Уявна щільність, г/см ³	Мікротвердість, г/мм ²	Відбивна здатність, %
Забузьке та Сокальське	3,5	18	2,75	36,5	7900	14,5	79,5	1,27	1,17	34	8,02
Межиричанське та Тяглівецьке	1,35	17	3,0	32	8375	19,5	83,5	1,26	1,2	35,65	8,5
Волинське	5,0	19	3,8	40	7550	9	77	1,31	1,13	29,25	7,7

Джерело: складено на основі [14; 15].

Таблиця 6.12

Перелік нерозроблених родовищ вугілля

Об'єкт	Запаси, тис. т			Позабалансові
	A + B + C ₁	C ₂	Затв. A + B + C	
1	2	3	4	5
Резервні ділянки групи «а» для шахт				
№ 4 «Червоноградська». Львівська обл., Сокальський р-н, на території селищ Дружелюбовка, Дубровка, Павловка, Подольське, Правда, Федорівка	63922		63922	31462
«Тяглівське» № 1 – поле шахти. Львівська обл., Сокальський р-н, на території селищ Стаєвка, Починок, Островок	95393	6649	95393	20583
№ 3 «Червоноградська». Львівська обл., Сокальський р-н, на території селищ Новоукраїнка, Первомайське, Русин, Ракитне, Цебрівка, Промисловка, Лубівка, Гатковка, ГУЖА, Красносілля	105265		105265	
Резервні ділянки групи «б» для шахт				
№ 2 «Червоноградська» – резервний блок шахти (пласт v ₆). Львівська обл.	28000	150	28000	
№ 2 «Червоноградська» – резервний блок (залишкові запаси шахти «Червоноградська» № 1). Львівська обл.	5959			
№ 7 «Великомостовська» – резервний блок шахти. Львівська обл.	31241	3831	31241	

Закінчення табл. 6.12

1	2	3	4	5
Перспективні для розвідки ділянки для шахт				
Межиріччя-Західна. Львівська обл.	23596	27310	23596	
Вільні ділянки поруч з діючими шахтами				
«Бужанська», Волинська обл.	5063		15462	2530
«Порицька», Волинська обл.	0			14024
«Бубновська», Волинська обл.	0			13284
«Північна», Волинська обл.	3273		28761	30207
Закриті шахти				
№ 4 «Нововолинська» (закрита в 1999 р.). Волинська обл.	1767			4873
№ 1 «Червоноградська» (закрита в 1995 р.). Львівська обл.	4463		39684	15640
№ 5 «Великомостівська» (закрита у 2000 р.). Львівська обл.	250		24257	124

Джерело: складено на основі [8; 9; 15; 16].

Таблиця 6.13

Потужності шахт з видобутку вугілля у Львівсько-Волинському вугільному басейні

Шахти	Проектна потужність, тис. т	Встановлена виробнича потужність, тис. т
1	2	3
Шахти Львівської області		
ОП Шахта «Великомостівська»	450	200
ОП Шахта «Відродження»	750	750
ОП Шахта «Зарічна»	800	300
ОП Шахта «Лісна»	600	300
ОП Шахта «Межирічанська»	750	500

Закінчення табл. 6.13

1	2	3
ОП Шахта «Степна»	2400	1500
ОП Шахта «Червоноградська»	900	500
ГООА Шахта «Надія»	450	450
Усього шахти Львівської області	7100	4500
Шахти Волинської області		
ОП Шахта «Бужанська»	300	300
ДП Шахта № 1 «Нововолинська»	352,7	300
ДП Шахта № 5 «Нововолинська»	450	450
ДП Шахта № 9 «Нововолинська»	450	450
Усього шахти Волинської області	1552,7	1500
Усього шахти Львівсько-Волинського басейна	8652,7	6000

Джерело: складено на основі [17–25].

Таблиця 6.14

Характеристика запасів вугілля у Львівсько-Волинського кам'яновугільному басейні

Показник	Одиниця виміру	Значення
Геологічні запаси	млн т	2100
Балансові запаси	млн т	1500
Промислові запаси вугілля	млн т	100
Досягнутий видобуток вугілля (2014 р.)	млн т	2,1
Геологічні запаси вугільних ресурсів	років	1000
Балансові запаси вугільних ресурсів	років	714
Промислові запаси вугільних ресурсів	років	48

Таблиця 6.15

Оцінка резервів вугілля Львівсько-Волинського басейну

Показник	Значення
Балансові запаси вугілля шахт, що експлуатуються, млн т	1500
Червоноградська № 3 та № 4	169,2
Любельське та Тягівське	1100
Пласт «V ₆ Завізейська»	65
Червоноградська № 2	28
Шахта «Зарічна»	35
Межиріччя-Західна	50,9
Шахта «Бужинська»	15,5
Шахта «Північна»	28,8
Шахта «Нововолинська № 4» (закрита)	1,77
Шахта «Червоноградська № 1» (закрита)	39,7
Шахта «Великомостівська № 5» (закрита)	24,3
Балансові запаси, що не експлуатуються, млн т	1558,2
Прогноз балансів запасів, млн т	3058,2

Джерело: складено на основі [10; 28–30].

З табл. 6.15 видно, що прогнозується збільшення балансових запасів Львівсько-Волинського вугільного басейну на 1558,2 млн т, і в цілому по басейну прогнозні балансові запаси вугілля становитимуть 3058,2 млн т. Найбільше збільшення балансових запасів відзначається за перспективними Тягівським і Любельським родовищами – на 1100 млн т, а також по шахтах «Червоноградська» № 3 та № 4 – на 169,2 млн т.

У табл. 6.16 наведено дані, що характеризують проектні потужності перспективних шахт у Львівсько-Волинському басейні.

З табл. 6.16 видно, що проектна потужність з видобутку вугілля перспективних шахт становить 10900 тис. т. Зазначається, що найбільша проектна потужність закладена при будівництві Любельських шахт – 5200 тис. т.

Таблиця 6.16

Проектні потужності перспективних шахт у Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейні

Шахта	Проектна потужність, тис. т
Червоноградська № 3	1200
Любельська № 1 и № 2	5200
Нововолинська № 10	900
Тяглівська № 1, № 2, № 3	3600
Усього по перспективних шахтах	10900

Джерело: складено на основі [26–29].

Зважаючи на вищенаведене, вугільний потенціал у Львівсько-Волинському басейну здатен забезпечити сировинні потреби великотоннажного виробництва СРП, а його розташування на крайньому заході країни – максимальну воєнну безпеку.

Донецький басейн розташований на південному сході України (Донецька, Луганська, Дніпропетровська області) та частково в Ростовській обл. РФ. Простягається він у субширотному напрямі на 650 км, завширшки 150 км, загальна площа – 60 тис. км². Є одним із найбільших промислових регіонів України. Вугільна промисловість Донбасу існує майже 200 років і є базою для енергетики, металургії, хімічної, коксохімічної та інших галузей народного господарства. Крім вугілля, в Донбасі видобувають кам'яну сіль, газ, вогнетривку та флюсову сировину, раніше видобували ртуть і золото.

За структурно-тектонічними особливостями територія Донбасу поділена на 30 вугленосних районів, які відрізняються між собою геотектонічною позицією, складом вугілля та запасами. Найбільше значення серед них мають 25 районів.

Інші 5 вуглепромислових районів (Миуський, Міллеровський, Цимлянський, Амвросіївський і Північно-Західний) на сьогоднішній день промислового значення не мають.

Підтверджені запаси кам'яного вугілля в Донбасі підраховано до глибини 1200–1500 м, прогнозні ресурси – до 1800–2000 м. У Донбасі зосереджено 92,3% підтверджених запасів вугілля Украї-

ни. На 01.01.2004 р. підтверджені запаси кам'яного вугілля за категоріями А + В + С₁ становили (млн т) 41555,3, у тому числі антрациту – 6326,4, бурого вугілля – 286,7. Імовірні запаси кам'яного вугілля за категорією С₂ становили (млн т) 10783,3 (антрацит – 1381,1).

За прогнозними ресурсами кам'яне вугілля Донбасу залягає на глибинах від 1200–1400 до 1800–2000 м, і сучасні технології розробки поки що не спроможні забезпечити освоєння таких родовищ.

Більш конкретна оцінка достатності вугільного потенціалу Донбасу для забезпечення виробництва СРП сьогодні неможлива через відсутність достовірної інформації про стан вугільної промисловості на тимчасово окупованих територіях і в зонах бойових дій.

Дніпровський буровугільний басейн займає територію Правобережної України в межах Житомирської, Черкаської, Кіровоградської, Дніпропетровської і частково Запорізької, Вінницької та Київської областей (див. рис. 6.2). Басейн простягається з південного сходу на північний захід майже на 650 км, завширшки 70–175 км і займає площу 100 тис. км². У його межах виявлено 200 родовищ і вуглепроявів, з них Державним балансом запасів обліковано 27.

Дніпровський буровугільний басейн є типовим континентальним внутрішнім платформеним басейном, що сформувався в епоху альпійської тектономагматичної активізації.

У вугленосній товщі прослідковуються від одного до трьох зближених пластів вугілля, які є пачками єдиного вугільного покладу, що розділені породними прошарками потужністю від 0,5 до 6,0 м. Основним пластом у басейні є нижній, який має робочу потужність на Коростишівському, Андрушівському, Юрківському, Козацькому, Олександрівському, Миколаївському, Золотопільському, Туріянському, Фастівському, Аннівському, Миронівському, Бандурівському, Семенівсько-Олександрівському, Соколовському, Верхньодніпровському, Карнаухівському родовищах. Будова цього пласта проста, потужність змінюється від 1 до 25 м, у середньому – 4–6 м.

Середній пласт має обмежений розвиток по площі, робочої потужності він досягає на Оратівському, Балабанівському, Новомиргородському, Миронівському, Бандурівському, Морозівському, Семено-Олександрівському, Краснопільському, Синельниківському, Рижанівському, Анно-Трепівському родовищах. Потужність пласта досягає 12 м, середня – 3–4 м. Будова цього пласта проста.

Верхній пласт характеризується непостійною потужністю (0,1–3 м), незначним розповсюдженням по площі та підвищеною зольністю. Робочої потужності він досягає на Семенівсько-Олександрівському, Бандурівському, Морозівському та Балахівському родовищах.

Пласти вугілля залягають практично горизонтально з незначним ухилом до осьових частин палеодолин, мають непостійну потужність, яка зростає в напрямі від периферії покладів до центру, деколи досягаючи 10–13 м.

Максимальна потужність усіх трьох пластів (29 м) встановлена на Верхньодніпровському родовищі.

У басейні виділяється шість *геолого-промислових районів*:

- ✦ *Коростишівський*, розташований в північно-західній частині басейну в Житомирській, частково у Вінницькій і Київській областях. Площа розповсюдження вугільних відкладів становить близько 100 км². У межах району відомі Андрушівське, Коростишівське (відпрацьоване), Макарівське та Кочерівське родовища.
- ✦ *Ватутінський*, розташований на території Черкаської, Київської, частково Кіровоградської та Вінницької областей. У районі знаходився Ватутінський буровугільний комплекс, у складі якого діяло чотири шахти, один розріз і брикетна фабрика. Комплекс було закрито у 1997 р. У межах району відомі 19 родовищ: Козацьке, Кайтанівське, Новомиргородське, Юрківське, Рижанівське, Новоселківське, Мокроколігирське та інші.
- ✦ *Олександрійський*, розташований у центральній частині басейну на території Кіровоградської, частково Черкась-

кої областей. У цьому районі відкрито 26 родовищ. Тут знаходився Олександрійський буровугільний комплекс, ліквідований у 2012 р.. Район був основним вугледобувним у басейні. Видобуток вугілля здійснювався трьома шахтами та п'ятьма вуглерозрізами. Основні родовища – Балахівське, Бандурівське, Морозівське, Світлопільське, Миронівське, Краснопільське, Золотарівське та інші.

- ✦ *Верхньодніпровський*, розташований на території Дніпропетровської, частково Кіровоградської та Запорізької областей. Тут виявлено 19 родовищ: Верхньодніпровське, Ганнівське, Новоолександрівське, Синельниківське, Карнаухівське, Сурське та інші. Поки що вони не розробляються, але передбачається будівництво великого вуглерозрізу на базі Верхньодніпровського родовища.
- ✦ *Оріхівський*, розташований на території Запорізької, частково Дніпропетровської областей. У районі виявлено два родовища: Оріхівське та Санжарівське та чотири вугленосні площі. Порівняно з іншими район вивчений недостатньо.
- ✦ *Криворізький*, розташований на території Дніпропетровської, частково Миколаївської та Херсонської областей. У районі виявлено чотири родовища: Апостолівське, Весело-Тернівське, Гурійське та Пичугінське. Вони вивчені недостатньо і промислово не розробляються.

У басейні нараховується 149 об'єктів (шахт, вуглерозрізів, ділянок) із запасами за категоріями А + В + С₁ – 1878,7 млн т. Експлуатуються шість об'єктів із запасами 89 млн т. Імовірні запаси за категорією С₂ становлять 299,2 млн т, прогнозні ресурси – 1750 млн т. Загальні ресурси вугілля цього басейну становлять 3927,9 млн т [30].

Найперспективнішим у Дніпровському буровугільному басейні є Олександрійський комплекс. Перспективи його розвитку пов'язані в основному з підземною розробкою.

Перспективи Ватутінського комплексу пов'язані з можливим відпрацюванням невеликих покладів вугілля.

Перспективи розширення сировинної бази Коростишівського комплексу практично відсутні.

Основні перспективи розширення сировинної бази буровугільного басейну пов'язані з Верхньодніпровським і Оріхівським районами, у межах яких зосереджено більше 50% загальних запасів бурого вугілля, придатного для розробки відкритим способом.

Таким чином, найбільш перспективними промисловими районами Дніпровсько-вугільного басейну слід вважати Олександрійський (Кіровоградська обл.) і Верхньодніпровський (Дніпропетровська обл.).

У межах Дніпровсько-вугільного басейну перспективним для освоєння є Новодмитрівське буровугільне родовище (Харківська обл.). Родовище детально досліджене та може бути освоєне протягом двох років. Промислові запаси вугілля в кількості 380 млн т затверджено ДКЗ СРСР у 1972 р.

Поклади вугілля Новодмитрівського родовища об'єднані у 5 продуктивних горизонтів (знизу догори) – I, II, III (Основний), IV (Складний) і V (Верхній). Основне значення мають III та IV горизонти (рис. 6.3).

Загальна потужність вугільних пластів у центральній частині родовища складає 137 м, а лінійний коефіцієнт вугленосності в цілому по родовищу складає $34 \pm 3,5\%$. Основний горизонт за по-

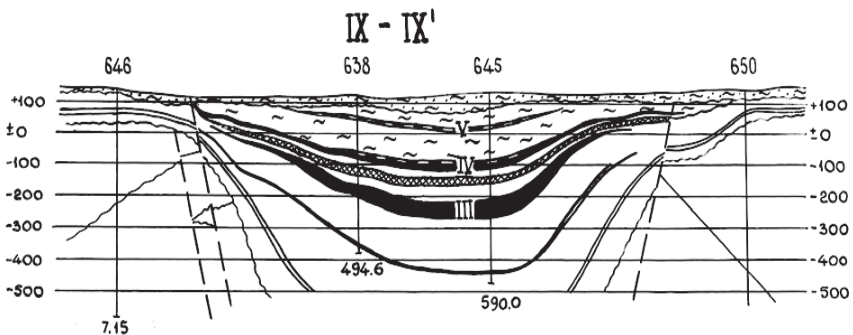


Рис. 6.3. Геологічний розріз Новодмитрівського родовища [30]

тужністю складає 40...60 м, за площею (по контуру потужності 2 м) і структурою (без породних прослоїв) – 7,8 км².

Основні показники структури запасів вугілля та вуглистих глин по горизонтах Новодмитрівського родовища наведено в *табл. 6.17*.

Вибір способу та технології виробництва в Україні синтетичних аналогів нафтового моторного палива з вугілля проведено на основі узагальнення світового досвіду його промислового виробництва.

Особливості способів та конкретних технологій отримання синтетичного рідкого палива з вугілля свідчать, що їм властива широка варіативність номенклатури сировини, принципів побудови технологічних схем та окремих технологій, режимів технологічних процесів та їх апаратного оформлення, використання реагентів та каталізаторів. Усе це визначає необхідність вибору з їх сукупності більш доцільних до промислового застосування.

Незважаючи на принципові відмінності різних способів зрідження вугілля, технології виробництва синтетичного рідкого палива, вони можуть бути охарактеризовані системою ідентичних техніко-економічних показників. Подібність і відмінність способів зрідження вугілля видно з порівняння їх технологічних схем, наведених на *рис. 6.4*.

Наведені схеми наочно показують можливість характеристики різних технологій зрідження вугілля за допомогою універсальної системи показників, а отже, і порівняння їх виробничої ефективності.

Промислове застосування сьогодні мають два основні способи конверсії вугілля в синтетичне рідке паливо – прямого та непрямого зрідження вугілля, технологічною основою яких відповідно є гідрогенізація та метод Фішера – Тропша.

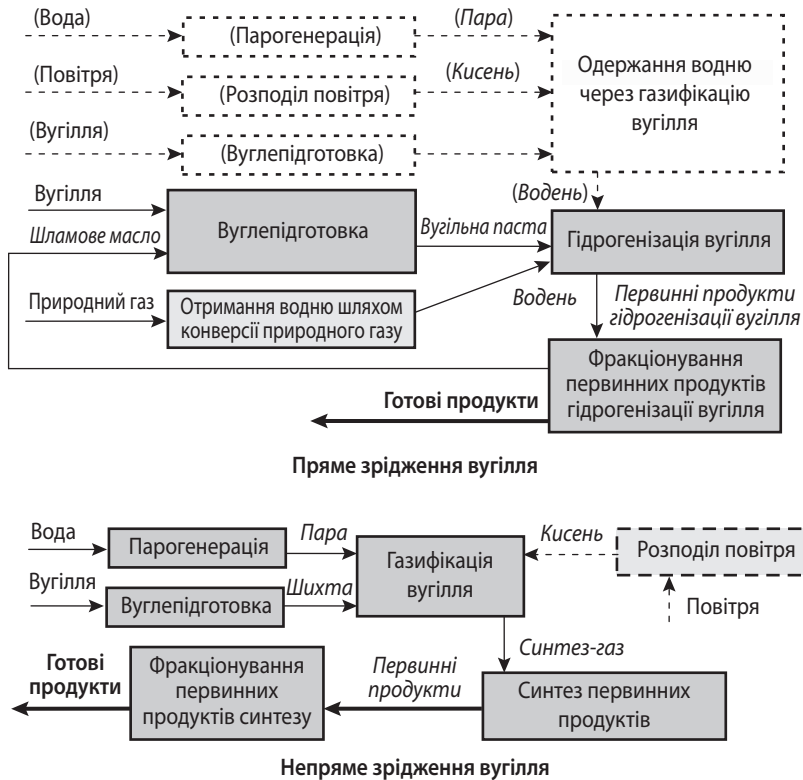
В основу порівняльної оцінки виробничої ефективності технологій гідрогенізації вугілля покладено технічні характеристики основних промислових технологій гідрогенізації (прямого зрідження) вугілля, наведені в *табл. 6.18*.

Таблиця 6.17

Основні показники структури запасів вугілля і вуглистих глин по горизонтах Новодмитрівського родовища

Горизонти розробки (відмітки покрівлі та ґрунту)	Гірська маса, млн м ³	Вскриша, млн м ³		Вугілля, млн м ³ млн т	Вуглисті глини, млн м ³ млн т	Вуглиста маса, млн м ³ млн т	Шаровий коефіцієнт	
		Усього	Без вуглистих глин				За вугіллям	За вуглистою масою
(+125) – (+50)	420,9	420,9	415,5	–	$\frac{4,5}{5,85}$	$\frac{4,5}{5,85}$	–	–
(+50) – (±0)	385,3	342,7	226,9	$\frac{42,6}{54,1}$	$\frac{115,8}{150,5}$	$\frac{158,4}{204,6}$	$\frac{8,04}{6,73}$	$\frac{1,6}{1,25}$
(±0) – (–50)	338,3	290,4	198,4	$\frac{47,8}{60,8}$	$\frac{92}{119,6}$	$\frac{139,8}{180,4}$	$\frac{6,08}{4,78}$	$\frac{1,43}{1,1}$
(–50) – (–100)	324,3	206,5	92,5	$\frac{117,8}{149,6}$	$\frac{114}{148,2}$	$\frac{231,8}{295,1}$	$\frac{1,75}{1,38}$	$\frac{0,4}{0,31}$
(–100) – (–150)	226,4	153,7	–	$\frac{72,7}{92,4}$	$\frac{153,7}{200}$	$\frac{233,1}{340,3}$	$\frac{2,1}{1,6}$	$\frac{0}{0}$
Усього	1695,2	1414,2	933,3	$\frac{280,9}{356,9}$	$\frac{480}{624}$	$\frac{767,6}{1026,2}$	$\frac{5,03}{3,96}$	$\frac{1,21}{0,91}$
(–150) – (–200)	205,7	119,5	119,5	$\frac{86,2}{109,5}$	–	$\frac{86,2}{109,5}$	$\frac{1,38}{1,09}$	$\frac{1,38}{1,09}$

Джерело: складено на основі [30].



Умовні позначення:

- ▭ – агрегати, загальні для всіх технологій даного засобу зрідження вугілля;
- ▭ – агрегати, що найчастіше включаються до технологічних схем (традиційні);
- ▭ – агрегати альтернативної технології отримання водню;
- ▭ – обов'язковий агрегат технологічних схем парокисневої газифікації (традиційної), який може бути відсутнім у технологіях, побудованих на інших методах газифікації вугілля.

Рис. 6.4. Порівняння агрегованих технологічних схем основних способів зрідження вугілля

Джерело: сформовано на основі [3; 44–49].

Таблиця 6.18
Порівняльна технічна характеристика основних промислових технологій гідрогенізації вугілля

Показник	ИГИ (РФ)	НИИ НХТМ (Казахстан)	NRCL (Японія)	H-COAL (США)	SRC II (США)	EDS (США)	KONL (ФРН)
Тип переробленого вугілля	Усі види вугілля	Усі види вугілля	Усі види вугілля	Усі види вугілля	Усі види вугілля	Усі види вугілля	Усі види вугілля
Температура, °С	420–440	400–420	430–450	435–450	370	410–450	460–500
Робочий тиск у реакторі, МПа	10	3–6	15–20	18–20	18	14–18	30
Каталізатор, % від органічної маси вугілля (ОМВ)	Mo (0,05) S (2,4)	Цеоліт бок-сит (3–5)	FeS (2,0–3,0)	Co-Mo	Дані відсутні	Дані відсутні	Fe
Витрати водню на ОМВ, м ³ /кг	2,5–3,5	2–2,5	5	4–5	3–4	4	6
Ступінь перетворення вугілля, %	87–92	85–95	98	94	91	90	95
Вихід дистильованих продуктів, % (мас.)	53–55,8	74,9	81,4	58,4	54,8	35	74
у тому числі:							
– бензинова фракція	10,9	11,9	41,6	13,3	8,4	14	16
– дизельна фракція	44,9	55-63	39,8	19,7	6,4	10	36

Джерело: складено на основі [3, 44–49].

Критичною позицією виробництва синтетичного рідкого палива за методом гідрогенізації вугілля є високі витрати водню як реагенту для здійснення основної реакції. Витрати водню на гідрогенізацію 1 кг органічної маси вугілля (ОМВ) фактично складають від 2 до 6 кубічних метрів. Це означає, що на переробку 1 т вугілля (ОМВ) у СРП необхідно витратити в середньому 4 тис. м³ водню, на виробництво якого, своєю чергою, потрібно 5,3 тис. м³ природного газу, або 4,1 т вугілля (ОМВ).

Додаткові витрати вугілля (або природного газу у вугільному компоненті) кардинально збільшують загальну норму витрат вугілля на виробництво 1 т СРП, що наочно видно з *табл. 6.19*.

Зважаючи на вищевикладене, норми витрат вугілля на виробництво СРП і виходу готових продуктів гідрогенізації повинні враховувати загальні витрати вугілля, а не тільки безпосередньо на технологічну операцію гідрогенізації.

Вихід СРП із загальної маси витрат вугільної сировини (15% вологості) слід очікувати в діапазоні 16,3–22,6%.

Проведена в *табл. 6.19* порівняльна оцінка ефективності технологій свідчить, що найбільш прийнятною для освоєння в Україні є технологія гідрогенізації вугілля інституту НИИ НХТим (Казахстан).

Сукупність технологій способу непрямого (двостадійного) зрідження вугілля ширша, ніж вищерозглянутого способу прямого зрідження. Дане положення пояснюється як широкою варіативністю кожної зі стадій технологій непрямого зрідження вугілля, так і варіативністю їх поєднання.

Загальна ефективність застосування способу непрямого зрідження вугілля залежить від ефективності кожної зі стадій конверсії: першої – газифікації вугілля, другої – синтезу рідких вуглеводнів.

Порівняльну характеристику основних промислових технологій газифікації вугілля наведено в *табл. 6.20*.

Особливо слід зазначити, що ефективність технологій непрямого зрідження вугілля істотно залежить від складу одержуваного синтез-газу, а саме – співвідношення водню й окису вуглецю, ідеальне значення якого для виробництва СРП 2 : 1.

Таблиця 6.19
Розрахунок загальних норм витрат вугільної сировини (ОМВ) на виробництво синтетичного рідкого палива СРП за основними технологіями гідрогенізації

Показник	ИГИ (РФ)	НИИ НХТІМ (Казахстан)	NRCL (Японія)	H-COAL (США)	SRC II (США)	EDS (США)	KOHL (ФРН)
Вихід СРП, % (мас)	54,5	74,9	81,4	58,4	54,8	35	74
Норма витрат вугілля на гідрогенізацію СРП, т/т	1,835	1,335	1,229	1,712	1,825	2,857	1,351
Норма витрат водню на гідрогенізацію вугілля, тис. м ³ /т	3	2,3	5	4,5	3,5	4	6
Норма виходу водню з вугілля, тис. м ³ /т	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586
Норма витрат вугілля на виробництво водню для гідрогенізації вугілля, т/т	1,758	1,3478	2,93	2,637	2,051	2,344	3,516
Загальна норма витрат вугілля на виробництво СРП, т/т	3,593	2,683	4,159	4,349	3,876	5,201	4,867
Вихід СРП із загального обсягу використаного вугілля, %	27,8	37,3	24,0	23,0	25,8	19,2	20,5

Джерело: складено на основі [3: 31; 44–49].

Таблиця 6.20

**Порівняльна характеристика основних промислових технологій
газифікації вугілля**

Показник	Технологія			
	Lurgi	Winkler	Koppers-Totzek, Prenflo	Texaco
Типи перероблюваного вугілля	Усе вугілля, окрім коксівного	Лігніти та суббітуміозне вугілля	Усе вугілля	Усе вугілля
Робочий тиск у реакторі, МПа	2,0–3,0	0,13	3,0	4,0
Максимальна температура у реакторі, °С	1200	1100	2000	1600
Склад сирого газу, % (об.):				
H ₂	36–40	35–45	22–32	35
CO	18–25	30–50	55–66	52
CO ₂	27–32	13–25	7–12	12
CH ₄	9–10	0,5–2,0	0,1	0,1
Середнє співвідношення H ₂ : CO	2 : 1	1 : 1	1 : 2	1 : 2
Питома теплота згоряння газу, МДж/м ³	11,5	9–13	11,2	12,9
Вихід газу з 1 т вугілля, м ³ /т	1400–1700	1600	1650	1884
Витрати кисню на переробку 1 т вугілля, м ³ /т	220–300	350	540	610
Витрати пари на переробку 1 т вугілля, т/т	1,0–1,4	0,88	0,24	–

Джерело: складено на основі [3; 31; 44–49].

Головними технологічними установками в процесі газифікації вугілля є промислові газогенератори, принципи роботи та конструкція яких пройшли двохсотрічний шлях розвитку, що на поточний момент визначило високий рівень їх технічної досконалості. Ключові технічні характеристики промислових газогенераторів наведено в *табл. 6.21*.

Особливо слід зазначити, що газогенератори компаній Shell, Siemens, E-Gas, GE забезпечують високі температурні режими газифікації, а отже, і апаратну продуктивність, що дозволяє застосовувати їх у найбільш ефективних технологіях «Koppers-Totzek» та «Prenflo», придатних для перероблення всіх видів вугілля [34].

На другій стадії непрямого зрідження вугілля проводиться синтез СРП із одержаного на попередній технологічній стадії синтез-газу. За використання методу Фішера – Тропша всі технології синтезу СРП подібні, і різниця в їх ефективності визначається умовами процесу (реакції) та застосуванням найбільш результативних каталізаторів. Оцінку ефективності синтезу СРП за різних умов проведення реакції наведено в *табл. 6.22*.

Наведені в *табл. 6.22* дані свідчать що реально досяжною величиною виходу СРП є 170 грам з одного кубічного метру синтез-газу. Норми виходу вихідного та первинного продуктів синтезу СРП наведено в *табл. 6.23*.

Порівняльну техніко-економічну оцінку ефективності основних технологій прямого та непрямого способів зрідження вугілля проведено з урахуванням узагальнених норм капітальних вкладень і поточних витрат. У зв'язку з відсутністю систематизованих відомостей про капітальні та виробничі витрати за способами та технологіями зрідження вугілля, визначення величин вищезгаданих економічних характеристик проводилося на підставі експертної обробки й узагальнення фрагментарних даних [34], а також власних розрахунків авторів. Результати узагальнень наведено в *табл. 6.24*.

Наведену вище інформацію узагальнено в *табл. 6.25* і використано для порівняльної оцінки доцільності освоєння в Україні основних технологій зрідження вугілля.

Таблиця 6.21

Характеристика сучасних промислових газогенераторів

Показник	Газогенератор			
	«Lurgi»	«Winkler»	«Koppers-Totzek», «Prenflo»	«Техасо»
1	2	3	4	5
Характеристика вугілля				
Тип	Усе вугілля, окрім коксівного	Лігніти та суббітумінозні	Усе вугілля	
Розмір часточок, мм	6–40	0,1–8	0,075 (70%)	0,08
Вміст вологи, % (мас.)	До 30	До 12	До 8	До 40
Стан вугілля в реакторі	Стационарний шар	Псевдозріджений шар	Режим виносу	Водовугільна суспензія в режимі виносу
Робочий тиск МПа	2,0–3,0	0,12–0,21	3,0	3,5–4,0
Максимальна температура в газогенераторі, °С	1200	1100	2000	1600
Вид дуття	Парокисневе			
Стан золи	Тверде		Рідкий шлак	
Час перебування вугілля в газогенераторі	1–3 год	20–40 хв	0,5–10 с	1–10 с
Ступінь конверсії вуглецю, %	99	60–90	90–96	99

Закінчення табл. 6.21

1	2	3	4	5
Максимальна одинична потужність газогенератора:				
По вугіллю, т/год ОМВ	75	42,2	35,2	100
По газу, тис. м ³ /год	140	80	70	150
Кисню	0,5	0,5	0,76	0,85
Пари	1,9	0,88	0,24	
Об'ємне відношення, пар/кисень	5,9	3,1	0,55	
Склад сирого газу, % (об.):				
CO	20	30-50	55-66	55
H ₂	39	35-46	21-32	33
CO ₂	30	13-25	7-12	11
CH ₄	10	1-1,8	0,1	0,1
C _n H _m	0,7	-	-	-
Середнє відношення H ₂ : CO в газі	2	1	0,4-0,5	0,6
Теплота згоряння газу (вища), МДж/м ³	11,5	9-13	10,6-11,8	11,5
Термічний к. к. д. газогенератора, %	75-85	45-75	75-85	75

Джерело: складено на основі [34; 48].

Таблиця 6.22

**Порівняльна характеристика варіантів процесів синтезу СРП
на залізному катализаторі**

Характеристика основних умов процесу	Темпе- ратура, °С	Робочий тиск у реакторі, МПа	Вихід рідких вуглеводнів, г/м ³		
			Усього	У тому числі:	
				бензин	дизельне пальне
Гранульований катализатор, охолодження через стінку реактора; процес без циркуляції газу	200–225	0,98	125	40,0	22,5
Гранульований катализатор, охолодження через стінку реактора; процес із циркуляцією газу	275	1,96	145	98,6	27,6
Суспензія порошкоподібного катализатора в оливі; процес із циркуляцією газу	250–275	1,96	170	42,5	51,0
Гранульований катализатор, внутрішнє охолодження; процес із циркуляцією газу	240–280	1,96	170	98,6	17,0
Гранульований катализатор; процес із циркуляцією гарячого газу	300–320	1,96	140	98,0	16,8
Псевдозріджений катализатор; процес із циркуляцією газу	300–320	1,96	150	109,5	10,5

Джерело: складено на основі [31; 48].

Таблиця 6.23

Розрахунок норми виходу СРП із сировини при непрямому зрідженні вугілля

Опис технології	Вихід синтез-газу з 1 т вугілля, м ³ /т	Норма виходу СРП з 1 м ³ газу, г	Вихід СРП з вугілля, кг/т
Технологія непрямого зрідження вугілля за методом Фішера – Тропша з парокисневою прямою точною газифікацією	1550	170,0	263,5

Джерело: складено на основі [31; 34].

Таблиця 6.24

Основні економічні норми капітальних вкладень і поточних витрат на виробництво СРП у різні способи

Спосіб	Капітальні вкладення на 1 т річної виробничої потужності, \$	Поточні витрати на виробництво 1 т синтетичної нафти, \$
Пряме зрідження (гідрогенізація) вугілля	1454	625
Непряме зрідження (метод Фішера – Тропша) з попередньою парокисневою прямою точною газифікацією вугілля	889	791

Джерело: складено на основі [31; 34].

Огляд даних табл. 6.25 свідчить, що найбільша глибина реакторної переробки вугілля досягається за способу прямого його зрідження (гідрогенізації). Загальна величина витрат вугілля на виробництво моторного палива у спосіб прямого зрідження є більшою, ніж у спосіб непрямого зрідження вугілля через його витрати на виробництво водню, що є реагентом реакції гідрогеніза-

ції. Водень для гідрогенізації, як правило, виділяється з синтез-газу, який отримується при газифікації вугілля (не виключено, що і при риформінгу природного газу).

Таблиця 6.25

Техніко-економічна характеристика основних технологій зрідження вугілля

№ з/п	Показник	Пряме зрідження вугілля	Непряме зрідження вугілля з його парокисневою газифікацією
1*	Максимальна температура у реакторі, °С	420	1200
2*	Робочий тиск у реакторі, МПа	6,00	0,14
3	Загальні витрати вугілля (ОМВ) на виробництво 1 т СРП, т	4,018	3,788
	у тому числі:		
3.1**	<i>Витрати вугілля (ОМВ) на синтез 1 т СРП, т</i>	1,335	3,788
3.2**	<i>Витрати вугілля (ОМВ) на виробництво водню для синтезу 1 т СРП, т</i>	2,683	0
3.2.1**	<i>Норма витрат водню на ОМВ, м3/кг</i>	2,3	0
4	Капітальні вкладення на 1 т річної виробничої потужності, \$	1454	889

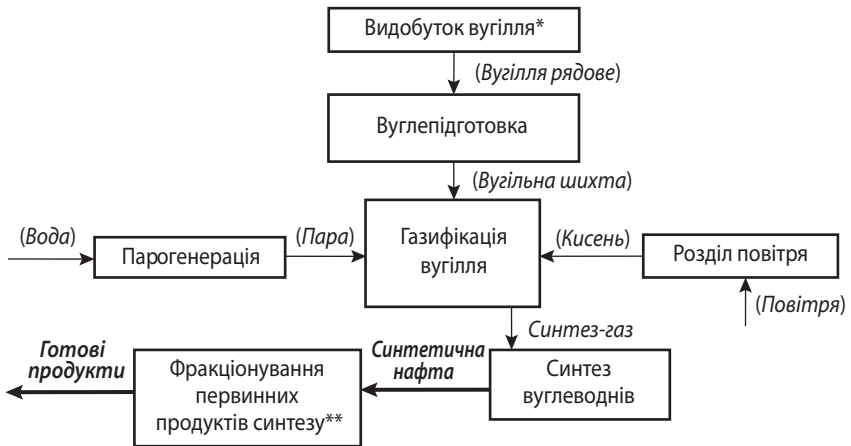
Примітка: * – показники температури і тиску взято для газифікатора; ** – довідка.

Джерело: складено на основі [34].

Вищенаведені дані щодо способів і основних технологій виробництва СРП свідчать про техніко-економічну перевагу способу непрямого зрідження вугілля над способом прямого зрідження.

Із сукупності розглянутих різновидів технологій непрямого зрідження вугілля до освоєння в Україні рекомендується технологія синтезу СРП за методом Фішера – Тропша з попереднім отриманням синтез-газу у спосіб парокисневої газифікації вугілля.

Керуючись вищенаведеними принципами побудови виробництва підгалузі, до застосування в Україні пропонується єдина (універсальна) технологічна схема виробництва СРП з вугілля, наведена на *рис. 6.5*.



Примітка:

* – опція для гірничо-переробного комбінату СРП;

** – опція для заводів синтетичної нафти та нафтопереробки.

Рис. 6.5. Агрегована універсальна технологічна схема виробництва синтетичного рідкого палива

Зважаючи на вищевказане, підгалузь СРП повинна складатися з виробничих об'єктів – уніфікованих заводів єдиної апаратної комплектації чотирьох видів:

І – малотоннажні заводи повного циклу виробництва СРП із кам'яновугільної сировини (обсяг переробки кам'яного вугілля – 550 тис. т фактичної вологи);

II – середньотоннажні заводи повного циклу виробництва СРП із кам'яновугільної сировини (обсяг переробки кам'яного вугілля – 1100 тис. т фактичної вологи);

III – середньотоннажні заводи виробництва синтетичної нафти з кам'яновугільної сировини (обсяг переробки кам'яного вугілля – 1100 тис. т фактичної вологи);

IV – великотоннажні гірничо-переробні комбінати повного циклу виробництва СРП із бурого вугілля (обсяг переробки бурого вугілля – 3000 тис. т фактичної вологи).

Опосередковано до цієї підгалузі може буде залучений НПЗ стандартної технології для переробки синтетичної нафти, що отримується на заводах з виробництва синтетичної нафти.

У подальших розрахунках передбачається розташування заводів з виробництва синтетичної нафти в районі Львівсько-Волинського вугільного басейну, а переробка синтетичної нафти – на Дрогобицькому НПЗ.

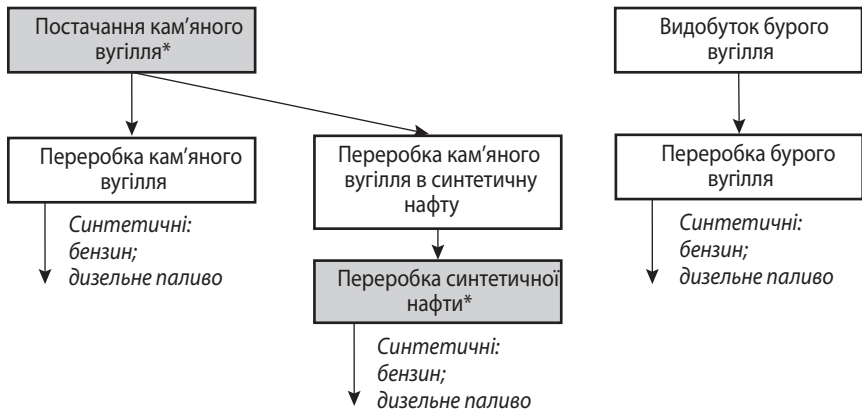
Виробничу структуру та потужності підгалузі СРП визначають наявні в країні ресурси вугільної сировини, розташування родовищ і можливості переробки синтетичної нафти (первинних продуктів синтезу СРП) у готові продукти.

Загальна виробнича схема підгалузі СРП в Україні може мати вигляд, наведений на *рис. 6.6*.

Усі виробничі об'єкти промислового комплексу підгалузі СРП рекомендуються за однаковими технологічними схемами, що забезпечують реалізацію вищезгаданого двостадійного процесу зрідження вугілля за методом Фішера – Тропша.

Відмінності виробничих процесів різних типів пропонується забезпечувати шляхом внесення відповідних змін до типової технологічної схеми виробництва СРП повного циклу, які спрямовані на наділення окремих заводів специфічними опціями (доповнення типового виробничого циклу заводу видобутком бурого вугілля або скороченням технологічного ланцюга заводу до виробництва синтетичної нафти).

Типові блок-схеми технології обох стадій виробництва СРП із кам'яного вугілля на заводі повного циклу наведено на *рис. 6.7* і *рис. 6.8*.



Примітка: * - інші галузі.

Рис. 6.6. Загальна виробнича схема підгалузі синтетичного рідкого палива України

Обґрунтування основних техніко-економічних показників (ОТЕП) виробничих об'єктів (заводів) підгалузі виконано, виходячи з можливих потужностей сировинної бази та місця їх розташування.

В основу розрахунків техніко-економічних показників базових варіантів заводів повного виробничого циклу закладено технологічні схеми та норми зрідження вугілля у двостадійний спосіб, а саме, парокисневої прямоочної газифікації вугілля «PRENFLO» та синтезу рідкого палива Фішера – Тропша з фракціонуванням його первинного продукту (синтетичної нафти).

Розрахунки виконано для чотирьох вищерозглянутих базових варіантів, ресурсно-продуктовий баланс яких наведено в *табл. 6.26*.

Технологічна схема переробки вугілля, що пропонується, дозволяє отримувати, крім синтетичного палива, цілий ряд товарних продуктів, що будуть мати застосування в різних сферах народного господарства. Зокрема:

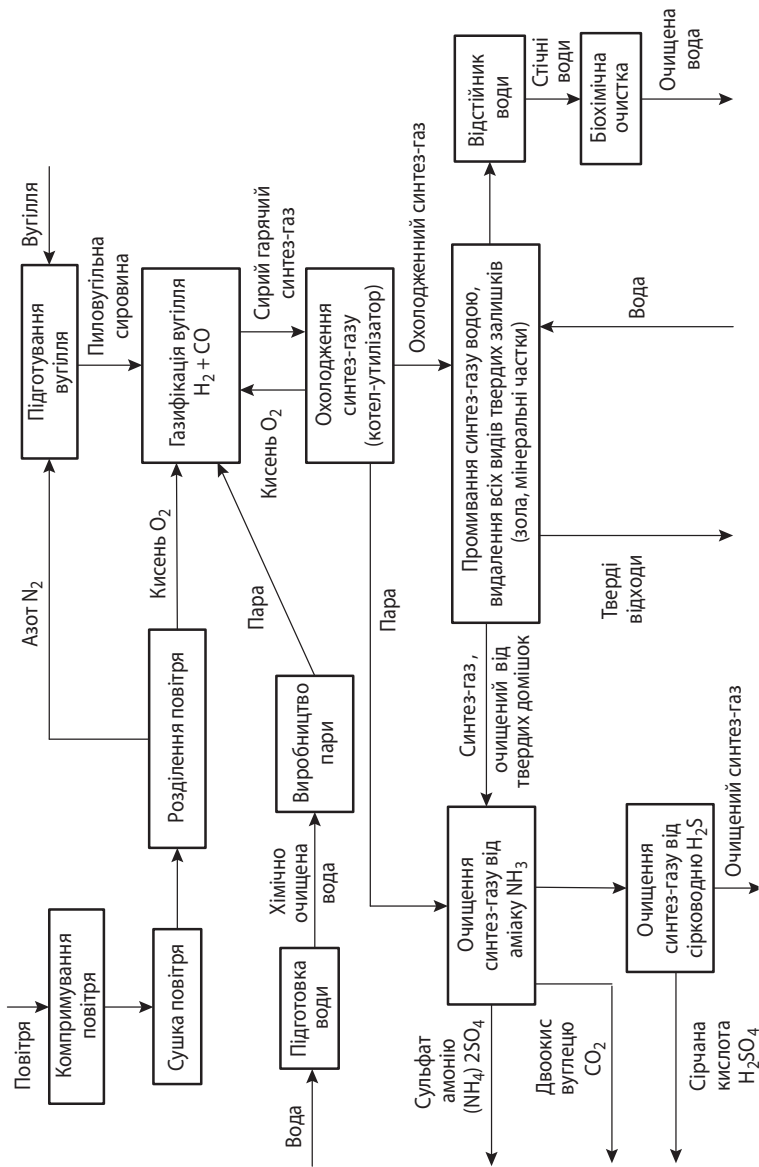


Рис. 6.7. Агрегована технологічна схема парокисневої газифікації вугілля за технологією «Prepflo»

Джерело: сформовано на основі [3; 34; 44–49].

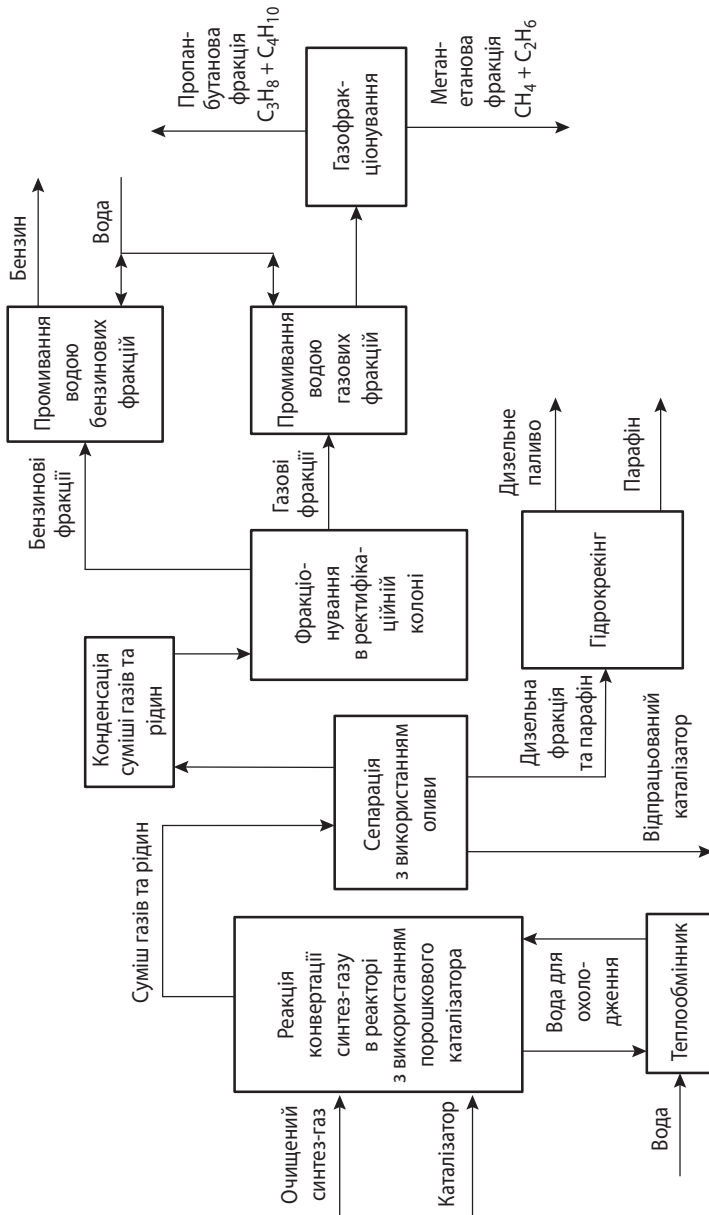


Рис. 6.8. Агрегована технологічна схема виробництва СРП на основі процесу Фішера – Тропша

Джерело: сформовано на основі [3; 34; 44–49].

Таблиця 6.26
Річні ресурсно-продуктові баланси виробництва синтетичного рідкого палива та синтетичної нафти на базових заводах

Найменування продукту	Одиниця виміру	Базові варіанти			
		I (виробництво СРП із кам'яного вугілля)	II (виробництво СРП із кам'яного вугілля)	III (виробництво синтетичної нафти з кам'яного вугілля)	IV (виробництво СРП із бурого вугілля)
1	2	3	4	5	6
РЕСУРСИ					
Кам'яне вугілля	тис. т	550,0	1100,0	1100,0	
Буре вугілля	тис. т				3000,0
<i>Технічний аналіз:</i>					
Вологість	%	15,0	15,0	15,0	51,2
Зольність на суху масу	%	15,0	15,0	15,0	19,4
Вміст сірки на суху масу	%	1,50	1,50	1,50	2,45
Вода технічна	тис. м ³	105,0	210,0	210,0	300,0
Повітря (на виробництво кисню)	млн м ³	2033,5	4067,0	4067,0	5763,6
Моноетаноламін для очищення синтез-газу від сірководню	т	1030,8	2061,6	2061,6	4771,4

Продовження табл. 6.26

1	2	3	4	5	6
Ванадієвий каталізатор для виробництва сірчаної кислоти	т	8,8	17,6	17,6	40,7
Залізний каталізатор для виробництва синтетичної нафти	т	376,0	752,0	752,0	1065,6
Високооктанові компоненти	тис. т.	7,1	14,2	14,2	20,1
НАПІВФАБРИКАТИ І ПРОМІЖНІ ПРОДУКТИ					
Пара на газифікацію	тис. т	48100,0	96200,0	96200,0	136300,0
Кисень	млн м ³	425,0	850,0	850,0	1204,6
Синтез-газ (приведений до нормальних умов)	млн м ³	859,0	1718,0	1718,0	2434,7
Первинний продукт синтезу Фішера – Тропша (синтетична нафта)	тис. т	145,2	290,4	–	410,5
Електроенергія	МВт · год	12000	24000	24000	48000

Закінчення табл. 6.26

1	2	3	4	5	6
ТОВАРНІ ПРОДУКТИ					
Синтетична нафта				290,4	
Бензин автомобільний (А-92, А-95)	тис. т	40,4	80,8	-	114,4
Дизельне паливо	тис. т	52,5	105,0	-	148,7
Разом товарного рідкого моторного палива:	тис. т	92,9	185,8	-	263,1
Пропан-бутанова фракція	тис. т	5,2	10,4		14,7
Метан-етанова фракція	млн м ³	11,1	22,2		30,7
Технічний парафін	тис. т	36,0	72,0		102,0
Сульфат амонію	тис. т	5,9	11,8	11,8	15,0
Сірчана кислота	тис. т	29,0	58,0	58,0	72,1

Джерело: складено на основі [31].

- ✦ пропан-бутанова фракція – зріджений газ, що використовується у вигляді моторного палива в інжекторних двигунах;
- ✦ метан-етанова фракція – є своєрідним аналогом природного газу та може надаватися в існуючу транспортну газову мережу;
- ✦ технічний парафін – після очищення його до харчового рівня може використовуватись у харчовій та фармацевтичній промисловості, а також для виробництва синтетичних миючих засобів;
- ✦ сульфат амонію – мінеральне азотне добриво;
- ✦ сірчана кислота – речовина, що використовується як каталізатор органічного синтезу при виробництві інших неорганічних кислот і мінеральних солей, мийних засобів, штучних смол, фарбувальних матеріалів та антифризів.

Техніко-економічні показники базових заводів наведено в *табл. 6.27*.

При розрахунку вартісних показників використовувався рівень цін, що склався в допандемійний період, на кінець 2019 р. – початок 2020 р.

Аналіз наявних і потенційних ресурсів вугільної сировини дозволяє запропонувати створення декількох регіональних промислових комплексів, розташованих у безпосередній близькості до сировинної бази, а саме:

- ✦ *Західний* (на базі Львівсько-Волинського басейну) – у складі 1 заводу повного циклу (потужністю 550,0 тис. т кам'яного вугілля на рік), 4 заводів з виробництва синтетичної нафти (сумарною потужністю 4400,0 тис. т кам'яного вугілля на рік) і Дрогобицького НПЗ;
- ✦ *Центральний* (на базі кам'яного вугілля Західного Донбасу та бурого вугілля Дніпровського буровугільного басейну) – у складі 1 заводу повного циклу з переробки кам'яного вугілля (потужністю 550,0 тис. т вугілля на рік) і 2 заводів повного циклу з переробки бурого вугілля (сумарною потужністю 6000 тис. т на рік);

- ✦ *Східний* (на базі кам'яного вугілля Донбасу та бурого вугілля Дніпровського басейну) – у складі 2 заводів повного циклу (потужністю по 550,0 тис. т кам'яного вугілля на рік кожен), 2 заводів повного циклу (потужністю 1100,0 тис. т кам'яного вугілля на рік кожен) і 1 заводу повного циклу з переробки бурого вугілля (потужністю 3000,0 тис. т вугілля на рік).

Зведені техніко-економічні характеристики цих регіональних промислових комплексів СРП наведено в *табл. 6.28 – табл. 6.30*. При характеристиці Західного промислового комплексу не враховано показники Дрогобицького НПЗ, який на даний час виведений з експлуатації.

У *табл. 6.31* наведено зведені по Україні дані по підгалузі, що пропонується створити.

Наведені дані свідчать, що підприємства підгалузі здатні забезпечити виробництво 2,276 млн т моторного палива (включно з переробкою синтетичної нафти на НПЗ), у т. ч. 0,836 млн т у Західному, 0,619 млн т у Центральному та 0,821 млн т в інших промислових комплексах СРП. Частка синтетичного рідкого палива в загальній величині використання моторного палива досягне 23% (розраховано за рівнем 2020 р.), що суттєво підвищить рівень як енергетичної, так в цілому і національної безпеки країни.

Створення нової підгалузі СРП прискорить соціально-економічний розвиток країни. Буде створено 23,2 тис. нових робочих місць, загальний обсяг виробництва підприємств підгалузі СРП досягне 2,4 млрд дол. США на рік. Сума податкових надходжень до Державного бюджету України складатиме майже 998 млн дол. США на рік, у тому числі: податок на додану вартість – 380 млн дол. США; акцизний податок – 421 млн дол. США; податок на прибуток – 130 млн дол. США; податок на доходи фізичних осіб – 30 млн дол. США; єдиний соціальний внесок – 37 млн дол. США.

Створення виробництва СРП в Україні має високу інвестиційну привабливість. Середня рентабельність господарської діяльності по підприємствах підгалузі СРП очікується у 35,4%, сумарний грошовий потік – майже 670 млн дол. США, що забезпечить окупність інвестицій (до 3,0 млрд дол. США) у її створення за 5,1 року.

Таблиця 6.27

Техніко-економічні характеристики типових заводів синтетичного рідкого палива

Показник	Малотоннажний завод синтетичного рідкого моторного палива	Середньотоннажний завод синтетичного моторного палива	Завод синтетичної нафти	Гірничо-переробний комбінат синтетичного рідкого палива
1	2	3	4	5
Основні техніко-економічні показники господарчої діяльності				
Вид вихідної сировини	Кам'яне вугілля	Кам'яне вугілля	Кам'яне вугілля	Буре вугілля
1. Обсяг переробки вугільної сировини, тис. т	550,0	1100,0	1100,0	3000,0
2. Випуск синтетичного рідкого палива, всього, тис. т:	92,9	185,8	-	263,1
У тому числі:				
2.1. Бензин	40,4	80,8	-	114,4
2.2. Дизельне паливо	52,5	105,0	-	148,7
2.3. Синтетична нафта	-	-	290,4	-
3. Чисельність персоналу, осіб	1175	2278	2105	1545
4. Чистий дохід, млн дол. США	103,3	206,6	181,8	289,5
у тому числі від реалізації:				
4.1. Бензин	32,3	64,6	-	91,5

Продовження табл. 6.27

1	2	3	4	5
4.2. Дизельне паливо	42,0	84,0	-	119,0
4.3. Синтетична нафта	-	-	174,2	-
4.4. Парафін технічний	18,0	36,0	-	51,0
4.5. Скраплений вуглеводневий газ (СВГ)	2,7	5,4	-	7,6
4.6. Метан-етанова фракція	3,9	7,8	-	10,7
4.7. Сульфат амонію	1,1	2,2	2,2	3,0
4.8. Сірчана кислота	2,7	5,4	5,4	6,7
5. Витрати операційної діяльності, млн дол. США	77,6	151,3	130,3	178,7
6. Чистий прибуток (за вирахуванням податку на прибуток), млн дол. США	21,1	45,3	24,1	90,9
6.1. Рентабельність операційної діяльності, %	27,2	30,0	18,5	50,8
Інвестиції та їх ефективність				
7. Загальна сума інвестицій, млн дол. США	117,3	192,3	151,5	524,2

1	2	3	4	5
7.1. Норма інвестиції на 1 тис. т виробництва СРП (синтетичної нафти), млн дол. США	1,263	1,037	0,521	1,992
8. Річний чистий грошовий потік, млн дол. США	26,7	54,5	31,7	109,2
9. Простий термін окупності, років	5,6	4,2	6,3	5,8

Таблиця 6.28

Техніко-економічна характеристика Західного виробничого комплексу синтетичного рідкого палива

Показник	Завод синтетичного рідкого моторного палива на 550 тис. т вугілля	Заводи синтетичної нафти	Усього по комплексу
1	2	3	4
Загальні відомості			
Сировинна база	Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн		
Місце розміщення	Львівська область	Львівська область, Волинська область	
Кількість виробничих одиниць	1	4	5

Закінчення табл. 6.28

1	2	3	4
Основні техніко-економічні показники господарчої діяльності			
1. Обсяг переробки сировини, тис. т	550	4400	
2. Випуск синтетичного рідкого палива, всього, тис. т:	92,9		92,9
У тому числі:			
2.1. Бензин автомобільний, тис. т	40,4		40,4
2.2. Дизельне паливо, тис. т	52,5		52,5
2.3. Синтетична нафта, тис. т	-	1161,6	1161,6
3. Чисельність персоналу, осіб	1175	8420	9595
4. Чистий дохід, млн дол. США	103,3	727,7	831,0
5. Витрати операційної діяльності, млн дол. США	77,6	521,2	598,8
6. Чистий прибуток (за вирахуванням податку на прибуток), млн дол. США	21,1	96,4	117,5
6.1. Рентабельність операційної діяльності, %	27,2	18,5	19,6
Інвестиції та їх ефективність			
7. Загальна сума інвестицій, млн грн	117,3	606,0	723,3
7.1. Норма інвестиції на 1 тис. т виробництва СРП, млн дол. США	1,263	0,521	
8. Річний чистий грошовий потік, млн дол. США	26,7	126,8	153,5
9. Термін окупності, років	5,6	6,3	6,2

Таблиця 6.29
Техніко-економічна характеристика Центрального виробничого комплексу синтетичного рідкого палива

Показник	Завод синтетичного рідкого моторного палива на 550 тис. т вугілля	Гірничо-переробний комбінат синтетичного рідкого моторного палива (буре вугілля)	Усього по комплексу
1	2	3	4
Загальні відомості			
Сировинна база	Донецький вугільний басейн	Дніпровський буровугільний басейн	X
Місце розміщення	Дніпропетровська область	Кіровоградська область, Дніпропетровська область	X
Кількість виробничих одиниць	1	2	3
Основні техніко-економічні показники господарчої діяльності			
1. Обсяг переробки сировини, тис. т	550	6000	6550
2. Випуск синтетичного рідкого палива, всього, тис. т:	92,9	526,2	619,1
у тому числі:			
2.1. Бензин автомобільний, тис. т	40,4	228,8	269,2
2.2. Дизельне паливо, тис. т	52,5	297,4	349,9
2.3. Синтетична нафта, тис. т	-	-	-
3. Чисельність персоналу, осіб	1175	3690	4865

Закінчення табл. 6.29

1	2	3	4
4. Чистий дохід, млн дол. США	103,3	579,0	682,3
5. Витрати операційної діяльності, млн дол. США	77,6	357,4	435,0
6. Чистий прибуток (за вирахуванням податку на прибуток), млн дол. США	21,1	181,8	202,9
6.1. Рентабельність операційної діяльності, %	27,2	50,8	46,6
Інвестиції та їх ефективність			
7. Загальна сума інвестицій, млн грн	117,3	1048,4	1165,7
7.1. Норма інвестиції на 1 тис. т виробництва СРП, млн дол. США	1,263	1,992	1,883
8. Річний чистий грошовий потік, млн дол. США	26,7	218,4	245,1
9. Термін окупності, років	5,6	5,8	5,7

Таблиця 6.30

Техніко-економічна характеристика Східного виробничого комплексу синтетичного рідкого палива

Показник	Завод синтетичного рідкого моторного палива на 550 тис. т вугілля	Завод синтетичного рідкого моторного палива на 1100 тис. т вугілля	Гірничо-переробний комбінат синтетичного рідкого моторного палива (буре вугілля)	Усього по комплексу
1	2	3	4	5
Загальні відомості				
Сировинна база	Донецький кам'яновугільний басейн			
Місце розміщення	Донецька область, Луганська область		Харківська область	X
Кількість виробничих одиниць	2	2	1	5
Основні техніко-економічні показники господарчої діяльності				
1. Обсяг переробки сировини, тис. т	1100	2200	3000	6300
2. Випуск синтетичного рідкого палива, всього, тис. т:	185,8	371,6	263,1	820,5
У тому числі:				
2.1. Бензин автомобільний, тис. т	80,8	161,6	114,4	356,8
2.2. Дизельне паливо, тис. т	105,0	210,0	148,7	463,7

Закінчення табл. 6.30

1	2	3	4	5
2.3. Синтетична нафта, тис. т				
3. Чисельність персоналу, осіб	2350	4556	1845	8751
4. Чистий дохід, млн дол. США	206,6	413,2	289,5	909,3
5. Витрати операційної діяльності, млн дол. США	155,2	302,6	178,7	636,5
6. Чистий прибуток (за вирахуванням податку на прибуток), млн дол. США	42,2	90,6	90,9	223,7
6.1. Рентабельність операційної діяльності, %	27,2	30,0	50,8	35,1
Інвестиції та їх ефективність				
7. Загальна сума інвестицій, млн грн	234,6	384,6	524,2	1143,4
7.1. Норма інвестиції на 1 тис. т виробництва СРП, млн дол. США	1,263	1,037	1,992	1,394
8. Річний чистий грошовий потік, млн дол. США	53,4	109,0	109,2	271,6
9. Термін окупності, років	5,6	4,2	5,8	5,1

Таблиця 6.31
Техніко-економічна характеристика національного виробничого комплексу синтетичного рідкого палива

Показник	Західний комплекс	Центральний комплекс	Східний комплекс	Усього
1	2	3	4	5
<i>Загальні відомості</i>				
Сировинна база	Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн	Дніпровський буровугільний басейн, Донецький кам'яновугільний басейн	Донецький кам'яновугільний басейн	X
Місце розміщення	Львівська та Волинська області	Кіровоградська та Дніпропетровська області	Харківська, Донецька та Луганська області	X
Кількість виробничих одиниць	5	3	5	13
<i>Основні техніко-економічні показники господарчої діяльності</i>				
1. Обсяг переробки сировини, тис. т	4950	6550	6300	17800
2. Випуск синтетичного рідкого палива, всього, тис. т:	92,9	619,1	820,5	1532,5
У тому числі:				
2.1. Бензин автомобільний, тис. т	40,4	269,2	356,8	666,4

Закінчення табл. 6.31

1	2	3	4	5
2.2. Дизельне паливо, тис. т.	52,5	349,9	463,7	866,1
2.3. Синтетична нафта, тис. т	1161,6			1161,6
3. Чисельність персоналу, осіб	9595	4865	8751	23211
4. Чистий дохід, млн дол. США	831,0	682,3	909,3	2422,6
5. Витрати операційної діяльності, млн дол. США	598,8	435,0	636,5	1670,3
6. Чистий прибуток (за вирахуванням податку на прибуток), млн дол. США	117,5	202,9	271,6	592,0
6.1. Рентабельність операційної діяльності, %	19,6	46,6	42,7	35,4
Інвестиції та їх ефективність				
7. Загальна сума інвестицій, млн грн	723,3	1165,7	1143,4	3032,4
7.1. Норма інвестиції на 1 тис. т виробництва СРП, млн дол. США		1,888	1,394	
8. Річний чистий грошовий потік, млн дол. США	153,5	245,1	271,6	670,2
9. Термін окупності, років	6,2	5,7	4,2	5,1

Структуру підгалузі СРП за основними ознаками наведено на *рис. 6.9*.

Заходи зі створення підгалузі СРП пропонується провести в порядку і в терміни, наведені на *рис. 6.10*.

Створення підгалузі СРП суттєво посилить енергетичну, економічну і в цілому національну безпеку України завдяки:

- ✦ розширенню видової диверсифікацій ринку моторного палива;
- ✦ кардинальному збільшенню обсягів вітчизняного виробництва нафтопродуктів із сировини вітчизняного виробництва;
- ✦ приросту обсягів ВВП;
- ✦ створенню умов для незалежного формування в країні стратегічних запасів моторного палива тощо.

Структурний розвиток вітчизняного виробництва синтетичного рідкого палива створить додаткові стимули:

- ✦ відновлення національної вугільної промисловості;
- ✦ соціально-економічного зростання на територіях розміщення нових виробництв;
- ✦ підвищення стабільності вітчизняного ринку нафтопродуктів тощо.

Утилізація діоксиду вуглецю є не обов'язковою, але однією із суттєвих умов створення виробництв синтетичного моторного палива.

На сьогодні єдиними, що мають промислове застосування, є технології уловлювання, використання та зберігання діоксиду вуглецю (CCUS).

CCUS – це апробована технологія, вартість якої має стійку тенденцію до зниження. Витрати на уловлювання CO₂ залежать від джерела CO₂ та методу його виділення. Джерела CO₂ поділяються на мобільні та точкові, а також атмосферні. Джерела з високою концентрацією CO₂ зазвичай характеризуються нижчими витратами CCUS.

Потенціал CCUS як технологічного рішення можна оцінити в рамках усього виробничо-збутового ланцюжка. CO₂ може

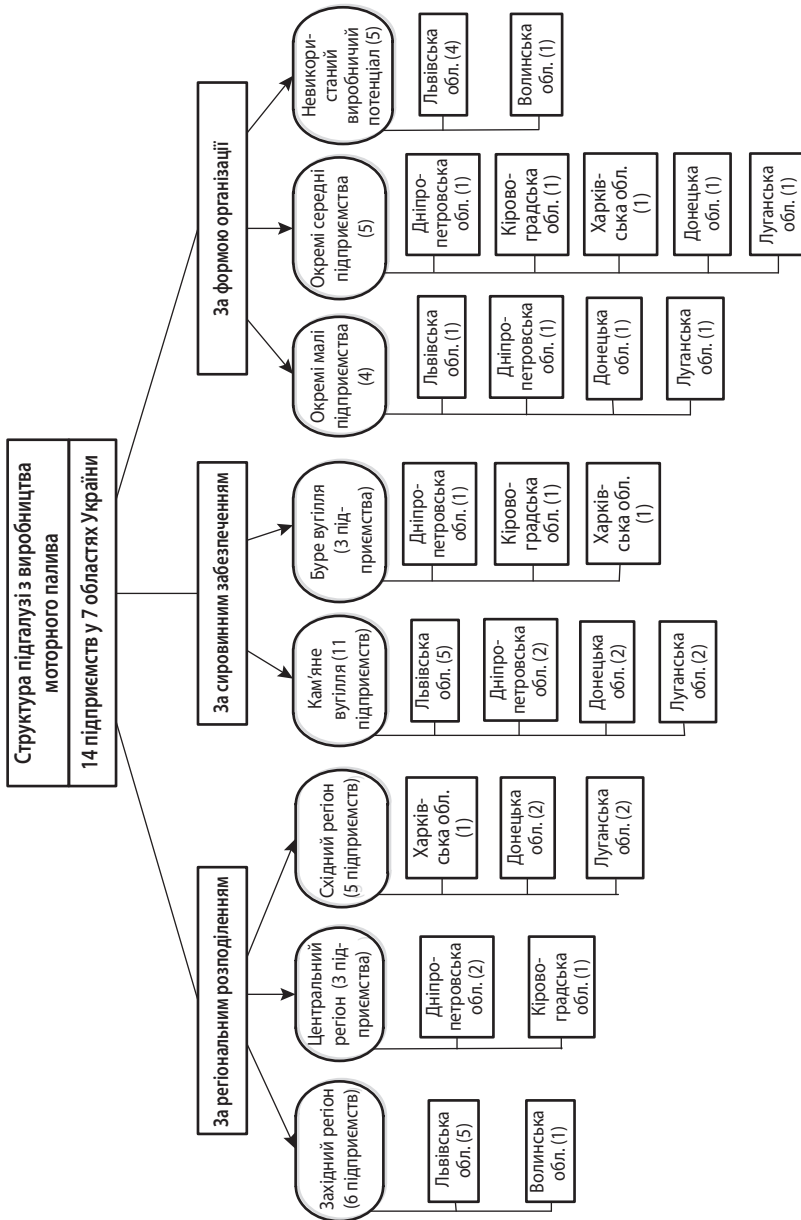


Рис. 6.9. Структура підгалузі синтетичного рідкого палива України

Виробничі об'єкти підгалузі	Регіон розміщення	Роки будівництва					
		1	2	3	4	5	6
Західний промисловий комплекс СРП							
1. Завод СРП на 550 тис. т переробки кам'яного вугілля	Львівська обл.	*	**	**	**		
2. Завод синтетичної нафти на 1 100 тис. т переробки кам'яного вугілля	Львівська обл.		*	**	**	**	
3. Завод синтетичної нафти на 1 100 тис. т переробки кам'яного вугілля	Львівська обл.		*	**	**	**	
4. Завод синтетичної нафти на 1 100 тис. т переробки кам'яного вугілля	Львівська обл.			*	**	**	**
5. Завод синтетичної нафти на 1 100 тис. т переробки кам'яного вугілля	Волинська обл.			*	**	**	**
6. Нафтопереробний завод на 3200 тис. т переробки нафтової сировини (у простой)	Львівська обл.				*	**	
Центральний промисловий комплекс СРП							
7. Завод СРП повного циклу на 550 тис. т переробки кам'яного вугілля	Дніпропетровська обл.	*	**	**	**		
8. Гірничо-переробний комбінат СРП на 3000 тис. т переробки бурого вугілля	Кіровоградська обл.	*	**	**	**	**	
9. Гірничо-переробний комбінат СРП на 3000 тис. т переробки бурого вугілля	Дніпропетровська обл.		*	**	**	**	**

Рис. 6.10. План-графік будівництва (модернізації) виробничих об'єктів створення підгалузі СРП (початок)

Східний промисловий комплекс СРП		
10. Завод СРП на 550 тис. т переробки кам'яного вугілля	Донецька обл.	3 роки будівництва через рік після деокупації території
11. Завод СРП на 550 тис. т переробки кам'яного вугілля	Луганська обл.	3 роки будівництва через рік після деокупації території
12. Завод СРП на 1100 тис. т переробки кам'яного вугілля	Донецька обл.	3 роки будівництва через рік після деокупації території
13. Завод СРП на 1100 тис. т переробки кам'яного вугілля	Луганська обл.	3 роки будівництва через рік після деокупації території
14. Прично-переробний комбінат СРП на 3000 тис. т переробки бурого вугілля	Харківська обл.	4 роки будівництва через рік після деокупації території

Примітка: * – етапи проєктування; ** – етапи будівництва та реконструкції.

Рис. 6.10. План-графік будівництва (модернізації) виробничих об'єктів створення підгалузі СРП (закінчення)

вловлюватися на джерелі викидів, такому як електростанція, або безпосередньо з повітря за допомогою мембран або розчинників. Зібраний концентрований CO_2 може транспортуватися для подальшого використання або зберігання.

При уловлюванні та зберіганні діоксиду вуглецю з точкових джерел, таких як виробництво цементу, сталі, електроенергії, синтетичного рідкого палива, спалювання відходів тощо, CO_2 уловлюється до того, як потрапить до атмосфери. Ефективність сучасних технологій уловлювання CO_2 досягає 90%.

Після уловлювання CO_2 стискається, транспортується та закачується в шари пористої породи, що знаходяться під шаром непроникних порід, зазвичай на глибину більше одного кілометра, де може зберігатися від десятків тисяч до мільйонів років.

Альтернативами зберіганню CO_2 може бути його використання в деяких промислових виробництвах, але потенціал такого способу на кілька порядків нижче, ніж у способу його зберігання.

Варіанти уловлювання діоксиду вуглецю наведено на *рис. 6.11*.

З технологій CCUS окремо слід відзначити технологію поліпшення видобутку нафти за допомогою закачування у свердловину діоксиду вуглецю – EOR (*enhanced oil recovery*).

EOR – це група методів, що дозволяють збільшити обсяги видобутку нафти та газу. Один із методів збільшення нафтовіддачі – закачування CO_2 у свердловину під тиском. На глибинах понад 700 м CO_2 стає надкритичним і діє як добрий розчинник для вивільнення нафти та газу з пластів породи та їх вимивання в гирлі свердловини. CO_2 також може закачуватися разом із водою.

Вперше випробуваний у 1972 р. EOR є поширеним методом і застосовується на зрілих нафтогазових свердловинах. Технологія накачування CO_2 – це метод збільшення нафтовіддачі, який стає найбільш популярним. Використовуване джерело CO_2 визначається на основі найнижчої ціни на місцевому рівні.

Інтерес до EOR з використанням CO_2 пояснюється тим, що в міру виснаження родовища значна кількість CO_2 залишається у свердловині та може зберігатися там протягом століть чи навіть тисячоліть.

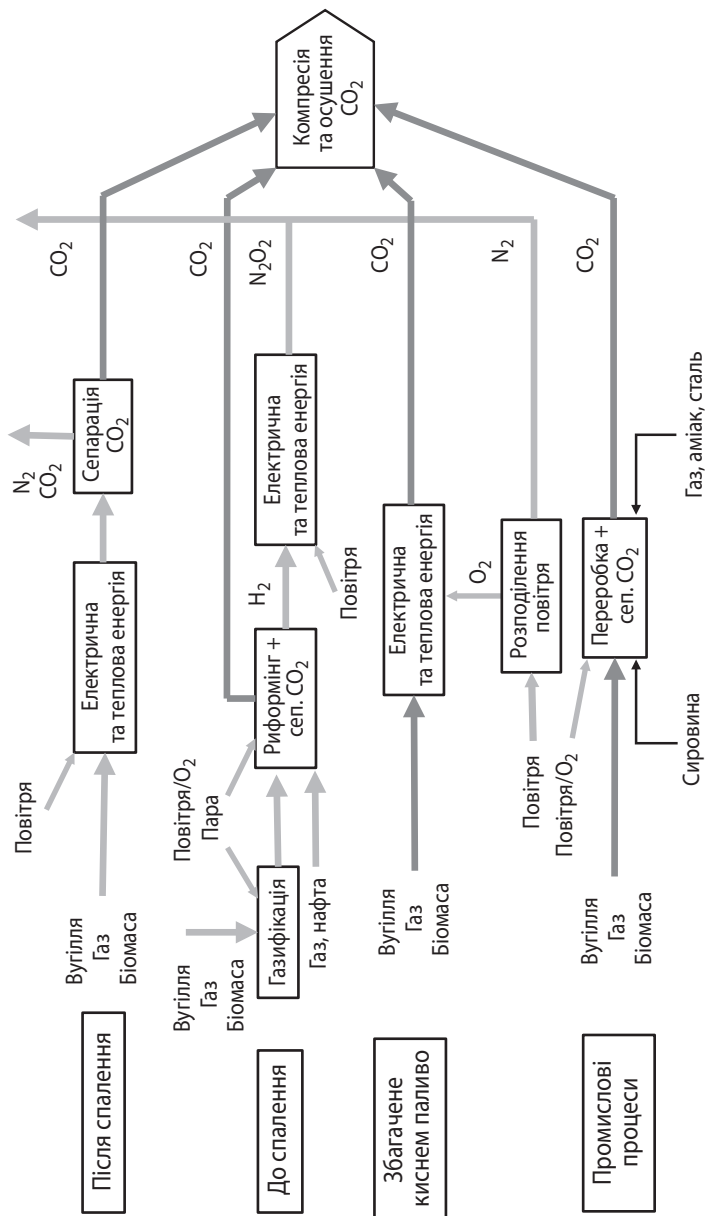


Рис. 6.11. Варіанти вловлювання діоксиду вуглецю

Джерело: сформовано на основі [35–38].

EOR з використанням CO_2 є економічно конкурентоспроможним у порівнянні з освоєнням нових свердловин та іншими методами збільшення їх дебіту. Конкурентоспроможність технологій EOR залежить від придатності резервуара для зберігання CO_2 , періоду окупності капітальних витрат, місцевою вартістю CO_2 та наявності технічних ресурсів для забезпечення застосування даного способу.

За даними Global CCS Institute 2020, у світі за цією технологією вже працює 21 промисловий об'єкт, у тому числі 8 – у морі [35–43].

Проте до сьогоднішнього дня вартість уловлювання, транспортування та зберігання CO_2 ще сприймається як одна із основних перешкод для реалізації таких проектів, про що свідчать дані, наведені в *табл. 6.32*.

Перспективність застосування EOR для заводів синтетичного палива, які пропонується розмістити на території Львівсько-Волинського вугільного басейну, є високою завдяки наближеності до розроблених нафтових родовищ Західного нафтогазоносного регіону.

Технології CCUS сьогодні має стійку тенденцію розвитку, їх портфель постійно розширюється й обумовлює поступове зниження вартості утилізації CO_2 .

Ще одним із перспективних способів утилізації CO_2 при виробництві СРП є синтез бензину або дизельного палива з використанням CO_2 . Дана технологія сьогодні знаходиться на стадії пілотних проектів [39–43].

Застосування технологій CCUS дозволить на першому етапі освоєння виробництва СРП в Україні (Західний промисловий комплекс) забезпечити суттєво нижчий, ніж у аналогів, рівень викидів CO_2 та додаткові обсяги виробництва екологічно нейтрального синтетичного моторного палива.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ VI

1. Синтетичне рідке паливо з вугільної сировини є повним аналогом палива, що виробляється з нафтової сировини та за якіс-

Таблиця 6.32

Вартість уловлювання, транспортування та зберігання діоксиду вуглецю

Вартість за операціями, євро/т			
Уловлювання			
ТЕС вугільні (лігніт)	ТЕС вугільні (тверді марки)	ТЕС газові комбінованого циклу (NGCC)	
35–42	37–47	80–100	
Транспортування			
Морським транспортом*			
Дистанція 180–500 км		Більше за 500 км	
11–12		15–16	
Трубопроводом			
Низького тиску		Високого тиску	
довжина до 180 км	понад 500 км	довжина до 180 км	понад 500 км
5	5	1,5	3,7
Зберігання			
Спустошені нафтогазові родовища (Depleted oil and gas fields, абр. – DOGF)		Спеціальні свердловини до глибокого сольового шару (Deep saline aquifer formation, абр. – SA або SF)	
на суходолі	у морі	на суходолі	у морі
1–7	2–14	2–12	6–20

Примітка: * – включно зі зрідженням CO₂ при завантаженні.

Джерело: складено на основі [35–43].

ними характеристиками суттєво перевищує останнє. Використання синтетичного рідкого палива не вимагає додаткової адаптації до нього двигунів внутрішнього згорання.

2. Синтетичне рідке паливо (бензин автомобільний і дизельне паливо) за своїми показниками суттєво перевищує прогресивні екологічні норми Еуро-4.

3. Первинним продуктом безпосередньо для отримання моторного палива є природна та синтетична нафта, причому остання за своїми фізико-хімічними властивостями суттєво перевищує першу.

4. Високий вміст продуктів світлих фракцій у синтетичній нафті дозволяє вилучати з неї більше 60% рідкого палива за допомогою елементарного фракціонування первинного продукту.

5. На діючих підприємствах у країнах світу промислове застосування має два основні способи конверсії вугілля в синтетичне рідке паливо – прямого та непрямого зрідження вугілля, технологічною основою яких відповідно є гідрогенізація і метод Фішера – Тропша. Порівняння прямого та непрямого способів зрідження вугілля за основними показниками свідчить про те, що в Україні до освоєння рекомендується технологія синтезу синтетичного рідкого палива за методом Фішера – Тропша з попереднім отриманням синтез-газу через парокисневу газифікацію вугілля.

6. Підгалузь з виробництва синтетичного рідкого палива з вугілля пропонується створювати на принципах: територіального розподілення (Західний, Центральний і Східний регіони); сировинної диверсифікації (кам'яне та буре вугілля); різноманіття форм організації (окремі малотоннажні та середньотоннажні підприємства, інтегрований виробничий комплекс).

7. Проектом передбачається створення 13 підприємств з виробництва синтетичного рідкого палива з кам'яного та бурого вугілля в 7 областях: Львівській, Волинській, Дніпропетровській, Кіровоградській, Харківській, Донецькій та Луганській, що знаходяться відповідно в Західному, Центральному та Східному регіонах України, де розташована основна сировинна база.

8. Загальна потреба у вугільній сировині в Україні для виробництва синтетичного рідкого палива становить 17 800 тис. т на рік, у тому числі: Східний регіон – 35,4%, Центральний регіон – 36,8%, Західний регіон – 27,8%.

9. Загальний обсяг виробництва синтетичного рідкого палива в Україні на 14 підприємствах (з урахуванням переробки синтетичної нафти на НПЗ) планується у розмірі 2275,6 тис. т, у тому

числі: Західний регіон – 36,7%, Центральний регіон – 27,2%, Східний регіон – 36,1%.

10. Загальні інвестиції для побудови 13 підприємств в Україні з виробництва синтетичного рідкого палива складають 3032,4 млн дол. США, у тому числі: Західний регіон – 23,9%, Центральний регіон – 38,4%, Східний регіон – 37,7%.

11. Загальна чисельність персоналу на цих 13 підприємствах з виробництва синтетичного рідкого палива становить 23211 осіб, у тому числі: Західний регіон – 41,3%, Центральний регіон – 21,0%, Східний регіон – 37,7%.

БІБЛІОГРАФІЯ ДО РОЗДІЛУ VI

1. Порівняльна характеристика деяких видів палива. URL: <https://bioopt.com.ua/ua/a240346-sravnitel'naya-harakteristika-nekotoryh.html>
2. Постанова КМУ «Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив» від 1 серпня 2013 р. № 927. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/927-2013-п#Text>
3. Robinson Ken K. Reaction Engineering of Direct Coal Liquefaction. *Energies*. 2009. Vol. 2. No. 4. P. 976–1006. DOI: <https://doi.org/10.3390/en20400976>
4. Карта твердих горючих копалин. URL: https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/2021/04/03ztverd_gor.pdf
5. ДСТУ 3472:2015. Вугілля буре, кам'яне та антрацит. Класифікація. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=61974
6. Заставний Ф. Д. Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн. Львів, 1956.
7. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн. Геолого-промышленный очерк / Струев М. И., Исаков В. И., Шпакова В. Б. и др. Киев : Наукова думка, 1984. 272 с.
8. Манько А. Львівсько-Волинський вугільний басейн: трансформація і подальший розвиток. *Наукові записки Тернопільського ДПУ. Серія «Географія»*. 2004. № 1. С. 68–71.

9. Манько А. Перспективи розвитку і шляхи міжнародного співробітництва Львівсько-Волинського вугільного басейну. *Вісник Львівського університету. Серія «Міжнародні відносини»*. 2006. Вип. 18. С. 236–241.
10. Стариченко Л. Л., Фокіна І. В. Сучасний стан та перспективи розвитку вугільної промисловості України. *Економічний вісник Донбасу*. 2014. № 2. С. 45–49. URL: <http://www.evd-journal.org/download/2014/2014-2/5.pdf>
11. Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн / Ін-т Геол. наук АН УРСР. Київ, 1962.
12. Пожидаев С. Д., Решко М. Я., Савчук В. С. О практике определения марочного состава каменных углей Львовско-Волинского бассейна // Труды республиканской конференции «Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых запада Украинской ССР» (г. Львов, 2–6 октября 1989 г.). Львов : ВільнаУкраїна, 1989. Том 2. С. 94–95.
13. Савчук В. С. Склад та якість вугілля окремих марок Львівсько-Волинського басейну. *Вісник Дніпропетровського університету. Серія «Геологія. Географія»*. 2003. Вип. 5. С. 3–11.
14. Пожидаев С. Д., Савчук В. С., Решко М. Я. О промышленной классификации углей // Труды VI Всесоюзной угольной конференции «Современные проблемы геологии и геохимии твердых горючих ископаемых» (г. Львов, 1–5 октября 1991 г.). Львов : ВільнаУкраїна, 1991. Т. 2. С. 35–36.
15. Попель Б. С., Светличный В. Г., Коцько Я. Н. и др. Геологический отчет о предварительной разведке участка Межречье-Западный и доразведке пластов визейского яруса для продления срока службы действующих и строящихся шахт объединения «Укрзападуголь». Фонды АГРЭ. № 2860. Донецк, 1979. Т. 1. 284 с.; Т. 2. 227 с.
16. ВП Шахта «Великомостівська» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
17. ВП Шахта «Відродження» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
18. ВП Шахта «Візейська» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>

19. ВП Шахта «Зарічна» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
20. ВП Шахта «Лісова» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
21. ВП Шахта «Межирічанська» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
22. ВП Шахта «Степова» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
23. ВП Шахта «Червоноградська» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
24. ДПАТ Шахта «Надія» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
25. Шахта «Червоноградська № 3» // Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245017792>
26. Гирный Е. Й., Лельк Б. И., Стукан И. Н. и др. О детальной разведке каменных углей на поле шахты Тягловская № 1 Львовско-Волынского бассейна (1981–1986 гг.). Фонды АГРЭ, Львов, 1986.
27. Гирный Е. И., Лельк Б. И., Стукан И. Н. и др. Геологический отчет о детальной разведке каменных углей на поле шахты Тягловская № 1 Львовско-Волынского бассейна (1981–1986 гг.). Фонды АГРЭ. № 3025. Львов, 1986. Т. 1. 332 с.; Т. 7. 297 с.
28. Гірний Є. Й., Лелик Б. І., Гурей П. Т. та ін. Геологічний звіт по передній розвідці кам'яного вугілля на ділянці Тяглівська-Південна Львівсько-Волинського басейну в 1986 1994 рр. Фонди АГРЕ. № 4236. Львів, 1994. Кн. 1. 305 с.; Кн. 5. 258 с.
29. Гірний Є. Й., Лелик Б. І., Гурей П. Т. та ін. Геологічний звіт по детальной розвідці кам'яного вугілля на полі шахти Любельська № 1 Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну в 1989–1993 рр. Фонди АГРЕ. № 4213. Львів, 1994. Т. 1. 228 с.; Т. 4. 253 с.
30. Мінеральні ресурси України : щорічник / Державне науково-виробниче підприємство «Державний інформаційний геоло-

- гічний фонд України». Київ, 2018. 270 с. URL: http://geoinf.kiev.ua/M_R_2018_1.pdf
31. Рудика В. І. Порівняльний аналіз ефективності технологій зрідження вугілля. *Бізнес Інформ*. 2017. № 12. С. 317–324. URL: https://www.business-inform.net/export_pdf/business-inform-2017-12_0-pages-317_324.pdf
 32. Рудика В. І. Стратегія розвитку паливного комплексу України. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2017. 284 с.
 33. Рудика В. І. Перспективи впровадження синтетичних моторних палив в Україні. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2017. 152 с.
 34. Звіт про створення (передачу) науково-технічної продукції за договором № 3/2021 від 15 червня 2021 р. за темою: «Обґрунтування техніко-економічних вимог до виробництва синтетичних вуглеводнів за умов забезпечення зростання національної безпеки й енергетичної самодостатності України» / Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України. Харків, 2021. 166 с.
 35. Kearns D., Liu H., Consoli C. Technology Readiness and Costs for CCS. March, 2021 // Global CCS Institute. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf>
 36. The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU // Global CCS Institute. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/17011/costs-co2-capture-transport-and-storage.pdf>
 37. Vidas H., Hugman B., Chikkatur A., Venkatesh B. Analysis of the Costs and Benefits of CO₂ Sequestration on the U. S. Outer Continental Shelf // U. S. Department of the Interior BOEM (Bureau of Ocean Energy Management). September, 2012. URL: https://www.boem.gov/sites/default/files/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Energy_Economics/External_Studies/OCS%20Sequestration%20Report.pdf
 38. Smith E., Morris J., Kheshgi H. et al. The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling. Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference. 15–18 March 2021.
DOI: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3816593>

39. Скрипин В. Горючее из воздуха: Audi запустила завод по переработке углекислого газа в синтетическое дизельное топливо. URL: <https://itc.ua/news/toplivo-iz-vozduha-audi-zapustila-zavod-po-pererabotke-uglekislogo-gaza-v-sinteticheskoe-dizelnoe-toplivo/>
40. Ковальски М. Экологический прорыв Китая: бензин из воздуха. URL: <https://babr24.com/china/?IDE=226030>
41. Это прорыв: учёные придумали, как превращать CO₂ в автомобильное топливо. URL: <https://quto.ru/journal/news/eto-progyv-uchyonye-pridumali-kak-prevrashat-co2-v-avtomobilnoe-toplivo-15-02-2022.htm>
42. Картхаус А., Жолквер Н. Бензин из воздуха, или Как заработать на CO₂. URL: <https://www.dw.com/ru/бензин-из-воздуха-или-как-заработать-на-co2/a-51298924>
43. Немецкие ученые сумели получить бензин из воды и углекислого газа. URL: https://ru.wikinews.org/wiki/Немецкие_ученые_сумели_получить_бензин_из_воды_и_углекислого_газа
44. Minchener A. J. Coal-to-oil, gas and chemicals in China. February 2011. URL: https://usea.org/sites/default/files/022011_Coal-to-oil,%20gas%20and%20chemicals%20in%20China_ccc181.pdf
45. Kong Zh., Dong X. Xu Bo et al. EROI Analysis for Direct Coal Liquefaction without and with CCS: The Case of the Shenhua DCL Project in China. *Energies*. 2015. Vol. 8. Iss. 2. P. 786–807. DOI: <https://doi.org/10.3390/en8020786>
46. Clean Coal Technologies in Japan. Technological Innovation in the Coal Industry. 2nd Ed. URL: <https://www.nedo.go.jp/content/100861237.pdf>
47. Буре вугілля: Ресурси. Властивості. Переробка / І. Д. Дроздик, Ю. С. Кафтан, Ю. Б. Должанська та ін. *Кокс та хімія*. 2002. № 9. С. 43–45.
48. Зубілін І. Г., Рудика В. І. Отримання синтез-газів для виробництва екологічно чистих моторних палив: теорія та технологія. Харків, 2002. 315 с.
49. Вовк О. О., Жукова Н. І., Кравчук Р. А., Гай А. Є. Обґрунтування видобутку бурого вугілля з подальшою його газифікацією. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 3. С. 110–114.

■ ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Національна безпека будь-якої країни світу багато в чому залежить від енергетичної безпеки в галузі виробництва моторного палива, що забезпечує діяльність як цивільного транспорту, так і військової техніки.

2. Україна у 2020 р. зайняла 22 місце серед 28 країн – членів ЄС за рівнем паливної безпеки. Однак у 2022 р. значення цього показника очікується на рівні 30 місця у зв'язку із зупиненням роботи останніх двох великих підприємств України з переробки нафти та газового конденсату через військову агресію з боку РФ. Таким чином, в Україні на сьогоднішній день відсутнє власне виробництво моторного палива.

3. Загалом імпортозалежність України за всіма видами моторного палива у 2020 р. становила 74,0%, у тому числі: дизельне паливо – 118,0%, бензин – 59,0,3%, зріджений природний газ – 113,0%, біопаливо – 97,0%. У 2022 р. у зв'язку з військовою агресією РФ і зупинкою всіх великих нафто- і газопереробних підприємств вона вже становить 100%. Національна й енергетична безпека країни вимагає найскорішого відновлення або створення нового виробництва моторного палива в Україні на власній сировинній базі. Особливо це пов'язане з тим, що головними експортерами моторного палива в Україну були: країна-агресор РФ і країна, що її підтримує, – Білорусь.

4. Україна має незначний енергетичний потенціал за нафтою та газовим конденсатом для виробництва моторного палива. Біо-

паливо також неспроможне суттєво вплинути на задоволення потреби внутрішнього споживчого ринку в моторному паливі. Єдиним енергетичним ресурсом, спроможним частково задовольнити потреби України в моторному паливі за рахунок власного виробництва, є кам'яне та буре вугілля.

5. Для забезпечення національної та енергетичної безпеки Україні потрібне створення нової підгалузі паливної промисловості – виробництво синтетичного рідкого палива з кам'яного та бурого вугілля. У світі є відпрацьовані технології конверсії вугілля в синтетичне рідке паливо. Певні технологічні та організаційні напрацювання є в Національній академії наук України та інжинірингових компаніях країни.

6. Випуск синтетичного рідкого палива з вугільної сировини створеними підприємствами забезпечить зменшення імпорتنної залежності України за моторним паливом нижче довоєнного рівня у 2020 р. – із 74% до 57%, у тому числі: за дизельним паливом – зі 118% до 58%, за бензином – з 59% до 0% (країна повністю буде забезпечувати власним виробництвом потребу внутрішнього ринку бензину з надлишком у 280 тис. т).

7. Створення підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива в Україні забезпечить додаткові надходження в бюджет і спеціальні фонди на загальну суму 998 млн дол. США, у тому числі: ПДВ – 380 млн дол., акцизного податку – 421 млн дол., податку на прибуток – 130 млн дол., податку на доходи фізичних осіб – 30 млн дол., єдиний соціальний внесок – 37 млн дол.

8. Збільшення власного виробництва моторного палива в Україні завдяки створенню підгалузі з виробництва синтетичного рідкого палива з вугільної сировини та залученню до переробки синтетичної нафти НПЗ дозволить зменшити імпорт бензину на 989,6 тис. т, дизельного палива – на 1286,1 тис. т, зрідженого газу – на 168,9 тис. т, природного газу – на 358,5 млн м³.

Це, своєю чергою, забезпечить економію валютних коштів на загальну суму 2033 млн дол. США, у том числі: на закупівлю за кордоном бензину – на 791,7 млн дол., дизельного палива – на 1028,9 млн дол., зрідженого газу – на 87,0 млн дол., природного газу – на 125,5 млн дол.

■ УЧАСНИКИ ПРОЄКТУ, ЙОГО ПІДТРИМКА ТА ЕКСПЕРТИЗА

Перелік установ і органів державної влади, що підтримали проєкт:

- Національна академія наук України – Постанова Президії від 29.10.2014 р. № 223 «Щодо перспектив одержання і використання синтез-газу з вугільної сировини»;
- Торгово-промислова палата України – Лист від 17.11.2014 р. № 4880/03.1-1 «Щодо проєкту розвитку виробництва і використання синтез-газу з вугільної сировини»;
- Львівська обласна державна адміністрація та Львівська обласна рада, якими 09.08.2018 р. підписано меморандум про співпрацю з інвестором проєкту – компанією «Gulf Petroleum Limited» (Катар);
- Сокольська районна рада Львівської області, що рішенням Х сесії VII скликання від 11.11.2016 р. надала попереднє погодження на розміщення комплексу з виробництва синтетичного рідкого палива на території району;
- Харківська обласна державна адміністрація – проєкт включено в стратегію розвитку регіону.

Перелік організацій, що здійснювали експертизу техніко-економічного обґрунтування:

- Binder Dijker Otte (BDO) – міжнародне об'єднання аудиторських і консалтингових компаній (п'яте у світі після «великої четвірки» об'єднання, що надає послуги в галузі аудиту та консалтингу);
- Thyssenkrupp Industrial Solutions (Німеччина) – глобальна інжинірингова компанія в галузі проєктування та будівництва хімічних, нафтохімічних, нафтопереробних та інших промислових підприємств, частина концерну Thyssenkrupp AG;

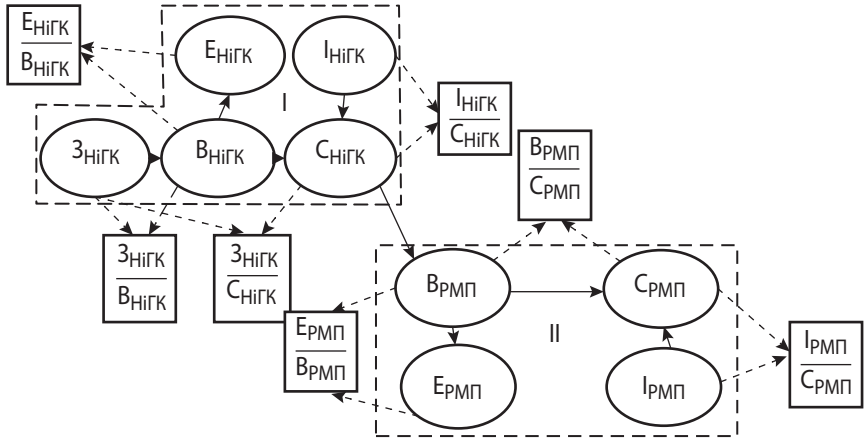
- Haldor Topsøe (Данія) – одна з провідних світових компаній, що спеціалізується на виробництві каталізаторів і проектуванні технологічного устаткування для підприємств хімічної та нафтохімічної промисловості;
- Торгово-промислова палата України – об'єднання підприємств, спрямоване на представлення, захист і лобювання інтересів учасників.

Перелік організацій – учасників розробки проєктів з виробництва синтетичного рідкого палива в Україні:

- Державне підприємство «Державний інститут по проектуванню підприємств коксохімічної промисловості» (м. Харків, Україна) (Головна організація);
- Науково-дослідний центр індустріальних проблем розвитку НАН України (м. Харків, Україна);
- Державне підприємство «Інститут газу НАН України» (м. Київ, Україна);
- Державне підприємство «Український державний науково-дослідний вуглехімічний інститут (УХІН)» (м. Харків, Україна);
- Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова (м. Харків, Україна);
- Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (м. Івано-Франківськ, Україна);
- Thyssenkrupp Industrial Solutions (Німеччина);
- Haldor Topsøe (Данія);
- Siemens Fuel Gasification Technology GmbH & Co. KG (Німеччина);
- ПП «Науково-консалтинговий центр технологій управління» (м. Харків, Україна);
- ТОВ «Конкорд-промпроект» (м. Дніпро, Україна).

■ ДОДАТКИ

Додаток А
МЕТОДИЧНИЙ ПІДХІД ДО ОЦІНКИ ПАЛИВНОЇ БЕЗПЕКИ



Примітка: НіГК – нафта і газовий конденсати; РМП – рідке моторне паливо.

Рис. А.1. Структурно-аналітична модель оцінки часткових показників паливної безпеки країни

Джерело: сформовано за [8].

Інтегральна оцінка паливної безпеки країни проводиться за формулою:

$$ПБ_{\square} = \sum_{i=1}^N w_j^k \cdot K_j \cdot 100\%, \quad (1)$$

де $ПБ_{\square}$ – інтегральний рівень паливної безпеки;

K_j – узагальнююча оцінка j -ї компоненти паливної безпеки;

w_j^k – ваговий коефіцієнт j -ї компоненти паливної безпеки;

n – кількість компонент паливної безпеки, що оцінюються.

Значення j -ї компоненти паливної безпеки розраховуються за формулою:

$$K_i^{HB} = \sum_{j=1}^m z_{ij} \cdot \mu_{ij}, \quad (2)$$

де z_{ij} – стандартизоване значення i -го часткового показника j -ї компоненти паливної безпеки;

μ_{ij} – ваговий коефіцієнт i -го часткового показника j -ї компоненти паливної безпеки;

m – кількість часткових показників у відповідній компоненті.

Стандартизацію часткових показників було проведено за формулами:

а) для стимуляторів:

$$z_{ij} = \frac{X_{ij}^{\Phi}}{X_{ij}^{\Pi}}, \text{ якщо } X_{ij}^{\Phi} < X_{ij}^{\Pi}, \text{ або } z_{ij} = 1, \text{ якщо } X_{ij}^{\Phi} \geq X_{ij}^{\Pi}; \quad (3)$$

б) для дестимуляторів:

$$z_{ij} = \frac{X_{ij}^{\Pi}}{X_{ij}^{\Phi}}, \text{ якщо } X_{ij}^{\Phi} > X_{ij}^{\Pi}, \text{ або } z_{ij} = 1, \text{ якщо } X_{ij}^{\Phi} \leq X_{ij}^{\Pi}, \quad (4)$$

де X_{ij}^{Φ} – фактичне значення i -го часткового показника оцінки j -ї компоненти паливної безпеки;

X_{ij}^{Π} – порогове значення i -го часткового показника оцінки j -ї компоненти паливної безпеки.

Вагові коефіцієнти компонентів і часткових показників паливної безпеки розраховувалися за формулою:

$$w_j^k = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (z_{ij}^k - \bar{z}^{-k})^2}{n}}}{\sum_{j=1}^{m^k} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (z_{ij}^k - \bar{z}^{-k})^2}{n}}}. \quad (5)$$

Таблиця А.1

Часткові показники оцінки паливної безпеки країни

№ з/п	Показник	Формула розрахунку	Порогові значення
1	2	3	4
Безпекова компонента за нафтою та газовим конденсатом			
1.1	Достатність запасів нафти та газового конденсату для видобутку ($DZB_{\text{НіГК}}$), років	$DZB_{\text{НіГК}} = \frac{Z_{\text{НіГК}}}{B_{\text{НіГК}}},$ де $Z_{\text{НіГК}}$ – доведені запаси нафти та газового конденсату, тис. т; $B_{\text{НіГК}}$ – обсяг видобутку нафти та газового конденсату, тис. т	> 50 років
1.2	Достатність запасів нафти та газового конденсату для споживання ($DZC_{\text{НіГК}}$), років	$DZC_{\text{НіГК}} = \frac{Z_{\text{НіГК}}}{C_{\text{НіГК}}},$ де $C_{\text{НіГК}}$ – обсяг споживання нафти та газового конденсату нафтопереробним комплексом, тис. т	> 50 років
1.3	Внутрішня забезпеченість видобутком споживання нафти та газового конденсату ($BZC_{\text{НіГК}}$), %	$BZC_{\text{НіГК}} = \frac{B_{\text{НіГК}}}{C_{\text{НіГК}}} \cdot 100\%$	> 70%
1.4	Експортна залежність видобутку нафти та газового конденсату ($EZB_{\text{НіГК}}$), %	$EZB_{\text{НіГК}} = \frac{E_{\text{НіГК}}}{B_{\text{НіГК}}} \cdot 100\%,$ де $E_{\text{НіГК}}$ – обсяг експорту нафти та газового конденсату, тис. т	< 30%
1.5	Імпортозалежність споживання нафти та газового конденсату ($IZC_{\text{НіГК}}$), %	$IZC_{\text{НіГК}} = \frac{I_{\text{НіГК}}}{C_{\text{НіГК}}} \cdot 100\%,$ де $I_{\text{НіГК}}$ – обсяг імпорту нафти та газового конденсату, тис. т	< 30%

1	2	3	4
Безпекова компонента за бензином			
2.1	Внутрішня забезпеченість споживання бензином (BZC_B), %	$BZC_B = \frac{B_B}{C_B} \cdot 100\%,$ де B_B – обсяг виробництва бензину, тис. т; C_B – обсяг споживання бензину, тис. т	> 70 %
2.2	Експортна залежність виробництва бензину (EZB_B), %	$EZB_B = \frac{E_B}{B_B} \cdot 100\%,$ де E_B – обсяг експорту бензину, тис. т	< 30 %
2.3	Імпортозалежність споживання бензину ($IЗC_B$), %	$IЗC_B = \frac{I_B}{C_B} \cdot 100\%,$ де I_B – обсяг імпорту бензину, тис. т	< 30 %
Безпекова компонента за дизельним паливом			
3.1	Внутрішня забезпеченість споживання дизельним паливом ($BZC_{ДП}$), %	$BZC_{ДП} = \frac{B_{ДП}}{C_{ДП}} \cdot 100\%,$ де $B_{ДП}$ – обсяг виробництва дизельного палива, тис. т; $C_{ДП}$ – обсяг споживання дизельного палива, тис. т	> 70 %
3.2	Експортна залежність виробництва дизельного палива ($EZB_{ДП}$), %	$EZB_{ДП} = \frac{E_{ДП}}{B_{ДП}} \cdot 100\%,$ де $E_{ДП}$ – обсяг експорту дизельного палива, тис. т	< 30 %

Закінчення табл. А.1

1	2	3	4
3.3	Імпортозалежність споживання дизельного палива ($I_{C_{ДП}}$), %	$I_{C_{ДП}} = \frac{I_{ДП}}{C_{ДП}} \cdot 100\%$ де $I_{ДП}$ – обсяг імпорту дизельного палива, тис. т	< 30 %
Безпекова компонента за зрідженням газом			
4.1	Внутрішня забезпеченість споживання зрідженим газом ($B_{C_{ЗГ}}$), %	$B_{C_{ЗГ}} = \frac{B_{ЗГ}}{C_{ЗГ}} \cdot 100\%$ де $B_{ЗГ}$ – обсяг виробництва зрідженого газу, тис. т; $C_{ЗГ}$ – обсяг споживання зрідженого газу, тис. т	> 70 %
4.2	Експортна залежність виробництва зрідженого газу ($E_{B_{ЗГ}}$), %	$E_{B_{ЗГ}} = \frac{E_{ЗГ}}{B_{ЗГ}} \cdot 100\%$ де $E_{ЗГ}$ – обсяг експорту зрідженого газу, тис. т	< 30 %
4.3	Імпортозалежність споживання зрідженого газу ($I_{C_{ЗГ}}$), %	$I_{C_{ЗГ}} = \frac{I_{ЗГ}}{C_{ЗГ}} \cdot 100\%$ де $I_{ЗГ}$ – обсяг імпорту зрідженого газу, тис. т	< 30 %

Джерело: складено за [8].

Додаток Б
НАЗВИ КРАЇНИ ЗГІДНО ІЗ СИСТЕМОЮ КОДУВАННЯ
ISO 3166

Скорочення	Країна	Скорочення	Країна
AT	Австрія	IT	Італія
BE	Бельгія	LT	Литва
BG	Болгарія	LU	Люксембург
CY	Кіпр	LV	Латвія
CZ	Чехія	MT	Мальта
DE	Німеччина	NL	Нідерланди
DK	Данія	PL	Польща
EE	Естонія	PT	Португалія
ES	Іспанія	RO	Румунія
FI	Фінляндія	SE	Швеція
FR	Франція	SK	Словаччина
GR	Греція	SL	Словенія
HR	Хорватія	NO	Норвегія
HU	Угорщина	UK	Велика Британія
IE	Ірландія	UA	Україна

Джерело: складено за [9].

Наукове видання

**ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ЗАСАДИ СТВОРЕННЯ
ПІДГАЛУЗІ З ВИРОБНИЦТВА
СИНТЕТИЧНОГО РІДКОГО ПАЛИВА В УКРАЇНІ**

Колективна монографія / за ред. М. О. Кизима

Підписано до друку 05.12.2022 р. Формат 60 × 84/16. Папір офсетний.
Гарнітура Warnock Pro. Друк цифровий.
Ум. друк. арк. 12,3. Обл.-вид. арк. 15,9. Наклад 50 прим. Зам. № 75.

ФОП Лібуркіна Л. М.

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру України суб'єктів
видавничої діяльності ХК № 76 від 12.02.2003 р.
61001, м. Харків, а/с 870.

Надруковано у ФОП Озеров Г. В.
Україна, 61003, Харків, вул. Університетська, 3, к. 9.