

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

# ГОРЮЧІ КОРИСНІ КОПАЛИНИ УКРАЇНИ

Підручник

**Затверджено Міністерством освіти та науки України**  
*як підручник для геологічних та гірничих спеціальностей*  
*вищих навчальних закладів*

**Київ**  
„КНТ”  
2009

УДК 553.98:553.94  
ББК.....

Рецензенти:

Карпенко О.М., доктор геол. наук  
Радзівілл А.Я., доктор геол.-мін.наук  
Чепіль П.М., канд. геол.-мін. наук

*Затверджено до друку Вченою радою  
Київського національного університету імені Тараса Шевченка  
5 березня 2007 року*

**Науковий редактор професор В.А. Михайлов**

Затверджено Міністерством освіти і науки України  
(лист № 1.4/18-Г-61 від 14.01.2008 р.)

**Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов,  
М.В. Курило, В.Г. Омельченко, А.С. Мончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко,  
О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій. К.: КНТ, 2009. 376 С.**

**ISBN 978-966-439-076-4**

*Наведені загальні дані про нафту, газ, газогідрати, вугілля, горючі сланці, торфи, метан газових родовищ, геологічну будову найважливіших родовищ горючих корисних копалин України, їх систематику та класифікацію, проведена оцінка ресурсного потенціалу України, порівняно із світовим.*

*Призначено для студентів і фахівців з геології та економіки родовищ корисних копалин.*

*In this book is summarized the data on geology and structure of the important types of Ukrainian oil, gas and coal deposits, their systematic and classification, resources and potential. The comparison with the world data and some recommendation of their utilization is given.*

*The book has been written for students and specialists of geology and economic of the mineral deposits.*

УДК 553.98:553.94  
ББК.....

**ISBN 978-966-439-076-4**

© Михайлов В.А., Курило М.В., Омельченко В.Г. та ін., 2009,  
© Київський національний університет імені Тараса Шевченка,  
КНТ, 2009

# ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> (Михайлов В.А.).....	5
-----------------------------------	---

<b>РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ГЕОЛОГІЇ НАФТИ І ГАЗУ</b> (Омельченко В.Г., Мончак Л.С.) .....	13
---	----

Геохімія вуглецю (Загнітко В.М.) .....	13
Каустобіоліти та їх походження .....	22
Родовища нафти і газу .....	36
Фактори міграції та формування покладів нафти і газу .....	60
Закономірності розміщення родовищ нафти і газу .....	82

<b>РОЗДІЛ 2. НАФТОГАЗОНОСНІ ПРОВІНЦІЇ УКРАЇНИ</b> .....	94
---	----

Карпатська нафтогазоносна провінція (Шунько В.В.) .....	95
Передкарпатська нафтогазоносна область .....	99
Нафтогазоносна область Складчастих Карпат .....	112
Закарпатська нафтогазоносна область .....	112
Волино-Подільська нафтогазоносна область .....	113
Дніпровсько-Прип'ятьська нафтогазоносна провінція (Огар В.В.).....	115
Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область .....	115
Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція (Омельчук О.В.) .....	174

<b>РОЗДІЛ 3. ВУГІЛЬНІ БАСЕЙНИ УКРАЇНИ</b> (Курило М.В.) .....	201
---	-----

Загальні відомості про викопне вугілля .....	202
Донецький вугільний басейн .....	218
Львівсько-Волинський вугільний басейн .....	241
Дніпровський буровугільний басейн .....	256

Вугленосність інших районів України .....	269
<b>РОЗДІЛ 4. МЕТАН ТА ІНШІ СУПУТНІ ГАЗИ ВУГЛЕНОСНИХ ТОВЩ</b> (Загнітко В.М., Гулій В.М.) .....	280
<b>РОЗДІЛ 5. ГОРЮЧІ СЛАНЦІ</b> (Михайлов В.А.) .....	298
<b>РОЗДІЛ 6. ТОРФИ</b> (Михайлов В.А.) .....	305
<b>РОЗДІЛ 7. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИДОБУВАННЯ ТА ПЕРЕРОРЬКИ КАУСТОБІОЛІТІВ</b> (Загнітко В.М., Гулій В.М.) .....	316
<b>РОЗДІЛ 8. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНИЙ ОГЛЯД СВІТОВОЇ МІНЕРАЛЬНО-СИРОВИННОЇ БАЗИ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ</b> (Михайлов В.А.) .....	335
<b>ЗАКЛЮЧЕННЯ</b> (Михайлов В.А.) .....	375

## ВСТУП

Енергетичні ресурси мають величезне значення для існування і розвитку як людської цивілізації у цілому, так і окремих країн, оскільки енергетична безпека є основою державної безпеки країн.

Тим часом існують значні проблеми, пов'язані передусім з виснаженням запасів енергетичних корисних копалин (традиційної складової лівової частки енергетичних ресурсів), нестабільністю світової економіки (як і економіки окремих країн) і забрудненням навколишнього середовища. Тісно переплітаючись, вони забезпечують постійну головну біль урядам багатьох країн світу.

Традиційна структура енергетичних ресурсів базується в основному на джерелах, що не відновлюються, а саме таких, як нафта (25–30 %), вугілля (20–25 %), газ (15–20 %), хоча останнім часом усе більше розвиваються альтернативні джерела енергії, що можуть відновлюватися (сонячна енергія, морські припливи, річки, енергія вітру тощо), частка яких оцінюється в 20–25 %, збільшується використання атомної енергії (15–20 %). Імовірно, варто очікувати появу нових нетрадиційних джерел енергії, нових енергетичних технологій вже найближчим часом. Таким чином, у довгостроковій перспективі людству навряд чи загрожує енергетичний голод, однак у найближчі 10–15 років основа світової енергетики буде визначатися традиційними джерелами, що обумовлює актуальність і нагальну потребу їх вивчення.

Україна, має потужну й розвинену мінерально-сировинну базу (МСБ), що ставить її в ряд провідних видобувних країн світу. Тут відомі понад 20 тис. родовищ і проявів металічних і неметалічних корисних копалин, сотні родовищ горючих корисних копалин, значна частина з яких розробляється чи розроблялася раніше. Експлуатація мінеральної сировини є базою для потужного виробничого комплексу, основою існування і розвитку нашого суспільства. Горючі корисні копалини (нафта, газ, вугілля, торф, горючі сланці, метан вугільних родовищ) відігра-

ють провідну роль у вирішенні енергетичних проблем, які останнім часом все гостріше постають перед нашою країною.

В Україні розташована велика частина Донецького вугільного басейну – однієї з найбільших вугленосних структур світу, початок вивчення і використання мінеральних ресурсів якого пов'язаний ще з епохою Петра I. Вугілля тут відоме з 1696 р., а в 1721 р. відомий російський рудознавець Г.Г. Капустін почав розвідувальні роботи, результати яких іноземними експертами були оцінені негативно. Роботи з вивчення корисних копалин району Донбасу активізувались після урядового указу про будівництво Луганського ливарного заводу (1795 р.). Вони довели високу промислову цінність Донбасу (Є.П. Ковалевський, А.І. Олів'єри, О.Б. Іваницький, Р.І. Мурчисон). З середини ХІХ ст. починає бурхливо розвиватися промисловість Донбасу, поглиблюються геологічні дослідження його території (О.О. Носов, А.С. Жовтоножкін, П.О. Васильєв, О.І. Антипін, Г.П. Гельмерсен, М.Д. Борисяк, О.П. Карпинський).

Планомірне вивчення геології Донбасу починається з 1892 р. Геологічним комітетом (Ф.М. Чернишов, А.І. Лутугин, М.І. Лебедев) були відкриті і вивчені не тільки великі родовища кам'яного вугілля, але й залізних, срібно-свинцевих і цинкових руд, родовища і прояви ртуті, сурми, кам'яної солі тощо. Це зіграло величезну роль у бурхливому розвитку металургійної промисловості півдня Російської імперії.

Пильна увага до геології Донбасу приділялася в радянський період, що було пов'язане з його важливою роллю в забезпеченні енергетичних ресурсів СРСР. У цей час було складено детальні геологічні карти, відкрито нові і дорозвідано відомі раніше родовища і вугленосні площі, родовища і прояви інших корисних копалин, вивчено їхню мінералогію, розроблено наукові питання природи Донецького басейну, його зв'язки зі структурами суміжних районів, історія розвитку тощо. З цим періодом пов'язані роботи таких всесвітньо відомих учених, як О.Д. Архангельський, М.С. Шатський, Н.Н. Тетяєв, Д.В. Налівкін, П.І. Степанов, В.Г. Бондарчук, Б.І. Чернишов та ін. Безпосередньо вугільній тематиці були присвячені роботи В.З. Єршова, В.В. Видавського, Г.В. Короткова, О.Г. Кобилева, Н.В. Логвиненка, М.Л. Левенштейна і багатьох інших.

Крім Донецького на території України розміщені Львівсько-Волинський і Дніпровський буровугільний басейни, які теж мають певне промислове значення.

Вугільні басейни України широко описані в численних наукових публікаціях [10, 15, 23, 37, 38, 42 та ін.], а також в підручниках і навчальних посібниках [13, 14, 19, 27, 34, 43 та ін.].

Вивчення та промислове використання покладів нафти в Україні має давню історію. Ще в III тис. до н.е. були відомі прояви нафти на Керченському півострові, з 1771 р. починається розробка родовища Слобода-Рунгурська, з 1790 р. – Нагуєвічи, а з 20-х років XIX ст. – Бориславського родовища в Прикарпатті. У цьому ж регіоні, на Дашавській площі вперше в Україні в 1920 р. почався видобуток газу.

Наприкінці XIX століття починається промислова розробка проявів нафти Керченського півострова, а вже на початку 20-х років XX ст. під керівництвом А.Д. Архангельського проводяться систематичні геологічні дослідження.

Нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) була встановлена в 1936 р. завдяки дослідженням колективу вчених Інституту геологічних наук АН України, а в 1939 р. було відкрито перше родовище нафти – Роменське.

Особливо активізувалися дослідження нафтогазоносності території України наприкінці 40-х років, коли було відкрито великі нафтові й газоконденсатні родовища Прикарпаття (Долинське, Битківське, Південнодолинське), ДДЗ (Радченківське, Шебелінське, Гнідинцівське, Леяківське, Глинсько-Розбишівське, Анастасіївське). З кінця 60-х років починається вивчення перспективності нафтогазоносності шельфу Азовського і Чорного морів.

Однак, із середини 70-х років (у зв'язку з переорієнтуванням геологорозвідувальних робіт на нафту і газ до Сибіру) асигнування на проведення таких робіт в Україні значно скоротилися, видобуток нафти і газу та приріст їхніх запасів зменшилися. У результаті цього в нафтогазодобувній галузі України на час здобуття незалежності склався негативний баланс між рівнем видобутку і рівнем щорічного приросту запасів, що й призвело до катастрофічного зниження частки власного видобутку енергоресурсної сировини і залежності народногосподарчого комплексу України від зовнішніх постачань, передусім з Російської Федерації.

На сьогодні потреби в газі за рахунок власного видобутку забезпечуються Україною тільки на 22–25 %, а в нафті – на 10–12 %. Безумовно, таке положення не відповідає економічним інтересам нашої країни.

Енергетичні ресурси України значно виснажені багаторічною експлуатацією її надр як основного джерела енергетичної сировини спочатку Російської імперії, а потім Радянського Союзу (вугілля Донбасу, газ Шебелінки, нафта Прикарпаття і ДДЗ). Саме тому інтенсифікація геологорозвідувальних робіт на усі види енергетичної сировини є не тільки актуальною для нашої країни, але й життєво необхідною для її національної безпеки. Це зумовлює необхідність посилення підготовки національних технічних кадрів у вищих навчальних закладах України.

Підготовка геологів-нафтовиків в Україні почалася в 1945 р., коли на базі нафтового факультету (з 1952 р. – геологорозвідувальний факультет) Львівського політехнічного інституту було відкрито кафедру геології і розвідки нафтових і газових родовищ, у роботі якої брали участь такі відомі геологи, як В.О. Сельський, В.Б. Порфір'єв, С.І. Суботін, І.М. Кухтін, М.Р. Ладиженський, О.М. Снарський. У 1963 р. кафедра була переведена до Івано-Франківської філії Львівського політехнічного інституту, яка пізніше була реформована в Івано-Франківський інститут нафти і газу, з 2001 р. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу – провідний вищий навчальний заклад України з підготовки фахівців нафтогазового профілю. Слід відзначити, що наряду з традиційними підручниками по геології нафти і газу [2, 5, 6, 7, 9, 39, 40 та ін.] в останні часи з'явилися підручники українських фахівців [24–26, 30, 36 та ін.].

Науковий супровід геологорозвідувальних робіт на нафту і газ забезпечують як галузеві інститути, зокрема, Український державний геологорозвідувальний інститут і його філії у Львові, Чернігові й у інших містах, так і науково-дослідницькі інститути НАН України, зокрема Інститут геології і геохімії горючих копалин (м. Львів), Інститут геофізики (м. Київ), Інститут геологічних наук (м. Київ). У них працювали такі вчені, як В.П. Порфір'єв, С.І. Суботін, М.Р. Ладиженський, Г.Н. Доленко, В.І. Кітик, П.Ф. Шпак, В.Б. Сологуб, М.П. Балуховський, Е.Б. Чекалюк та багато інших. Значну роль у розвитку нафтогазової галузі України зіграла організація в 1992 р. Української нафтогазової академії (УНГА), де працювали і працюють відомі вчені: Ю.О. Арсірій, Г.К. Бондарчук, Г.Ю. Бойко, Г.І. Вакарчук, І.В. Височанський, В.К. Гавриш, М.І. Галабуда, М.Є. Герасимов, В.В. Глушко, І.І. Дем'яненко, М.І. Євдошук, В.Ю. Забігайло, С.М. Захарчук, Т.С. Ізотова, М.О. Істомін, Б.П. Кабишев, В.В. Колодій, С.С. Круглов, Б.Л. Крупський, Ю.З. Крупський, Г.М. Ладижинський, С.О. Лизун, О.Ю. Лукін, О.О. Орлов, В.Г. Осадчий, М.І. Павлюк, І.С. Рослий, Ю.М. Сеньковський, О.С. Ступка, І.І. Чебаненко, П.Ф. Шпак та багато інших.

Дослідження цих та інших фахівців знайшли відображення в численних наукових публікаціях, де детально розглядаються різноманітні питання геології нафти і газу і які автори цього підручника рекомендують студентам для поглибленого вивчення цих питань [1, 3, 4, 8, 11, 12, 16, 18, 20–22, 28, 29, 31–33, 35, 41 та багато інших].

Враховуючі нагальність і актуальність питань подальшого розвитку МСБ України і того особливого місця у вирішенні цих питань, яке має підготовка висококваліфікованих фахівців, що відповідають сучасному рівню, колектив кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка підготував серію



підручників, присвячених всебічній характеристиці мінерально-сировинної бази України. Зокрема, у 2003 р. був підготовлений і виданий підручник „Неметалічні корисні копалини України”, у 2007 р. – „Металічні корисні копалини України”, у 2008 р. – здійснене друге видання підручника „Неметалічні корисні копалини України”.

Таким чином, ця книга є по суті третім томом серії підручників, присвячених корисним копалинам України, який завершує серію і пропонує студентам геологічних спеціальностей вищих навчальних закладів, а також усім геологам України комплексний аналіз сучасного стану і перспектив розвитку мінерально-сировинної бази країни. До цього часу таких підручників не було.

Підручник написано колективом авторів – викладачів Київського національного університету імені Тараса Шевченка і Івано-Франківського національного університету нафти і газу, де традиційно викладаються відповідні дисципліни. Треба зазначити, що якщо до недавнього часу єдиним ВНЗ України, якій здійснював підготовку фахівців зі спеціальності «геологія нафти і газу» був Івано-Франківський національний університет нафти і газу, то з 2008 р. підготовку відповідних фахівців здійснює також геологічний факультет Київського національного університету імені Тараса Шевченка.

Зміст підручника охоплює весь спектр питань, пов'язаних з горючими корисними копалинами України. В його основу покладено матеріали, отримані поколіннями геологів, що займалися різними аспектами прогнозу, пошуків і розробки горючих корисних копалин на території нашої держави. Це розділи, що включають інформацію про загальні проблеми геології нафти і газу, нафтогазоносні провінції України, вугільні басейни, метан та інші супутні гази вугленосних товщ, горючі сланці та торфи. Таким чином підручник охоплює всю палітру горючих корисних копалин надр України. В останніх двох розділах розглядаються екологічні аспекти видобутку та переробки каустобіолітів і геолого-економічні аспекти горючих корисних копалин як мінерально-сировинної бази світового паливно-енергетичного комплексу.

Колектив авторів хоче подякувати за зауваження, поради і консультації академіка НАН України і чл.-кор. РАН Є.О. Куліша, академіка НАН України П.Ф. Гожика, чл.-кор. НАН України О.Ю. Митропольського, докторів наук О.Б. Боброва, Л.С. Галецького, М.І. Євдошука, О.М.Карпенка, С.О. Лизуна, Б.Й. Маєвського, О.О. Орлова, А.Я. Радзівілла, кандидатів геологічних наук В.В. Гладуна, Д.С. Гурського, П.М. Чепіля та багатьох інших. Також хочемо подякувати співробітникам кафедри геології родовищ корисних копалин Г.В. Донченко, В.Г. Киселевич, В.В. Пуленко, В.В. Федан за значну допомогу в оформленні роботи. Особлива подяка провідному інженеру кафедри

геології родовищ корисних копалин, Лідії Степанівні Михайлової, без наполегливої праці якої по підготовці рисунків, оформленню і допомогі в редагуванні підручника він навряд чи побачив би світ.

## ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Денєга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
2. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1973.
3. Бойко Г.Е. Тектогенез и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – К.: Наук. думка, 1989.
4. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпрово-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. – Чернігів, 2003.
5. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран: Учебник. 2-е изд. – М.: Недра, 1990.
6. Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: Учебник. – М.: Недра, 1990.
7. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин – М.: МГУ, 2000.
8. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей. – М.: Недра, 1979.
9. Геология нефти и газа: Учебник. /Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин и др. 2-е изд. – М.: Недра, 1990.
10. Геология угольных месторождений СССР / Ред. А.К. Матвеев. – М.: Изд-во МГУ, 1990.
11. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. – К.: Наук.думка, 2001.
12. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1968.
13. Горовий А.Ф., Кірюков В.В., Брижанев А.М. Геологія та розвідка вугільних родовищ. – К.: МОН України, 1994.
14. Горовой А.Ф. Основы геологии твердых горючих ископаемых. – К.: НМК ВО, 1992.
15. Днепровский бурогольный бассейн / А.С. Гуридов, Л.Я. Радзивилл, М.А. Самарин и др. – К.: Наук. думка, 1987.
16. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине

- / Н.И. Евдошук, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина и др. – К.: Наук. думка, 1998.
17. Каменные угли Львовско-Волинского бассейна / Г.П. Вырвич, Гигашвили Э.П., Дубик З.Г. и др. – К.: Вища школа, 1978.
  18. Карпатська нафтогазоносна провінція. – Львів-Київ, 2004.
  19. Кравцов А.И. Основы геологии горючих ископаемых. – М.: Высшая школа, 1982.
  20. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001.
  21. Ладыженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность советского Предкарпатья. – М.: Гостоптехиздат, 1961.
  22. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997.
  23. Львовско-Волинский каменноугольный бассейн / М.И. Струев, В.И. Саков, В.Б. Шпакова и др. – К.: Наук. думка, 1984.
  24. Маєвський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу: Підручник. – К.: Наук. думка, 2002.
  25. Маєвський Б., Лозинський О., Гладун В., Чепіль П. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: Підручник. – К.: Наук.думка, 2004.
  26. Мончак Л.С., Омельченко В.Г. Основы геологии нефти и газа: Підручник. – Івано-Франківськ: Факел, 2004.
  27. Нагорний Ю.М., Нагорний В.М., Приходченко В.Ф. Геологія вугільних родовищ. – Дніпропетровськ: НГУ, 2005.
  28. Нафта і газ України / Ред. М.П.Ковалко. – К.: Наук. думка, 1997.
  29. Нафтогазоносність рифтогенів / М.І. Галабуда, М.І. Павлюк, С.О. Варічев та ін. – Львів, 2004.
  30. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / О.О. Орлов, М.І. Євдошук, В.Г. Омельченко та ін. – К.: Наук. думка, 2005.
  31. Нестеров И.И., Потеряева В.А., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 1975.
  32. Нефтегазоносность морей и океанов / Б.А. Соколов, А.Г. Гайнанов, Д.В. Несмеянов, А.М. Серегин – М.: Недра, 1973.
  33. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – К.: Наук. думка, 2002.
  34. Основы геологии горючих ископаемых / Ред. И.В. Высоцкий. – М.: Недра, 1987.

35. Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005.
36. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: Підручник / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль – К.: Наукова думка, 2004.
37. Радзивилл А.Я., Гуридов С.А., Самарин М.А. и др. Днепропетровский бурогольный бассейн. – К.: Наук. думка, 1987.
38. Радзивилл А.Я., Майданович И.А., Иванов А.В. и др. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины. – К.: Наук. думка, 1990.
39. Соколов В.А., Фурсов А.Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений: Учебник. – М.: Недра, 1979.
40. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа: Учебник. 3-е изд. / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др. – М.: Высшая школа, 1987.
41. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / М.І. Євдошук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш та ін. – К.: ВЦ „Софія”, 2001.
42. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины / И.А. Майданович, В.Ф. Шульга, А.Я. Радзивилл и др. – К.: Наук. думка, 1990.
43. Черноусов Я.М. Геология угольных месторождений. – К.: Вища школа, 1977.

# РОЗДІЛ 1

## ЗАГАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ГЕОЛОГІЇ

### НАФТИ І ГАЗУ

Геологія нафти і газу як наука зародилася в середині XIX ст. з потреб нафтової промисловості, хоча судження про нафту і газ та їх походження висловлювались значно раніше. Так, на думку М.В. Ломоносова, нафта утворилася з вугілля за рахунок підземного тепла. Б. Гаккет вважав, що нафта своїм походженням зобов'язана пратваринному, а не прарослинному царству Землі, О.Л. Ловецький – що нафти виникли з рослинних залишків унаслідок “бродіння” торфів.

Інтенсивного розвитку ця наука набула у XX ст., що пов'язано з розширенням пошуково-розвідувальних робіт. Були розроблені головні постулати нафтогазової геології, проведені дослідження з проблем походження та міграції нафти і газу, формування та закономірностей розміщення їх родовищ, які поглибили наші знання про можливі процеси нафтогазоутворення в земних надрах і формування їх скупчень [7, 8, 15, 23, 36, 41, 61, 64, 68, 76 та багато інших].

Геологія нафти і газу як наука має значні перспективи подальшого розвитку. Це стосується вирішення у майбутньому дискусійних питань, особливо стосовно походження нафти і газу, виявлення нових закономірностей розміщення їх родовищ та застосування їх у практиці пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ. Очікується, що це врешті решт приведе до відкриття не тільки окремих родовищ нафти і газу, але й нових нафтогазоносних регіонів.

### ГЕОХІМІЯ ВУГЛЕЦЮ

Вуглець – основний елемент нафти, де його масова частка складає від 83 до 87 %. Він переважає й у складі вуглеводневих газів. Природно, що для вивчення геохімії нафти і газів (де крім вуглеводнів, важли-

## **Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу**

---

ве місце займає двоокис вуглецю) необхідні хоча б загальні уявлення про геохімію вуглецю. Вуглець є також основою життя. Геологія нафти і газу, біохімія, біогеохімія, органічна геохімія пов'язані з геохімією вуглецю. Остання, таким чином, охоплює дуже широкі сфери природознавства. Отже, важливість знання геохімії вуглецю для геологів-нафтовиків безсумнівна.

### **Властивості атома вуглецю**

Вуглець – елемент IV групи Періодичної системи Д.І. Менделєєва, його порядковий номер 6, атомна маса 12,01. У природі існує три ізотопи вуглецю:  $C^{12}$ ,  $C^{13}$ ,  $C^{14}$ . Перші два стабільні, третій – радіоактивний. У кількісному відношенні різко переважає перший ізоотоп, тому середня атомна маса вуглецю майже не відхиляється від 12.

Вуглець майже завжди чотирьохвалентний. Дуже важливо, що атоми вуглецю можуть з'єднуватися один з одним. Завдяки тому, що частина зв'язків залишається некомпенсованою (два атоми не можуть зв'язуватися більш складним зв'язком, чим потрібний), утворюються складні довгі ланцюги атомів. Така особливість зумовлює величезну розмаїтість сполук вуглецю і здатність їхніх молекул досягати дуже великих розмірів. Це і є фундаментом органічної хімії, необхідною умовою життя, а також і сутністю властивостей нафти.

Важливе значення має спрямованість хімічних зв'язків атома вуглецю в просторі до вершин тетраедра. Тетраедрична структура надає особливу стійкість молекулам (наприклад, метану) і окремим групам (наприклад, метильним) усередині молекул.

На відміну від зв'язків між двома чотирьохвалентними атомами вуглецю, зв'язки одного його атома з двома двовалентними атомами кисню утворюють цілком насичену молекулу двоокису вуглецю. Це з'єднання дуже стійке і, будучи утвореним дуже розповсюдженими елементами, має надзвичайно важливе значення у природі.

Таким чином, особливостями атома вуглецю визначається геохімічне значення його органічних і неорганічних сполук.

### **Поширення вуглецю і його сполук у природі**

Кларк вуглецю в літосфері, гідросфері й атмосфері за О.Є. Ферсманом 0,35 %, за О.П. Виноградовим – 0,23 %. За поширеністю в земній корі вуглець займає десяте місце, входячи в третю декаду В.І. Вернадського. У складі Землі в цілому вуглець, за О.Є. Ферсманом, займає 13-е місце, його масова частка 0,13 %.

За О.П. Виноградовим середній вміст вуглецю в магматичних породах становить: в ультраосновних (дуніти, піроксеніти) – 0,01 %, в основних (базальти, габро) – 0,01 %, у середніх (діорити, андезити) – 0,02 %, кислих (граніти, гранодіорити) – 0,03 %, а осадкових – 1,0 %. На основі робіт О.Є. Ферсмана, В.А. Успенський підрахував розподіл вуглецю в геосферах (табл. 1.1).

Як бачимо з табл. 1.1, більша частина атомів вуглецю планети зосереджена в її глибинних частинах. Однак, основний інтерес для нас представляє порівняно незначна частка вуглецю, що міститься в зовнішніх оболонках, починаючи з гранітної.

**Таблиця 1.1**

**Розподіл вуглецю в геосферах і оболонках Землі [74]**

Геосфери і оболонки Землі	Вміст вуглецю, %	Кількість вуглецю, т	Розподіл вуглецю, %
Центральне ядро	0,03	$5 \cdot 10^{14}$	24,5
Перидотитова і базальтова	0,08	$15 \cdot 10^{17}$	73,4
Гранітна (із стратисферою)	0,09	$26 \cdot 10^{15}$	1,3
Стратисфера	1,43	$18,1 \cdot 10^{15}$	0,8
Педосфера і пелосфера	4,70	$22 \cdot 10^{12}$	0,001
Жива речовина	23,74	$0,5 \cdot 10^{12}$	0,0002
Земля в цілому	0,04	$20,4 \cdot 10^{17}$	100,0

За даними О.П. Виноградова кількість вуглецю становить (т): в організмах моря –  $n \cdot 10^{10}$ , в організмах суші –  $3 \cdot 10^{11}$ , в атмосфері –  $6,3 \cdot 10^{11}$ , в океані –  $3,6 \cdot 10^{13}$ , у покладах горючих копалин –  $6,4 \cdot 10^{15}$ . З цього випливає, що маса вуглецю живої речовини та атмосфери приблизно рівні, маса вуглецю гідросфери перевищує їх на два порядки, а покладів горючих копалин – на чотири.

У природі вуглець міститься частково в органічних сполуках, кількість яких надзвичайно велика, але в основному (як випливає з наведених вище даних) – у різних неорганічних сполуках. Відомо приблизно 200 мінералів вуглецю, з яких значна частка належить карбонатам. У неорганічних речовинах і мінералах вуглець присутній у таких формах: 1) самородні (алмаз і графіт); 2) оксиди (двоокис і окис); 3) карбонати (кальцит, доломіт, магнезит); 4) складні карбонати: карбонато-силікати (канкриніт), карбонато-фосфати (подоліт), карбонато-гідрооксиди (гідроталькіт, циркоаурит); 5) карбіди (муасаніт, когеніт).

На підставі вивчення складу метеоритів і загальних фізико-хімічних уявлень передбачається, що в центральному ядрі й навко-

лишніх оболонках вуглець перебуває в основному у вільному стані і частково – у формі карбідів. Якщо це так, то велика маса вуглецю в межах нашої планети існує в таких хімічних формах, які безпосередньо у природі спостерігаються лише зрідка.

У магматичних породах і у газах вулканічних вивержень, переважна частина вуглецю перебуває у вигляді двооксиду, в незначних кількостях присутній оксид вуглецю, метан та його гомологи. Двооксид вуглецю в магматичних і метаморфічних породах присутній у вигляді мікроскопічних газових включень (оклюдований стан).

У магматичних породах карбонати концентруються в основному у продуктах кінцевої магматичної кристалізації – скарнах, карбонатах, кімберлітах. У метаморфічних породах основною формою існування вуглецю є оклюдована  $\text{CO}_2$ . Карбонати є також породоутворювальними мінералами метаморфічних порід, вони складають мрамур, кальцифіри та ін. У магматичних і метаморфічних породах вуглець поширений також у вигляді графіту й у розсіяній формі, хімічна сутність якої через незначні концентрації не завжди визначена.

В осадових породах, які більш збагачені вуглецем, ніж магматичні та метаморфічні, він в основному існує у вигляді карбонатів та органічної речовини. Карбонатний вуглець становить близько 4/5 усього вуглецю стратисфери, органічний – близько 1/5. Останній представлений як у розсіяному (дисперсні органічні речовини осадових порід), так і концентрованому вигляді (поклади вугілля, горючих сланців, нафти, газу). Відносно висока концентрація  $C_{\text{орг}}$  характерна для зовнішньої півки стратисфери, що межує з гідросферою (пелосфера, тобто свіжоутворені мули) і з атмосферою (педосфера – ґрунт).

У гідросфері більш 90 % вуглецю присутні у вигляді розчинених у воді карбонатів, гідрокарбонатів і  $\text{CO}_2$  і лише менше 9 % належить до розчинених органічних речовин [74].

В атмосфері практично весь вуглець знаходиться у вигляді  $\text{CO}_2$  (0,03 % нижніх шарів атмосфери). Він поширений і в космічному просторі, про що свідчать результати вивчення метеоритів, комет, спектральний аналіз випромінювання космічних об'єктів. Атомний кларк вуглецю для метеоритів становить 0,07 %, для нього характерні вільні і карбідні хімічні форми, вкрай рідкісні для геосфер Землі [69].

За спектрами випромінювання вуглець виявлено в атмосфері планет, у кометах, зірках, туманностях. Атмосфери Венери та Марса на 96–98 % складені  $\text{CO}_2$ , на Юпітері, Сатурні та їхніх супутниках, Урані, Нептуні багато метану (у газоподібному, рідкому або твердому стані). Атмосфери деяких планет-гігантів (зокрема Титану) практично повністю складені з метану.



Спектри комет свідчать про наявність вуглецю у вигляді таких сполук, як  $\text{CN}$  (метин),  $\text{CH}_2$  (метилен),  $\text{CN}$  (ціан),  $\text{C}_2$  (дикарбон) та інших, нестійких на Землі сполук, які можуть існувати лише як вільні радикали. Подібні форми вуглецю зафіксовані в міжзоряному просторі (міжзоряний газ) і в зірках, у тому числі на Сонці.

Отже, космохімія вуглецю досить відмінна від його геохімії, у всякому разі від геохімії вуглецю зовнішніх геосфер на геологічній стадії розвитку Землі.

### Кругообіг вуглецю в природі

Загальний кругообіг вуглецю – геохімічний цикл – у природі досить складний і розпадається на ряд циклів, прикладами яких можуть бути кругообіг органічного і карбонатного вуглецю. Схема геохімічного кругообігу вуглецю з основними напрямки міграції та геохімічних перетворень вуглецю в межах Землі наведена на рис. 1.1.

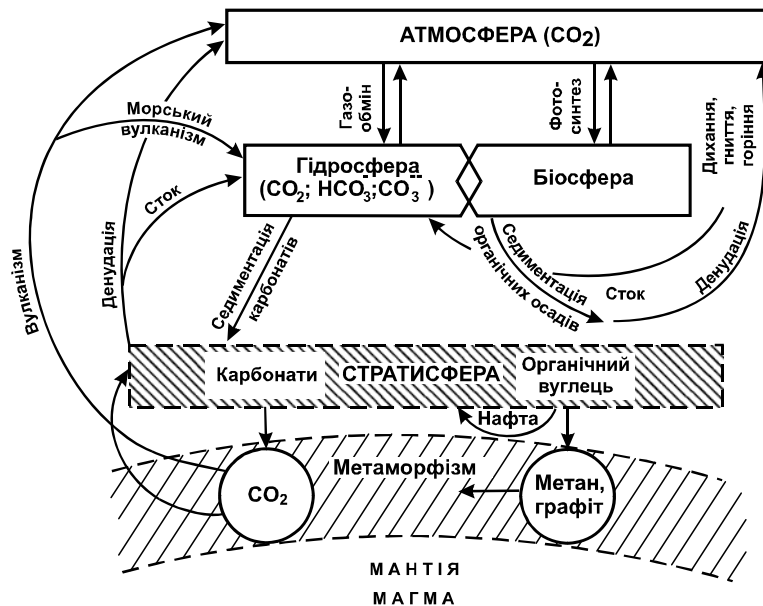


Рис. 1.1. Схема загального кругообігу вуглецю в природі

Розглянемо геохімічний кругообіг вуглецю. Джерелами двоокису вуглецю в атмосфері є: дихання гетеротрофних організмів, гниття і горіння органічних речовин на суходолі, газообмін з гідросферою, вивітрювання порід, вулканізм. Надходження вуглецю з космічного прос-

тору не має істотного значення в геохімічних процесах Землі. Запас вуглецю атмосфери витрачається в основному на фотосинтез у зелених рослинах суші і на газообмін з гідросферою. В останньому випадку океан поглинає вуглекислий газ з атмосфери, коли рівновага між пружністю пари  $\text{CO}_2$  повітря і концентрацією розчиненої  $\text{CO}_2$  у морській воді зміщується вбік розчину.

**Життєвий цикл.** Вуглець гідросфери тісно пов'язаний з вуглецем атмосфери і бере участь у життєвому циклі (фотосинтез здійснюється наземними і водними рослинами, а у воді  $\text{CO}_2$  виділяється в результаті дихання гетеротрофів). Життєвий цикл охоплює живу речовину суходолу і моря, вуглекислий газ атмосфери, розчинену вуглекислоту морської води. Він відбувається завдяки фотосинтезу, диханню гетеротрофів, газообміну між атмосферою і гідросферою.

Вуглець в гідросфері має свою особливість: через карбонатну рівновагу ( $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2\text{CO}_3 \leftrightarrow \text{HCO}_3^- + \text{H}^+ \leftrightarrow \text{CO}_3^{2-} + \text{H}^+ + \text{H}^+$ ) частина його випадає з життєвого циклу, зумовлюючи осадконакопичення.

Жива речовина (біос) відіграє величезну роль у круговороті вуглецю зовнішніх геосфер. Підраховано, що фотосинтез поглинає щорічно біля  $n \cdot 10^{12}$  т двоокису вуглецю [72] і, отже, може вичерпати весь запас вуглецю в атмосфері вже за кілька років, а в гідросфері – за кілька тисяч років (включаючи розчинені карбонати). При диханні гетеротрофних організмів виділяється набагато менша кількість  $\text{CO}_2$ .

Процеси седиментації охоплюють дві основні геохімічні форми вуглецю – карбонати, що випадають з морської води, й органічні залишки біосу суходолу та моря. За даними В.А. Успенського, фосилізується лише менше 1 % річної продукції органічного світу. Ці залишки у вигляді різних органічних сполук потрапляють до складу осадкових порід. Туди частково надходять і карбонати як породоутворювальні мінерали. Треба зазначити, що під час седиментації карбонатів жива матерія є енергетичним фактором.

**Денудаційний цикл.** Подальший шлях розвитку неорганічної (карбонатної) та органічної форм вуглецю в стратисфері має як риси подібності, так і відмінності. Подібність проявляється під час денудаційних процесів: органічний вуглець окиснюється, а карбонати розчиняються, причому в обох випадках продуктом перетворень є  $\text{CO}_2$ , що надходить в гідросферу й атмосферу. Відмінність полягає у тому, що денудаційні агенти у вигляді підземних вод, які вміщують окисники, проникають до стратисфери, окиснюють органічні речовини і розчиняють карбонати. Вони ж виносять зі стратисфери  $\text{CO}_2$ .

Денудаційний цикл закінчується поверненням вуглецю в атмосферу і гідросферу у вигляді двооксиду після проходження через процеси

седиментації та денудації осадових утворень, зумовлені коливальними рухами літосфери. Він триває десятки мільйонів років.

У процесах діа- і катагенезу проявлені геохімічні особливості органічного і карбонатного вуглецю. Діа- та катагенетичні процеси призводять до виділення з органічних речовин двооксиду вуглецю, але основний напрямок перетворення органічних компонентів стратисфери (як дисперсних, так і представлених гомогенними масами) зумовлює їх розділення на газову, тверду та рідку (нафту) фази. Карбонатний вуглець в умовах стратисфери істотно не змінюється.

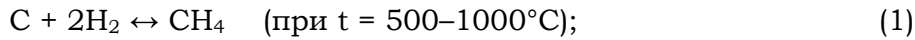
**Метаморфічний цикл.** На стадії метаморфізму осадових порід органічний вуглець представлений метаном і графітом, причому у разі глибокого метаморфізму залишається лише графіт, який за деяких специфічних умов (надзвичайно високі тиски) частково трансформується в алмаз. Карбонатний вуглець під дією дуже високих температур і кислих розчинів поступово переходить у вуглекислий газ.

На стадії глибокого метаморфізму, як відомо, розходження між породами осадового і магматичного генезису зникають. У метаморфічних породах, як і в магматичних, найважливішою формою знаходження вуглецю є двооксид. При цьому практично неможливо відрізнити  $\text{CO}_2$ , що утворився в результаті розкладання карбонатів у процесі метаморфізму, від того, що виділився з магми. «Магматичний»  $\text{CO}_2$  також може бути продуктом перетворення осадових і параметаморфічних порід, які, можливо, пройшли біологічний цикл.

Метаморфічний цикл завершується в основному двома шляхами. Перший пов'язаний з денудацією метаморфічних і магматичних порід у результаті висхідних тектонічних рухів, коли розсіяний в породах  $\text{CO}_2$  переходить в атмосферу і гідросферу. Кінцеві продукти перетворень  $\text{C}_{\text{орг}}$  у вигляді графіту і графітоподібних речовин мають хоча і суттєве, але другорядне значення порівняно з окисненою формою. Зрештою вони також окиснюються і змішуються з вуглекислим газом інших джерел. Другий шлях пов'язаний з вулканізмом, в процесі якого  $\text{CO}_2$  переходить з магми в гідросферу й атмосферу, а також з поствулканічними процесами, коли вуглекислі підземні води виводять  $\text{CO}_2$  в атмосферу і гідросферу через джерела. Метаморфічний цикл триває сотні мільйонів років.

До метаморфічного циклу може, очевидно, залучатися і ендегенний вуглець, наприклад з перидотитових і базальтових магм. Однак механізм міграції цієї частини вуглецю поки недостатньо ясний, оскільки досить гіпотетичними залишаються уявлення і про формування різних типів магм. У зоні глибокого метаморфізму присутній вуглець як із зовнішніх оболонок так і з внутрішніх геосфер (вільний вуглець у вигляді графіту й алмазу,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ , метан). Вуглець може переходити з однієї форми в іншу в результаті таких реакцій:

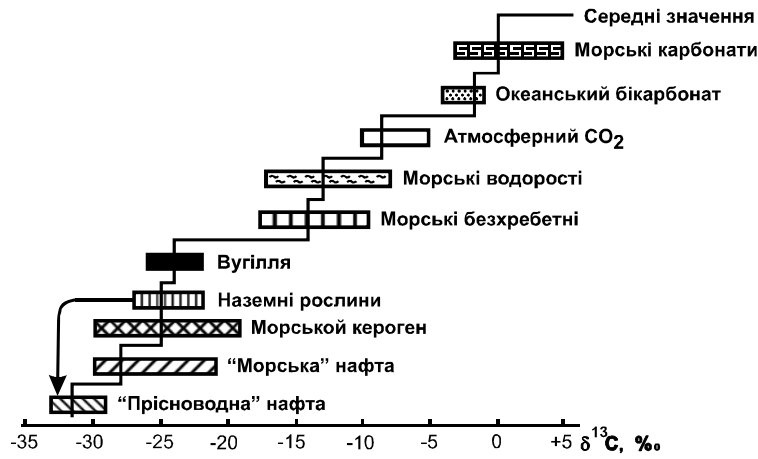
## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу



Слід зазначити, що шляхом реакції (2) можуть утворюватися жильні форми графіту, що трапляються в масивах магматичних і ортометаморфічних порід, за відсутності осадових порід і вуглеводнів.

### Геохімія ізотопів вуглецю

Поширеність у природі трьох ізотопів вуглецю дуже різна: кларк  $C^{12}$  становить 98,89 %, кларк  $C^{13}$  – 1,1 % (за Ніром); кількість радіоактивного ізотопу  $C^{14}$  узагалі зовсім мізерна. Співвідношення  $C^{12}/C^{13}$  у переважній більшості природних речовин становить 88–93 (рис. 1.2).



**Рис. 1.2. Розподіл стабільних ізотопів вуглецю в природних утвореннях (за Е. Дегенсом [30] з доповненнями)**

В природних об'єктах різне поведження ізотопів у різних хімічних зв'язках має вирішальний вплив на співвідношення стабільних ізотопів вуглецю [27]. Співвідношення ізотопів виражаються зазвичай за допомогою величин "збільшення" якого-небудь одного з пари ізотопів:

$$\delta^{13}C = \left[ \frac{(C^{13}/C^{12})_{зр}}{(C^{13}/C^{12})_{ст}} - 1 \right] \cdot 1000, \text{ ‰}$$

де  $(C^{13}/C^{12})_{зр}$  – величини, визначені для даного зразка;  
 $(C^{13}/C^{12})_{ст}$ , – те ж для обраного стандарту.

Величини  $\delta^{13}\text{C}$  зазвичай позитивні, якщо вміст ізотопу  $\text{C}^{13}$  в зразку більше, ніж у стандарті, і від'ємні – якщо менший. Видно, що максимальні концентрації ізотопу  $\text{C}^{13}$  притаманні речовинам з кисневими зв'язками вуглецю (карбонати і  $\text{CO}_2$ ), мінімальні – речовинам, у яких розвинуті вуглець-водневі зв'язки (нафти, горючі гази). Речовина живих організмів займає проміжне положення.

Ці закономірності пояснюються процесами фракціювання ізотопів під час кругообігу вуглецю в природі, головним чином в результаті біофотосинтезу. Живою речовиною засвоюється переважно легкий ізотоп  $^{12}\text{C}$ . Тому речовина організмів і її похідні (вугілля, кероген, нафта та ін.) зміщуються у бік менших вмістів важкого ізотопу  $^{13}\text{C}$  порівняно з речовинами, що використовують неорганічний вуглець.

Треба враховувати, що наземні рослини засвоюють вуглець з атмосфери, а морські – з розчинених у морській воді бікарбонатів, що є причиною істотних розходжень у їхньому ізотопному складі.

Відповідно нафти, що утворилися за рахунок морських і наземних організмів, відрізняються одні від одних. Виокремлення двох груп нафти, пов'язаних з різними біохімічними джерелами, досить важливо, і є одним із доказів утворення нафти із залишків організмів.

Вуглекислий газ в атмосфері, що утворився в основному за рахунок дихання і розпаду організмів і їхніх залишків, порівняно з карбонатами збагачений ізотопом  $\text{C}^{12}$ . Бікарбонати морської води, що утворюються як за рахунок атмосферного двоокису вуглецю, так і за рахунок розчинення карбонатів переважно морського генезису, за ізотопним складом розташовані між першими й останніми. Ізотопний склад вуглецю дисперсної органічної речовини осадових порід і нафти залежить від фаціальних умов осадоутворення [25].

На діаграмі (див. рис. 1.2) показано не всі природні об'єкти, тому варто коротко розглянути й деякі інші. Щодо інших об'єктів, не показаних на рис. 1.2, варто зазначити, що графіти за відношенням ізотопів  $^{12}\text{C}/^{13}\text{C}$  досить різноманітні: одні наближаються до нафти, інші – до карбонатів. Це і не дивно, якщо враховувати різні шляхи утворення графітів.

Цікаві дані відносно ізотопного складу ендегенного вуглецю Землі отримані Е.М. Галімовим [24, 25 та ін.].

Ізотопний склад вуглецю метеоритів пов'язаний з хімічними формами в них цього елемента. Встановлена залежність ізотопного складу сумарного вуглецю від його процентного вмісту в метеориті: зі збільшенням концентрації вуглецю останній збагачується важким ізотопом, що супроводжується переходом від переважно карбідної форми перебування до графітної. Отже, діапазон ізотопного складу вуглецю в метеоритах досить широкий і істотно не відрізняється від вуглецю

## **Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу**

---

---

земного походження, за винятком деяких «надважких» карбонатів, генезис котрих ще не з'ясовано. Окрім того встановлено, що вуглець деяких так званих вуглецевих зірок у десятки разів багатший на важкий ізотоп  $C^{13}$ , ніж вуглець Землі.

Радіоактивний ізотоп вуглецю ( $C^{14}$ ) використовується для визначення віку молодих геологічних об'єктів (осадів та інших утворень віком не більш 100 000 років), вивчення антропогенних факторів та їхнього значення для довкілля, наприклад, в археології, екології тощо.

## КАУСТОБІОЛІТИ ТА ЇХ ПОХОДЖЕННЯ

**Каустобіоліти** – це горючі корисні копалини, що у перекладі з грецької означає: *каусто* – горючий, *біос* – життя, *літос* – камінь. Цей термін запропонований Г. Потен'є в 1908 р., який поділяв каустобіоліти на сапропеліти, гумусові породи і ліптобіоліти. Недосконалість такого тлумачення очевидна, оскільки, з одного боку, не всі види речовини, що знаходяться в ряду каустобіолітів, горять (наприклад, графіт), а з іншого – не всі члени цього ряду виникають внаслідок життєдіяльності.

**Сапропелі** (*сапрос* – гниючий, *пелос* – мул) – мули, багаті органічною речовиною. Вихідним матеріалом для них є залишки та продукти життєдіяльності планктону, водоростей, вищих рослин, неорганічний мул, який осідає на дно і накопичується в застійних водоймищах, де доступ кисню обмежений. Сучасні сапропелі – органомінеральні утворення переважно озерного характеру – масляниста маса сіро-коричневого кольору з високим вмістом кисню (20–30 %). Вони широко використовуються в медицині (лікувальні грязі, болота), в агрохімії (стимулятори росту рослин, органічні добрива), у тваринництві (додавки до кормів, стимулятори росту і збільшення маси).

**Сапропеліти** – переважно вугілля мулового походження, від бурого вугілля до антрациту [39]. До них також належить дещо відокремлені групи керовенових сапропелітів і бітумоїдів, які відрізняються підвищеним вмістом водню (понад 8 %) і підвищеним виходом сланцевої смоли (дьогтю) – до 75 %, а також деякі горючі сланці, наприклад, прибалтійські кукерсіти.

**Кероген** – це частина органіки, яка не розчиняється в лугах та звичайних органічних розчинниках.

**Бітумоїд** – розсіяна в породі органіка, що розчиняється в органічних розчинниках. Термін *бітум* вживається в різних значеннях, але завжди вказує на спорідненість з нафтою чи її похідними.

До **гумусового** (вугільного) ряду належать: торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит і навіть графіт. Як бачимо, це утворення, які мають явно рослинне походження. В цьому ряді відбувається поступовий перехід до практично чистого вуглецю (графіту).

**Ліптобіоліти** – це група викопного вугілля з підвищеним вмістом водню, яка складаються переважно з найстійкіших частин вищих рослин: оболонки спор, кутикули, смоляних тіл тощо. До цього ряду каустобіолітів належить і такий мінерал як бурштин – викопна смола третинних хвойних дерев, родовища якого є на Волині.

Усі каустобіоліти поділяють на газоподібні, рідкі та тверді.

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

---

*Газоподібні* – це газ газових і газоконденсатних родовищ, вугільний газ, що міститься у вугільних та навколишніх пластах, болотний газ.

*Рідкі* – це власне нафти, мальти та асфальти.

*Тверді* – це торф, різне вугілля, асфальти, озокерит тощо.

Неодноразово робилися спроби створити загальну генетичну класифікацію природних горючих копалин, але й досі загально визнаної класифікації не існує, що зумовлено недостатньою вивченістю їх походження. Походження та процеси перетворення каустобіолітів мали би відобразитися в їх хімічному складі, що можна побачити на діаграмі елементного складу горючих копалин та вихідної органіки, яка була запропонована А.Ф. Добрянським у 1948 р. Як бачимо на діаграмі (рис. 1.3), виділяються дві смужки. Ліва відповідає гумусовому ряду каустобіолітів від вихідної органіки до кінцевого продукту їх перетворення – графіту, якому відповідає вершина трикутника (100 % С). Права смужка – сапролітова. У верхній частині вона відхиляється вправо, тобто вбік збагачення воднем. А.Ф. Добрянський вважав оксиасфальти утвореннями проміжними між нафтами і сапропелями, хоча насправді їх слід вважати продуктами окиснення нафти. Тому на діаграмі відбувається розрив суцільності смужки, що ставить під сумнів генетичну спорідненість гумусового і сапропелітового рядів каустобіолітів.

В.А. Успенський і О.А. Радченко запропонували генетичну класифікацію каустобіолітів, де враховано склад вихідного матеріалу, умови його нагромадження і процеси перетворення. Класифікація має вигляд обеліска і складається з двох частин: лівої і правої (рис. 1.4).

Ліва частина діаграми відповідає вугільному ряду, який зображено у вигляді трьох блоків, що прилягають один до одного й відповідають окремим типам вугілля. Ступінь вуглефікації зображено також у вигляді блоків: торфу, бурого вугілля, кам'яного вугілля, антрациту та графіту. Зміна ступеня вуглефікації супроводжується змінами хімічного складу членів вугільного ряду.

Так, торф має такий склад (%): С – 50–60, Н – 4,5–6,5, N – 0,8–2,9, O – 31–40; буре вугілля: С – 65–76, Н – 4,5–6, N – 0,2–2,0 – 17–28; кам'яне вугілля: С – 75–97, Н – 1,5–5,5; антрацит – С – 94–97, Н – 1–3. Тобто зміни відбуваються в напрямі збагачення вуглецем та втрати інших елементів, особливо кисню. Ці зміни можна оцінити за відбивальною здатністю різновидів вугілля – відношення інтенсивності відбитого світла до інтенсивності падаючого. Вона пропорційно зростає зі ступенем вуглефікації. Відбивальну здатність можна вимірювати на дрібних включеннях вугілля в осадових породах, що дає змогу оцінювати ступінь катагенезу не лише вугілля, а й порід загалом.



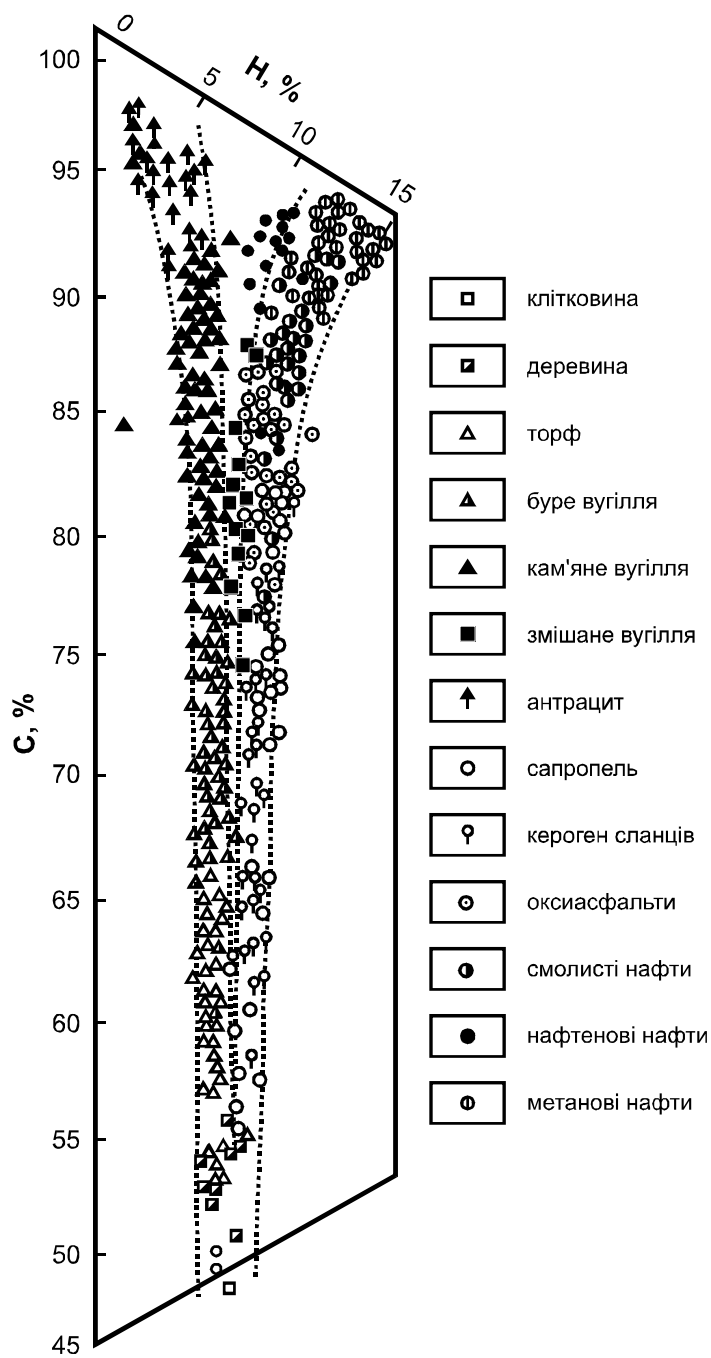


Рис. 1.3. Діаграма перетворення каустобіолітів (за А.Ф. Добрянським)

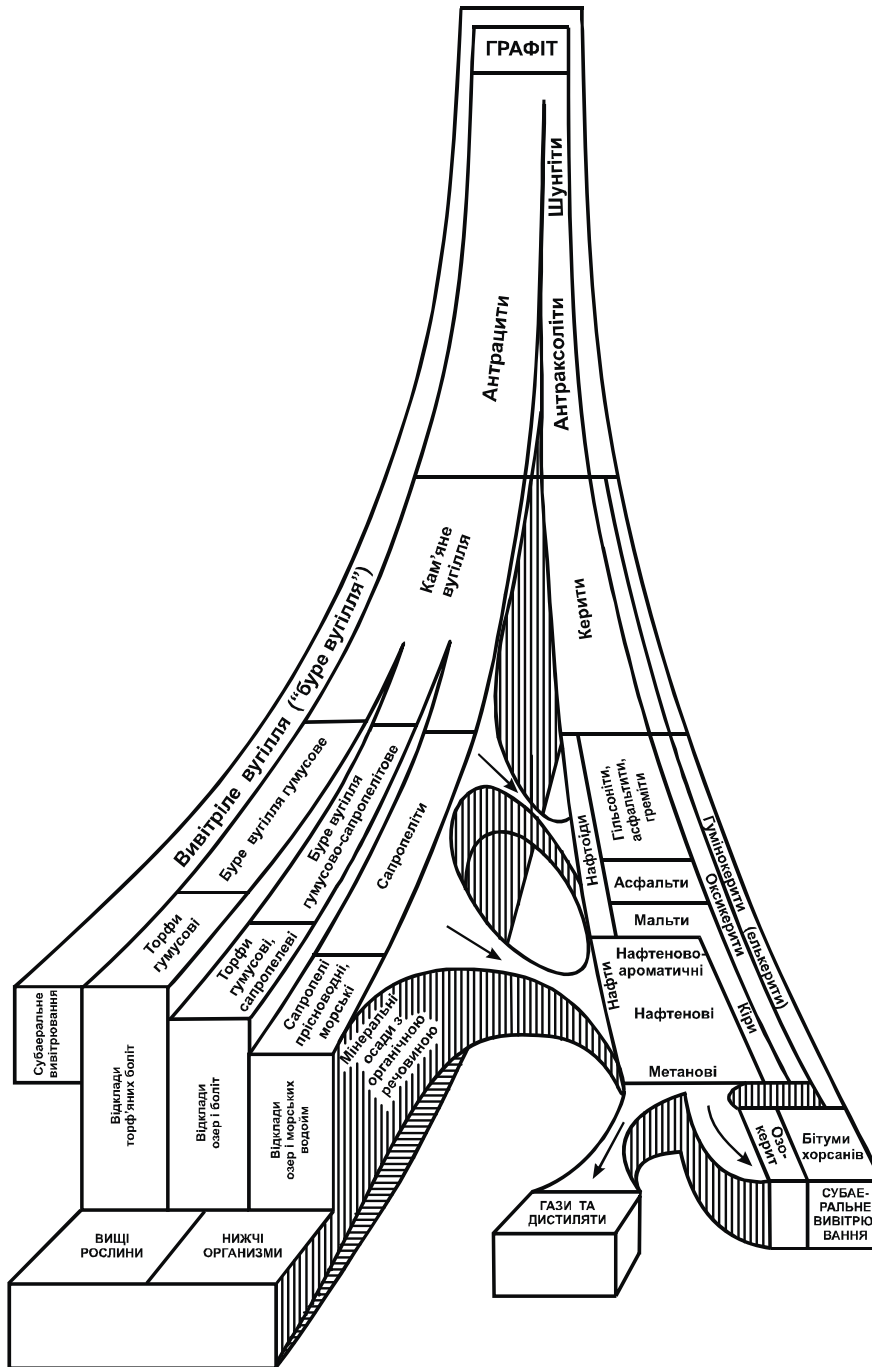


Рис. 1.4. Генетична класифікація каустобіолітів (за В.А. Успенським та О.А. Радченком)

Права частина діаграми відповідає бітумному ряду та не має чіткої генетичної природи. Стрілками показано перехід від сапропелів до нафт, від метанових нафт до газів та озокериту. Ще вище нафт розташований блок мальт і асфальтів, але вони виникли не внаслідок катагенезу, а є результатом вивітрювання та окиснення нафт. Ще вище – асфальтити, керити й антраксоліти. За хімічним складом і деякими фізичними параметрами вони відповідають кам'яному вугіллю й антрациту. Подальший метаморфізм цих речовин також зумовлює утворення графіту. Однак, метаморфічні перетворення нафт не йдуть шляхом карбонізації. Цей процес більш складний, деякі його аспекти будуть розглянуті нижче.

Найважливішими підрозділами цього ряду є: бітуми, озокерити, нафти, мальти, асфальти, асфальтити, керити, антраксоліти, шунгіти.

**Бітуми** складаються переважно з вуглецю і водню, часто не мають постійного хімічного складу. Їх фізичні властивості також зазнають великих змін, а генетичні взаємозв'язки не означені твердо. Бітуми трапляються у різних формах: у розсіяному стані в породах, у вигляді невеликих домішок чи гнізд, у жилах, а також просочують породи, утворюючи значні скупчення.

Найбільші скупчення природних бітумів відомі в Канаді (район Атабаски), Венесуелі (Ориноцький пояс), США, Франції, Тринідаді, на Мадагаскарі, в Росії, Україні та інших країнах [2, 12, 13, 23, 28, 29, 53, 73]. Найбільші за запасами родовища бітумів відкрито на давніх платформах. У всіх інших зонах їх запаси значно менші. Потенційні ресурси бітумів у світі оцінюються в 400–500 млрд т.

Часто бітуми локалізуються в таких самих умовах, як нафта і газ, що дає підстави частину бітумів вважати густими перетвореними нафтами. Іноді бітуми трапляються в тріщинах порід, іноді утворюючи великі жили. Деякі бітуми утворюють скупчення на сучасній денній поверхні за рахунок виліву чи просочування нафти з відповідними змінами у зоні гіпергенезу.

Природні горючі гази і нафти складаються, в основному, з п'яти так званих біогенних хімічних елементів: вуглецю (80–88 %), водню (11–14,5), сірки, кисню, азоту (як правило, менше 2 %, в окремих випадках до 7–9 %). У вуглеводневій частині газу вміст вуглецю становить 75–82 %, водню – 18–25 %. Кисень у нафтах і газах присутній тільки у зв'язаному стані, сірка в нафтах може бути у вільному стані та в сполуках, азот у нафтах та газах трапляється як у вільному, так і хімічно зв'язаному стані. Для характеристики складу нафт і газів використовують співвідношення  $C/H$  і  $C/(O+S+N)$  (табл. 1.2.).

Гази в земній корі можуть перебувати у вільному, розчиненому (в нафті чи воді), сорбованому породами і газогідратному (твердому)

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

станах. Компонентний склад газів може змінюватись в широких межах. До вуглеводневих газів належать: метан ( $\text{CH}_4$ ), етан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) і пари легких рідких вуглеводнів, зокрема пентанів і гексанів. Їх основним складником є метан, вміст якого у суміші здебільшого перевищує 85–90 %. На частку важких вуглеводнів (етану, пропану, бутану) зрідка припадає більше 5–7 %.

Таблиця 1.2  
Склад нафти і конденсату деяких родовищ країн СНД

Родовища	Вміст, %					C/H	C O+S+N
	C	H	O	S	N		
Більське (Україна)	86,54	12,85	0,04	0,45	0,12	6,7	139
Леляківське (Україна)	85,80	12,95	0,70	0,46	0,09	6,6	77
Гнідинцівське (Україна)	86,45	12,90	0,11	0,26	0,28	6,7	133
Радченківське (Україна)	85,91	13,75	0,08	0,15	0,10	6,2	251
Бориславське (Україна)	86,14	13,27	0,23	0,25	0,11	6,4	146
Долинське (Україна)	84,40	14,50	0,72	0,20	0,18	5,8	77
Битківське (Україна)	84,72	14,10	0,56	0,50	0,12	5,9	71
Глазівське (Україна)	88,07	11,66	0,03	0,09	0,15	7,6	326
Джерське (Комі)	86,00	13,00	0,14	0,70	0,16	6,6	86
Ножовське (Пермська обл.)	82,52	11,56	0,48	5,10	0,34	7,2	14
Арланське (Башкортостан)	84,42	12,15	0,06	3,04	0,33	7,0	25
Ромашкінське (Татарстан)	85,13	13,00	0,09	1,63	0,17	6,6	45
Мухановське (Самарська обл.)	85,08	13,31	0,21	1,30	0,09	6,4	53
Родінське (Оренбурзька обл.)	79,82	11,01	3,70	4,86	0,60	7,3	9,7
Жирновське (Волгоградська обл.)	86,10	13,44	0,17	0,23	0,06	6,6	188
Речіцьке (Білорусія)	85,90	13,31	0,38	0,32	0,09	6,4	121
Шаїмське (Західна Сибір)	85,80	13,28	0,36	0,46	0,10	6,5	95
Мегіонське (Західна Сибір)	85,84	12,05	0,25	1,10	0,15	7,2	57
Шебелінське (Україна)	85,61	14,34	-	0,03	0,02	6,0	1712

**Озокерит** – природна суміш твердих високомолекулярних вуглеводнів переважно парафінового ряду з домішками масел та асфальто-смолистих речовин [6, 59, 60]. Серед вуглеводнів переважають церезини (від  $\text{C}_{37}\text{H}_{76}$  до  $\text{C}_{53}\text{H}_{108}$ ). Колір озокериту жовтий, жовто-бурий, зеленкуватий, чорний (в залежності від кількості смолистих речовин). У Бориславському родовищі (Прикарпаття) іноді зустрічаються майже

білі різновиди, позбавлені асфальто-смолистих речовин. За зовнішнім виглядом і консистенцією, особливо після очищення, озокерит нагадує бджолиний віск, звідси його друга назва – гірський або мінеральний віск. Деякі фізичні властивості озокериту близькі до бджолиного воску, що дає змогу використовувати його як замітник воску. Але за хімічним складом озокерит не має нічого спільного з воском, тому недоцільно використовувати назву “гірський віск”. Озокерит має специфічний запах, що дещо нагадує нафтовий.

Натуральний та очищений озокерит використовують для виготовлення електро- і водоізоляторів, різних мастил, лаків; у парфумерній і фармацевтичній промисловості; в медицині (озокеритотерапія). Тверді різновиди озокериту є крихкими, легко розтираються у порошок, злам їх раковистий, жирний. Мазеподібні різновиди (кендебаль) високопластичні. Озокерити легко займаються і горять кіптявим полум'ям. Густина їх становить 850–950 кг/м<sup>3</sup>, температура плавлення – 50–90 °С. Озокерит легко розчинний у більшості органічних розчинників, його елементний склад (%): С – 84–86, Н – 13,7–15, О+Н+S – менше 2. Озокерити утворюються за рахунок їх випадіння з високопарафіністичних нафт і газоконденсатів у разі зміни термобаричних умов (у разі їх переміщення до поверхні землі або виділення розчиненого газу під час зниження тиску). Озокерити трапляються у вигляді жил або насичених озокеритом гірських порід. Найбільші родовища відомі на Прикарпатті (Бориславське, Дзвиняцьке, Старунське), на Челекенському півострові, у Ферганській долині. Невеликі родовища є в багатьох країнах світу. Існує багато озокеритоподібних мінералів з близьким до озокериту хімічним складом. До них належать хризматит, непаліт, піропісит та інші.

**Нафта** – масляниста речовина різної консистенції – від дуже рухливої (рідкої) до густої (смолоподібної). Колір нафт – від чорного та темно-коричневого до жовтого та світло-жовтого (так звані “білі нафти”), часто з зеленкуватим або синюватим відтінком. Колір нафт здебільшого залежить від вмісту смолисто-асфальтенових сполук.

Найголовнішими фізичними параметрами нафти є густина, а також в'язкість, поверхневий натяг, молекулярна маса, температура кипіння, теплотворна здатність, оптична активність, розчинність, люмінесценція тощо.

*Густина* – це маса нафти в одиниці об'єму (кг/м<sup>3</sup>). Зручно виражати густину нафт через безрозмірну величину – відношення густини нафти до густини води при 4 °С. В Україні густину нафт та нафтопродуктів визначають за стандартної температури 20 °С. В поверхневих умовах густина більшості нафт становить 760–990 кг/м<sup>3</sup>, іноді трапляються нафти з меншою густиною (Кавказ, Пенсільванія, Калі-

форнія) і більшою (Іран, США). Нафти з меншою густиною ближче до малайт і асфальтів.

Нафта є сумішшю різноманітних вуглеводневих та неуглеводневих (гетероатомних) сполук. Вуглеводневі сполуки, які містяться у нафті за нормальних умов, можуть бути газоподібними, рідкими та твердими. Вуглець з воднем дає величезну кількість найрізноманітніших сполук. Але в нафтах в значних кількостях присутні лише три класи вуглеводнів: парафінові, нафтенів та ароматичні.

Залежно від родовищ нафта має різний склад, в якому можуть переважати ті чи інші вуглеводні. Вуглеводні, які мають від 5 до 15 атомів вуглецю, є рідинами. Більш високомолекулярні сполуки вуглеводнів знаходяться у твердому стані.

*Парафінові* вуглеводні трапляються порівняно рідко.

*Нафтенів* (поліметиленові) вуглеводні входять до складу всіх нафт і присутні в усіх фракціях. Здебільшого з підвищенням температури кипіння зростає кількість нафтенівих вуглеводнів. Тільки в маслянистих фракціях їхня кількість дещо зменшується. Загальний вміст поліметиленів може досягти 40–60 % від об'єму нафти (деякі бакинські і ембінські нафти). Нафтеніві вуглеводні називають також *циклопарафінами* (цикланами), що пов'язане зі структурою молекул. Для простих моноциклічних сполук їх загальна формула  $C_nH_{2n}$ , для поліциклічних може бути  $C_nH_{2n-2}$ ,  $C_nH_{2n-4}$  і т.д. У нафтах вуглеводні переважно мають п'яти- і шестичленну структуру. Найпростішими сполуками є циклопентан (температура кипіння 49,3 °C) і циклогексан (80,8 °C).

*Ароматичні* вуглеводні (арени) – вуглеводні, в молекулах яких міститься одне чи більше бензольних ядер, тому їх часто називають вуглеводнями бензольного ряду. Їх загальна формула  $C_nH_{2n-x}$ , де  $x \geq 6$ . Усі вуглеводні, в яких міститься хоч би одне бензольне кільце, відносяться до ароматичних. Найпростішим представником ароматичних сполук є бензол ( $C_6H_6$ ). Ароматичні вуглеводні також є постійними складниками всіх нафт. Їх вміст може коливатися в значних межах. В окремих нафтах вони переважають за вмістом всі інші типи вуглеводнів. Арени в хімічному відношенні досить стійкі, але активність їх порівняно з нафтенами дещо підвищена.

Поряд з вуглеводневими сполуками в нафтах, іноді в значних кількостях, містяться неуглеводневі органічні сполуки сірки, кисню, азоту, смоляно-асфальтенові речовини. Кількісне співвідношення між вуглеводневими і неуглеводневими сполуками може бути різним. Деякі нафти майже повністю складаються з вуглеводневих сполук, наприклад легкі нафти Апшеронського півострова і Прикарпаття, але трапляються такі, в яких домінують неуглеводневі сполуки. Переважно

це важкі нафти. Більшість неуглеводневих сполук міститься у високомолекулярних частинах нафти.

**Мальти** – це густі (970–1030 кг/м<sup>3</sup>), в'язкі чорні нафти, часто із запахом сірководню. Хімічний склад їх такий (%): С – 80–86, Н – 9–10, N – до 0,8, S – 2,5–10 %, О – до 3. Характерною особливістю мальт є високий вміст сірки. В складі мальт переважають масла (35–40 %) та смоли і асфальтени (до 40–55 %). Легких вуглеводневих сполук в них мало. Мальти утворюються в результаті вивітрювання нафти переважно нафтенно-ароматичного складу. Вони трапляються поряд з асфальтами та нафтами в умовах їх приповерхневого залягання (Тринідад, Мексика, Азербайджан, Сахалін). При вивітрюванні й окисненні метанових нафти утворюються подібні за зовнішніми ознаками до мальт речовини – *кіри*. Хімічний склад їх такий (%): С – 78–82, Н – близько 11, N – до 0,1, S – до 0,4, О – до 6–10. Кіри трапляються переважно у вигляді натічних форм.

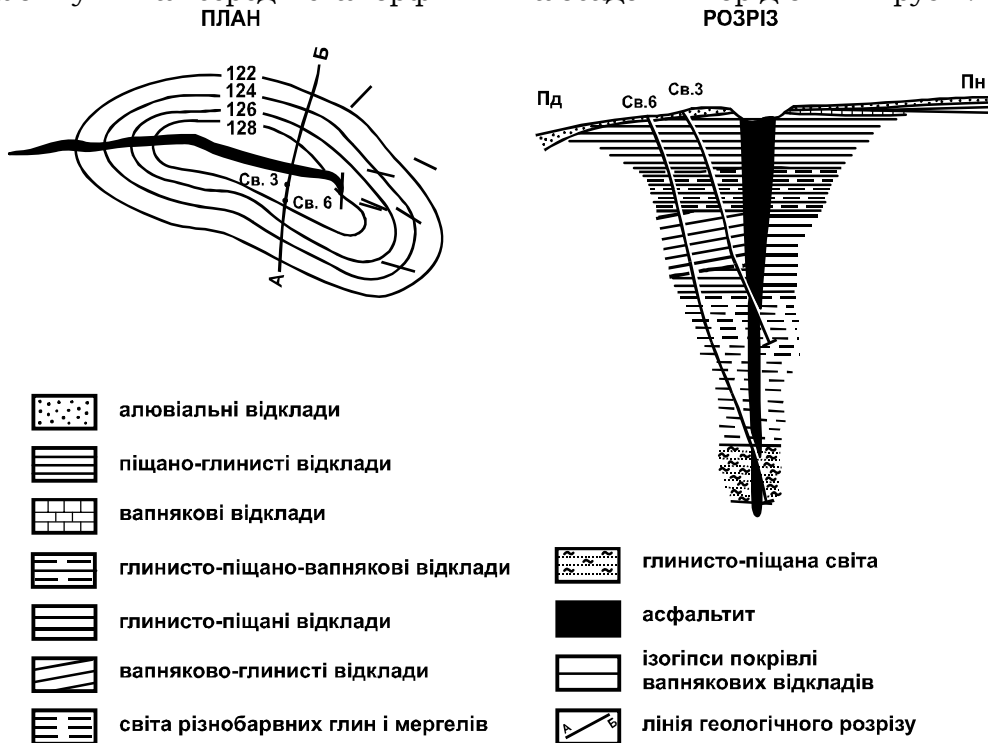
**Асфальти** – високов'язкі еластичні чи напівтверді аморфні речовини бурого-чорного або чорного кольору з раковистим зломом. Вони повністю або частково розчиняються у більшості органічних розчинників. Температура їх плавлення становить майже 100 °С, а густина – 1070–1090 кг/м<sup>3</sup>. За елементним складом вони подібні до мальт. Це суміші поліциклічних вуглеводнів і гетероатомних органічних сполук з дуже низьким вмістом парафінів. Асфальти переважно бідні на кисень. Збагачені киснем асфальти називають *оксиасфальтами*. Як і мальти, асфальти утворюються за рахунок втрати нафтою легких складників, тому часто вони розташовані поруч, утворюючи іноді асфальтові озера (Тринідад, Сахалін). Трапляються також і жильні асфальти. Їх утворення пояснити складніше.

**Асфальтити** – тверді, крихкі, плавкі жильні бітуми (гільсоніти та гресміти). Вони розчинні в багатьох органічних розчинниках, плавляться за температури 100–300 °С, складаються переважно зі смолисто-асфальтенових компонентів (більше 75 %) і масел (до 25 %). Відношення С/Н становить 9–13 і є вищим, ніж у мальт і асфальтів. Густина асфальтитів становить 1050–1180 кг/м<sup>3</sup>. Іноді їх називають асфальтеними, як похідні від асфальтенів. Залягають у формі жил (рис. 1.5).

**Керити** – це продукти метаморфізму нафтових бітумів. Керити практично нерозчинні в органічних розчинниках і неплавкі. Зовні вони подібні до кам'яного вугілля і тому їх часто називають *жильним вугіллям*. Вони представляють нерозчинну вуглисту речовину з невеликою кількістю асфальтенів і масел. Хімічно вони є продуктами більш високого ступеня карбонізації, ніж асфальтити. Керити поділяють на дві групи: нижчі – *альбертити* та вищі – *імпрсоніти*. Чітко провести між ними межу важко. Хімічний склад керитів такий (%): С – 85–91, Н – 6–9, S – до 4, N – до 2, О – 0,5–4. Керити чорні, блискучі, густина їх становить

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

1070–1270 кг/м<sup>3</sup>, твердість (за Моосом) 2–3, вони крихкі. Керити залягають у жилах серед метаморфічних та осадових порід біля інтрузій.



**Рис. 1.5. Садкинське родовище асфальтитів (Самарська область, Росія) (за К.Б. Ашіровим [3])**

**Антраксоліти** – це продукти вищої карбонізації бітумів асфальтового ряду, що повністю втратили здатність розчинятись в органічних розчинниках. Вони тверді, не плавляться. Зовні майже не відрізняються від антрацитів, але генетично споріднені з нафтовими бітумами. Антраксоліти чорні, крихкі, вигоряють поволі без полум'я, під час нагрівання розтріскуються, але не плавляться. Злом раковистий. Складені вони майже повністю з вільного вуглецю або карбоїдів. Виділяються нижчі і вищі антраксоліти, шунгіти і кіскеїти.

*Нижчі антраксоліти* характеризуються густиною 1300–1400 кг/м<sup>3</sup>, твердістю (за Моосом) 2–3. Елементний хімічний склад їх такий (%): С – 88–93, Н – 3,5–4,2, N – 0,5–0,8, S – 0,4–0,5, О – 3,3–3,8.

*Вищі антраксоліти* мають густиною 1400–1700 кг/м<sup>3</sup>, твердість 3–4, хімічний склад (%): С – 93–97, Н – 1–2, N – до 0,8, S – 0,4–0,5, О – 3,3–3,8. Нижчі та вищі антраксоліти містяться в магматичних породах і кристалічних вапняках у жилах поряд із кальцитом і кварцом.



*Шунгіти* за складом уже дуже близькі до графіту. Їх густина становить 1800–2000 кг/м<sup>3</sup>, твердість (за Моосом) – 3–4,5. Елементний хімічний склад шунгітів такий (%): С – 95–98, Н – 0,2–1,5, N – 0,1–1,1, S – 0,3–0,5, O – 1,2–1,7. Вони трапляються серед вуглистих сланців кембрію та докембрію, в кварцових жилах і пустотах ефузивних порід.

*Кіскеїти* – антраксоліти зі значним вмістом сірки. Вони неплавкі і не горять, їх густина становить 1600–1700 кг/м<sup>3</sup>. Хімічний склад кіскеїтів такий (%): С – 53–76, Н – 1–2, N – до 1, O – 7–9, S – 15–40. Їх зола багата на ванадій та нікель.

До каустобіолітів належать також такі мало розповсюджені утворення, як тухоліти, гунінокерити та альгарити.

**Тухоліти** – високометаморфізовані природні бітуми, багаті ураном або рідкісноземельними елементами. Вони мають підвищений вміст кисню, іноді сірки, зустрічаються у пегматитових жилах.

**Гунінокерити** – група нафтових мінералів, які виникли завдяки нетиповому вивітрюванню, що зумовлює утворення гуміноподібних речовин в умовах земної поверхні. Їх колір переважно бурий, трапляються різновиди від щільних до пухких. Гунінокерити практично нерозчинні в органічних розчинниках, розчини лугів забарвлюють у кавово-бурій колір. Вони зустрічаються у вигляді прожилок, витоків та кірки. Їх хімічний склад (%): С – 50–60, Н – 3–6, N – 1–2, S – до 12, O – до 33. Для гунінокеритів характерний дуже високий вміст кисню.

**Альгарити** – група мінералів, пов'язаних з вивітрюванням і бактеріальною переробкою високопарафіністих нафт та озокериту, які близькі до бітумів. Альгерити – це вуглеводно-білкова речовина жовтого, бурого або брунатного кольору. Хімічний склад їх такий (%): С – 42–66, Н – 4,5–8,5, N – 1,6–7,5, O – 34–37, S – 1–5. В умовах гарячого сухого клімату вони утворюють кірку на поверхні гірських порід. Очевидно муміє, що використовується у народній медицині, є одним із різновидів альгариту. В умовах вологого клімату альгарит – це чорна, в'язка, розчинна у воді маса. Трапляються альгарити поблизу родовищ озокериту (Карпати, Фергана, Каліфорнія).

**Горючі сланці** – глинисті, вапнисті або кременісті породи з 10–80 % органічної речовини (керогену). Вони здатні запалюватись навіть від сірника і при цьому мають специфічний запах смаленої гуми. Не оброблені реагентами горючі сланці під час нагрівання до 500 °С виділяють нафтоподібну смолу (дьоготь), підсмольну воду та горючі гази. Горючі сланці не вміщують у собі нафти і мають низький вихід природних бітумоїдів. Кероген утворився з водоростей та нижчих організмів, його склад залежить від умов утворення і коливається в широких межах (табл. 1.3). Густина керогену становить 950–1050 кг/м<sup>3</sup>.

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

Колір горючих сланців від світло-коричневого і жовтого до темно-коричневого і чорного. Здебільшого це щільна порода, переважно без запаху. У горючих сланцях часто зустрічаються дрібні прожилки та включення асфальтиту, озокериту й інших бітумів.

Таблиця 1.3

Склад керогену деяких горючих сланців

Назва сланців	Хімічний склад органічної речовини, %					Вихід сланцевої смоли (дьюгтю), %
	C	H	N	S	O	
Менілітові (Карпати)	67.6	7.1	0.5	3.9	20.9	19
Болтиські	76.8	9.9	0.9	1.2	11.2	-
Грін Рівер	76.5	10.0	0.6	2.6	10.3	-
Балхашит	76.0	11.3	1.0	0.6	11.0	65
Матаганський	78.6	10.8	2.6	0.6	7.3	62
Кукерсит	77.2	9.3	0.6	0.8	12.5	60
Волзькі	62.4	7.4	-	3.0	30.0	37
Підмосковські	72.2	8.7	0.8	3.0	15.3	46
Зоринські	72.1	7.7	1.7	0.5	18.0	22
Паризькі	72.6	7.9	2.1	4.9	12.4	-

Горючі сланці утворюються за умови достатньої кількості органічної речовини і неокисненого середовища, що забезпечує збереження органіки після відмирання та її перетворення на кероген. Такі умови характерні для мілких морів, що займають великі площі; озер; боліт і лагун; глибоководних морських басейнів зі специфічними умовами (наприклад, сірководневе середовище).

Вихід сланцевої смоли становить 10–75 % від вмісту органічного вуглецю  $C_{орг}$ . До 50 % одержаної смоли википає за температури до 300 °С. Серед них 30–50 % припадає на олефіни (ненасичені вуглеводні), яких немає у нафтах.

Загальні світові запаси горючих сланців оцінюються в  $6.5 \cdot 10^{15}$  т (ордовицькі кукерсити Естонії, кайнозойські озерні сланці Грін-Рівер штату Колорадо, палеогенові менілітові сланці Карпат і Болтиські сланці в Україні [2]).

У багатьох гірських породах міститься певна кількість органічних речовин. Найбільш збагачені органічним вуглецем ( $C_{орг}$ ) осадові породи. Кількість  $C_{орг}$  залежить від типу басейну, умов осадконагромадження, літологічного складу порід. Органічний вуглець домінує серед елемен-

тів, що складають органіку. Середній вміст  $C_{\text{орг}}$  становить (%): для глин – 0,9, алевритів – 0,45, пісковиків і карбонатів – 0,2, а максимальний досягає 5–10. Серед органічної речовини, що міститься в гірських породах, розрізняють нерозчинну частину (кероген) та розчинну (бітумоїди). Основним серед розсіяної органічної речовини є кероген, на частку якого припадає понад 80% від кількості цієї речовини.

**Бітумоїди** – речовини гірських порід, які розчиняються в органічних розчинниках (хлороформ, бензин, бензол, спиртобензол та ін.). У породі вони містяться у дисперсному стані. Цей термін був уведений М.Б. Вассоевичем [14] і означає бітумоподібний. Бітумоїд, сингенетичний даній породі, називають синбітумоїдом, а чужий для неї – епібітумоїдом. Дисперсно-розсіяні бітумоїди зустрічаються у відкладах всіх геологічних систем від докембрію до кайнозою, в осадових, метаморфічних і магматичних породах. На частку бітумоїдів зрідка припадає більше 10 % від загальної кількості органічних речовин у породах. Незважаючи на низький вміст бітумоїдів, їх загальна частка в осадових породах перевищує  $10^{13}$  т.

Серед бітумоїдів розрізняють два типи, які одержують: А – з гірської породи шляхом розчинення без попередньої обробки соляною кислотою; С – шляхом розчинення після попереднього відбору бітумоїду А та обробки гірської породи соляною кислотою. Використання різних розчинників для одержання бітумоїдів зумовлює їх неоднаковий вихід. Тому доцільно вказувати, за допомогою якого розчинника одержано бітумоїд. В Україні стандартним розчинником є хлороформ.

Вміст бітумоїдів у породах залежить від типу органічної речовини та ступеня її катагенетичного перетворення, а також від типу розчинника, подрібнення породи, температури екстрагування.

Вихід бітумоїду розраховують у відсотках до сухої породи або до органічної речовини (часто у перерахунку на  $C_{\text{орг}}$ ). Частку бітумоїду у розсіяній органічній речовині називають бітуміноїдним коефіцієнтом  $\beta$ . Елементний склад бітумоїдів (%): С – 75–85, Н – 6–12, S – до 6, N – до 4, O – до 13, відношення С/Н – 7–11.

Утворюватися бітумоїди у природі можуть по-різному і на різних стадіях літогенезу. Їх джерелом в осадках і породах переважно є захоронена жирова (ліпоїдна) органіка. Частина бітумоїдів може утворюватися, особливо на стадії діагенезу, за рахунок синтезу бактеріями та грибами нових порцій ліпоїдів. Ці бітумоїди є біогенними. У них відсутні легкі вуглеводні, характерні для бензиново-газової фракції нафти. Частина бітумоїду може потрапляти у породу за рахунок розсіювання нафти із покладів (вторинні бітумоїди).

Кількість бітумоїдів у породі залежить від кількості у ній органічних речовин. Середній вміст органічного вуглецю у стратисфері для різ-

них порід за даними М.А. Єременка становить (у кг на 1 м<sup>3</sup> породи): глинисті – 16–20; алевритисті – 8–10; піщані – 4–5; карбонатні – 4–5; середнє – 10–12,5. Такий розподіл продиктований законами седиментації. Органічний матеріал відкладається у застійних (малорухливих) водах аналогічно глинистим частинкам.

Бітумоїди – малі, але постійні компоненти органічних речовин усіх осадових гірських породах. Їх частка в органічних речовинах тим більша, чим менший вміст органічної речовини у породі. Тому для піщаних і карбонатних порід бітумоїдний коефіцієнт вищий, ніж для глинистих. Вивчення бітумоїдів та органічних речовин гірських порід дає змогу вирішувати ряд питань, пов'язаних з катагенетичними перетвореннями можливих нафтогазоматеринських порід.

Проблема походження каустобілітів взагалі і вуглеводнів зокрема є дуже важливою і складною і тому досі не вирішеною.

Раніше модель біогенного походження вуглеводнів не викликала сумніву, але починаючи з кінця XIX ст., завдяки успіхам класичної хімії, коли були синтезовані штучні сполуки С, О, Н, S, N та інших елементів, що входять до складу каустобілітів, з'явилися гіпотези про можливість їх абіогенного синтезу, включаючи нафту. Про це говорив навіть такий незаперечний авторитет у хімії, як Д.І. Менделєєв. Несподівано масштабний розвиток ця ідея отримала саме в Україні, де її розвивали академіки В.Б. Порфир'єв, Г.Н. Доленко, С.І. Субботін, а також Е.Б. Чекалюк, О.Ю. Лукін, О.Л. Кабишев та багато інших. Докази цих дослідників базувались як на теоретичному підґрунті [66, 67], так і на фактах знахідок родовищ нафти і газу у кристалічних породах схилів Українського і Воронезького щитів [31, 51]. Такі факти незаперечно свідчать про можливість утворення вуглеводнів абіогенним шляхом. Своєрідним підтвердженням цієї можливості є широка розповсюдженість вуглеводнів у космосі, зокрема наявність метанових атмосфер і навіть цілих вуглеводневих космічних тіл (зокрема Титану, супутника Сатурна).

Щодо походження метану в земній корі, то останнім часом з'явилось дуже багато свідчень абіогенного синтезу, принаймні його частини. Зокрема, це скупчення (аж до вибухів) шахтних вуглеводневих газів у магматичних сієнітових масивах, де неможлива ні контамінація ні міграція та проникнення біогенного газу [62], наявність надзвичайно потужних струменів холодного метану (так званих «метанових сипів») на дні Чорного та Норвезького морів [49]; ізотопний моніторинг газових джерел у сучасних вулканічних областях, в яких була зареєстрована періодична активізація викидів ендегенного СН<sub>4</sub> без будь-якого зв'язку з осадовими басейнами [17, 18]. Цікавими є та-

кож факти поновлення виснажених родовищ газу за рахунок глибинних підтоків. Всі ці факти дозволяють неоднозначно сприймати класичну біогенну теорію походження вуглеводнів, хоча треба мати на увазі, що і методи пошуків, і оцінки запасів вуглеводнів поки що базуються тільки на цій «класичній» парадигмі.

## РОДОВИЩА НАФТИ І ГАЗУ

Відомо, що гірські породи можуть вміщувати в собі рідини і газу, які заповнюють пустоти в породах, подібно до того, як це відбувається під час насичення піску водою. На відміну від води, яка заповнює всі пустоти в гірських породах до самих менших, нафта і газ переважно займають тільки більші за розміром пустоти. Ці явища пов'язані з різницею між змочуваністю і величиною поверхневого натягу.

**Колектори** – це гірські породи, які здатні вміщувати в собі нафту, газ, воду і в яких можливе їх переміщення. Вони характеризуються двома основними параметрами: *пористістю* та *проникністю*.

Пористість прийнято розділяти на загальну і відкриту.

Загальна пористість – це об'єм усіх пустот в породі, включаючи пори, каверни, тріщини, пов'язаних і не пов'язаних між собою.

Відкрита (ефективна) пористість – це об'єм усіх пустот в породі, пов'язаних між собою. Вона не включає ізольовані пори та ті, в яких неможливе переміщення флюїдів.

Важливим параметром є проникність – здатність порід пропускати крізь себе рідини і газу. Всі гірські породи певною мірою проникні, абсолютно непроникних порід не існує, але умовно породи поділяють на проникні й непроникні. До останніх належать такі породи, які практично не пропускають рідини та газу.

У природних умовах весь поровий простір заповнений водою, нафтою або газом. Ступінь його насичення флюїдами визначається коефіцієнтами водо- ( $K_B$ ), нафто- ( $K_H$ ) і газонасичення ( $K_G$ ), які є відношеннями об'єму порового простору, зайнятого водою, нафтою, або газом до загального об'єму:

$$K_B = \frac{V_B}{V_{\text{пор}}}, \quad K_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}}, \quad K_G = \frac{V_G}{V_{\text{пор}}},$$

де:  $V_B, V_H, V_G$  – об'єм зайнятий водою, нафтою і газом;  
 $V_{\text{пор}}$  – об'єм порового простору

З умов заповнення порового простору випливає, що

$$K_B + K_H + K_G = 1$$

тобто, в породі завжди присутня одна, дві або три фази. Коефіцієнт повністю водонасиченої породи  $K_B=1$  або 100 %.

У нафтогазонасичених породах завжди присутня вода. Це зумовлено тим, що нафта чи газ потрапляють в породу, пори якої були заповнені водою, не здатні повністю її витиснути, і частина води залишається в пористому середовищі. Її найчастіше називають *залишковою*, *зв'язаною* або *захороненою* в нафтогазонасичених породах.

Найчастіше колекторами нафти і газу бувають піски, пісковики, вапняки і доломіти (понад 95 %), рідше – ангідрити, сланці, тріщинуваті магматичні породи тощо.

Практично непроникні для нафти і газу породи, які перешкоджають їхнім перетокам угору по розрізу, називають *породами-покришками* або *флюїдоупорами*.

У земній корі нафту, газ і воду вміщують породи-колектори, які частково чи повністю обмежені слабопроникними породами. Такі колектори є *природними резервуарами* нафти, газу і води [10], де можливе їх переміщення, особливості якого зумовлені співвідношенням порід-колекторів і слабопроникних порід. За формою і умовами виникнення колектори поділяють на три типи: пластові, масивні та неправильної форми, літологічно обмежені з усіх сторін.

Не всі природні резервуари, які існують в земній корі, можуть бути заповнені нафтою чи природним газом. Переважна більшість їх заповнені водою. Нафта і газ, потрапивши в природний резервуар, заповнений водою, намагаються піднятися вгору за рахунок різниці в густині між нафтою, газом і водою. Це переміщення відбувається доти, доки нафта чи газ не зіткнуться з якоюсь перешкодою, потраплять у пастку, чому подальше переміщення вгору стає неможливим.

*Пастка* є частиною природного резервуару, яка забезпечує уловлювання й утримання нафти чи газу, які надходять у резервуар, де встановлюється рівновага між нафтою, газом і водою. В пастках діють сили гравітації, розподіл нафти, газу і води відбувається за їх густиною (рис. 1.6). Може відбуватися деякий рух води, але він не порушує рівновагу, інакше нафта і газ перейдуть в інше місце, тобто пастки як такої не існуватиме.

Комплексом порід з нафто- або газонасиченими пластами, який містить породи-колектори і не колектори є *нафтогазонасна світа*. У розрізі окремих нафтогазонасичених районів може бути декілька світ, розділених частинами розрізу, де відсутні нафтогазонасні пласти.

*Поклад* – окреме локальне скупчення нафти і газу в земній корі, яке контролюється пасткою, частина порового простору якої заповнено нафтою або газом. Як правило, нафта і газ утворюють суцільну фазу в межах пастки. Цим вони відрізняються від проявів, де нафта і газ утворюють незначні скупчення, займаючи окремі ділянки в пустотному просторі, де не існує чіткого розподілу газу, нафти та води

за густиною згідно із законом гравітації та капілярних явищ. У покладах цей розподіл досить виразний. Нафтогазопрояви пов'язані не тільки з породами-колекторами, але й з породами-напівпокришками.

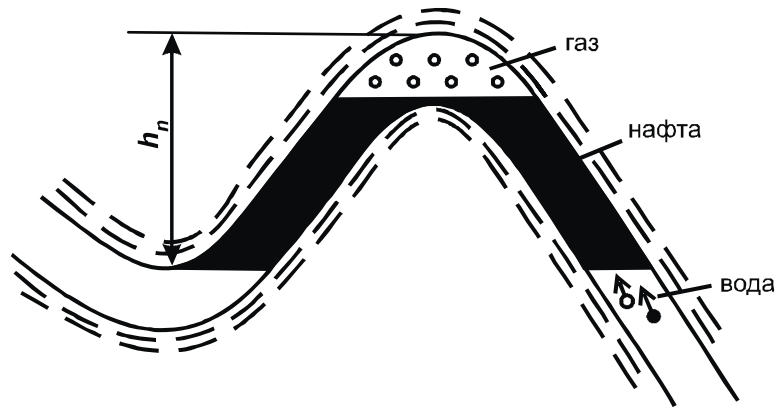


Рис. 1.6. Схема вловлювання газу і нафти в пастці

За фазовим станом та якісним складом (кількісне співвідношення нафти, газу і конденсату) поклади поділяють на типи:

- *газові* – складаються в основному з метану;
- *газоконденсатні* – вміст конденсату  $> 50 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ;
- *газові та газоконденсатні з нафтовою облямівкою* – нафти до 20 % об'єму покладу;
- *газонафтові* – нафти 20–50 % об'єму покладу;
- *нафтові з газовою шапкою* – нафти  $> 50$  % об'єму покладу;
- *перехідного стану* – співвідношення нафта – газ близьке до 1;
- *нафтові, багаті розчиненим газом* – вміст газу  $> 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- *нафтові, бідні розчиненим газом* – вміст газу  $< 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- *нафтоводяні* – вільна вода присутня по всьому покладу;
- *газоводяні* – водонасиченість більша за газонасиченість;
- *газогідратні (газотверді)* – кристалічна речовина з виглядом снігу;
- *нафтотверді* – високов'язка нафта та тверді бітуми.

Класифікація покладів враховує їх геологічну будову, типи резервуарів, пасток, форму нафтонасиченого тіла тощо [9]:

**I. Пластові:**

1. *Склепінні*: а – непорушені; б–в – порушені розривами (б), діапірами (в).

2. *Екрановані*: а) тектонічно; б) стратиграфічно; в) літологічно; г) епігенетично; д) капілярно (гідралічно); е) діапіром.

**II. Масивні:**

1. *Склепінні*: а) в структурних; б) в ерозійних; в) в рифогенних виступах.

## **Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу**

---

---

2. *Екрановані*: а) тектонічно; б) стратиграфічно; в) літологічно (фаціально).

III. **Обмежені з усіх боків**: а) непроникними породами; б) водонасиченими породами (капілярно-екрановані з усіх боків); в) частково водонасиченими, частково непроникними породами.

IV. **Комбіновані**.



### Класифікація родовищ нафти і газу

**Родовище** – це структурно-відокремлена ділянка земної кори, з якою закономірно пов'язані один або більше покладів нафти і газу. Як правило, поклади пов'язані з одним структурним елементом і розташовані в межах однієї площі. Термін "родовище" охоплює не тільки сукупність покладів, а й усю товщу порід, що беруть участь у будові даної ділянки земної кори. Трапляються випадки, коли важко просторово відокремити одне родовище від іншого. Термін "родовище" не зовсім відповідає за змістом самому поняттю родовища як місця утворення чи народження. Нафта і газ можуть утворюватись і далеко за межами родовища, переміщуючись упродовж деякого часу на значні відстані від місця утворення. Деякі автори робили невдалі спроби замінити цей термін на поняття "місце скупчення нафти і газу". Небажано також вживати термін "родовище вуглеводнів" як синонім терміну "родовище нафти і газу", оскільки нафта і газ складаються не тільки з вуглеводневих компонентів [1, 33, 34, 40, 42, 54, 55, 63].

Родовища нафти і газу можуть складатися з одного чи декількох покладів. Існують родовища, де нараховується більше сотні покладів (наприклад, Болівар у Венесуелі). В родовищі можуть міститися як газові, так і нафтові поклади, тому за фазовим станом вони поділяються на *газові, нафтогазові та нафтові*. Газові родовища, багаті на конденсат, називають *газоконденсатними*, але не слід забувати, що в пластових умовах конденсат перебуває в газовій фазі. В назві типу родовища на перше місце ставиться компонент, що має меншу величину запасів (наприклад, газонафтове родовище – переважає нафта, нафтогазоконденсатне – переважає газ з конденсатом).

Важливим параметром є величина запасів нафти (млн т) і газу (мрд м<sup>3</sup>), за якими родовища поділяються на: невеликі – до 10, середні – 10–50, великі – 50–100, величезні – 100–500, гігантські – 500–1000, унікальні – понад 1000.

Перші спроби класифікації нафтогазоносних площ (родовищ) були зроблені американським геологом Ф.Г. Клапом в 1910–1930 рр., пізніше в цьому напрямку працювали Е. Блюмер, В.Г. Лілей, І.М. Губкін, В.Б. Вільсон, М.В. Абрамович, І.О. Брод, М.А. Єрмоєнко, А.І. Леворсен та ін. Провідним фактором утворення родовищ є тектонічний, тому більшість класифікацій використовує особливості геотектонічної позиції родовищ, їх структурних форм і генезису.

Зазвичай виділяють три основні класи родовищ: платформних, складчастих і перехідних областей [20–22, 26, 37, 47, 58].

Для *платформних родовищ* нафти і газу характерні невеликі кути падіння порід; незначна кількість диз'юнктивних порушень; зв'язок з розлогими антиклінальними складками (куполоподібними, брахіантиклінальними) часто неправильної форми; велика кількість дрібних малоамплітудних піднять площею в декілька квадратних кілометрів; широке розповсюдження карбонатних комплексів, у тому числі рифогенних; присутність галогенних і сульфатних товщ з проявами соляного діапїризму; наявність літологічних і стратиграфічних пасток; наявність покладів масивного типу; сірчаний тип нафт; нормальні градієнти тисків і температур тощо. Нафтогазоносні площі платформ вміщують понад 90 % світових запасів нафти і газу, часто до них приурочені унікальні за запасами родовищ нафти і газу.

Для *родовищ складчастих областей* характерні значні кути падіння порід; велика кількість диз'юнктивних порушень; зв'язок з лінійно витягнутими та брахіантиклінальними складками; часті прояви глинистого і соляного діапїризму, грязьового вулканізму, соляної тектоніки; переважно теригенний склад вмісних порід; широкий розвиток пластових склепінєвих та тектонічно-екранованих покладів, підпорядковане значення масивно-пластових; малосірчаний тип нафт, їх однорідний склад; часто – аномально високі пластові тиски тощо. Зазвичай герметичність покришок та екранів у верхніх частинах розрізу незначна, що призводить до виникнення великої кількості поверхневих нафтогазопроявів. У складчастих областях кількість нафтових покладів переважає над газовими; родовища переважно малі та середні за запасами, мають складну багатоярусну будову.

*Перехідні області* – це крайові прогини, що відокремлюють платформи від складчастих областей і займають проміжне положення між ними. Перехідні області поділяються на зовнішню і внутрішню зони.

Зовнішня зона, що прилягає до платформи, характеризується наявністю пологих складок, малою кількістю тектонічних порушень, невеликою інтенсивністю тектонічних рухів тощо.

Внутрішня зона, що прилягає до складчастої області, характеризується інтенсивною дислокованістю із значним впливом горизонтальних тектонічних рухів. Зони мають не тільки різну структуру, але й виникли у різний час, що призвело до наявності різновікових нафтогазоносних товщ в їх межах та особливостей нафтогазоносності.

За структурними формами і генезисом виділяють типи родовищ:

- **антиклінальних піднять:** нормальних; захоронених; безкоренєвих; ускладнених;
- **насунених покривів;**
- **монокліналей і гомокліналей:** зон розломів та інших структурних ускладнень; зон виклинювань; зон стратиграфічних незгідностей;

- **рифогенних і ерозійних виступів;**
- **синклінальних прогинів.**

Існує немало прикладів, коли в межах складного родовища зустрічаються елементи різних типів. Такі родовища є комбінованими, за бажанням їх можна виділити в окремий класифікаційний тип.

**Родовища антиклінальних піднять** (рис. 1.7) найбільш поширені, відомі в усіх нафтогазоносних регіонах світу, як у складчастих, так і в платформних умовах, вміщують основну частину розвіданих світових запасів нафти і газу. Характерними типами покладів є пластові склепінні та масивні. Форми складок можуть бути різноманітними, від простих антиклінальних і куполоподібних до складок дуже складної конфігурації з різними видами порушень та ускладнень.

*Родовища нормальних антиклінальних піднять* є найпростішими серед цього типу родовищ. Це антиклінали, які простежуються від поверхні до значних глибин, наскрізні, або відроджені підняття. Вони поділяються на дві підгрупи: *непорушених* і *порушених* піднять. Перші проявлені в платформних умовах, рідше – у складчастих. Це куполоподібні підняття, де є декілька покладів, переважно пластових склепінних або масивних. Родовища-гіганти пов'язані з великими валоподібними підняттями. Другі характерні для складчастих і перехідних областей. Крім склепінних, присутні тектонічно-екрановані та масивно-пластові поклади. В більшості випадків структурні плани окремих горизонтів або збігаються, або дещо зміщені. Такі зміщення можуть бути істотними тільки у разі значних перерв в осадконагромадженні чи за різкої зміни літофаціального складу порід.

*Родовища захоронених антиклінальних піднять* характерні для платформ, де під інтенсивно дислокованими породами верхнього комплексу незгідно залягають слабодислоковані породи нижнього комплексу з малими кутами падіння або навпаки. Це можуть бути підняття, перекриті насувами, або поверхнею стратиграфічних незгідностей, наприклад, Лопушнянське родовище на Прикарпатті (рис. 1.8), Східно-Саратське в Одеській області (рис. 1.9).

*Родовища безкореневих антиклінальних піднять* дещо схожі з описаними вище. Вони не проявлені ні у верхніх горизонтах, ні у нижніх, що може обумовлене тектонічними факторами або нерівномірним ущільненням різних за складом порід. Це переважно малоамплітудні підняття, які містять один або декілька покладів і частіше трапляються у межах платформ, ніж у складчастих областях.

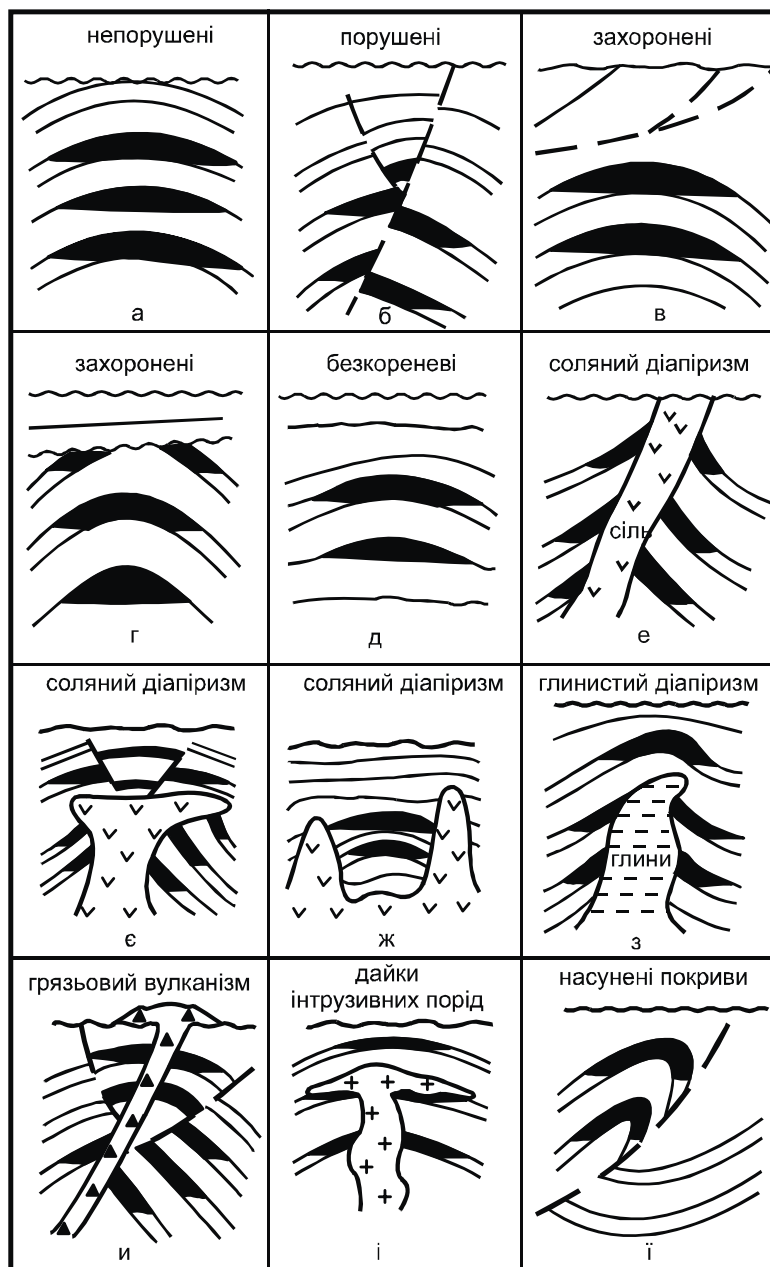


Рис. 1.7. Родищища нафти і газу антиклінальних піднять  
 Нормальних (а–д); ускладнених (е–і); насунених покривів (ї)

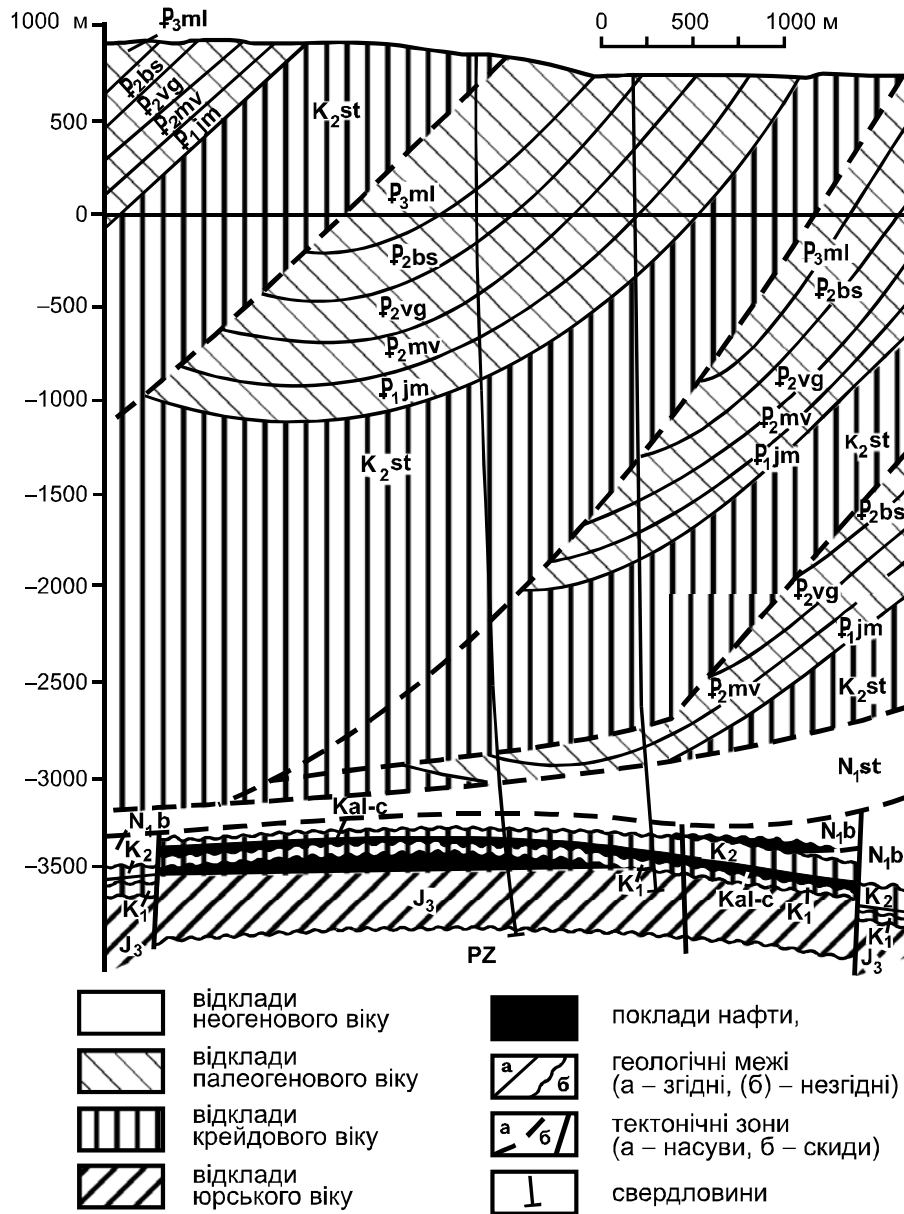
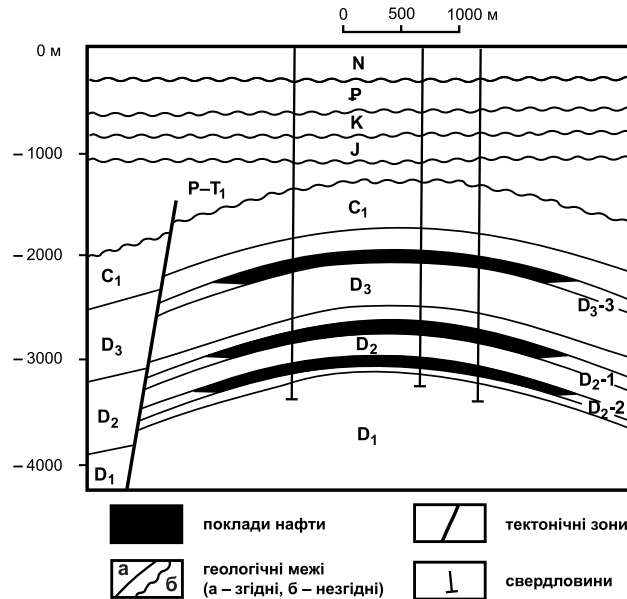


Рис. 1.8. Геологічний розріз Лопушнянського нафтового родовища (Чернівецька область, Прикарпаття, за Р.Т. Трушкевичем, 1994 р.)



**Рис. 1.9. Геологічний розріз Східно-Саратського нафтового родовища (Одеська область), (за Б.М. Полухтовичем, 1990 р.)**

Родовища ускладнених антиклінальних піднять поділяють на: ускладнені соляним та глинистим діапїризмом, грязьовим вулканізмом, дайками або трапами вивержених порід. Найбільш розповсюджені родовища, ускладнені соляним діапїризмом, в результаті якого утворився соляний шток або роздуття. Виділяються *відкриті діапіри*, де ядро протикання досягло чи майже досягло денної поверхні, і *кріптодіапіри*, де ядро розташовано на глибині і прориває тільки частину залягаючих вище порід, а інші трохи піднімає (рис. 1.10, 1.11). Найчастіше шток розташований у центральній частині підняття, інколи – у периклінальній. Коли обидві перикліналі або крила складки ускладнені штоками, виникають міжкупольні (міжштокові) антиклінальні структури, з якими пов'язані родовища міжкупольних (міжштокових) піднять. Ядро діапіру може мати витягнуту форму, коли сіль підіймається вздовж розлому, або ізометричну штокоподібну форму, іноді з дашком з одного боку або навколо штоку. Все це призводить до екранування пластів-колекторів і утворення в них покладів нафти і газу. В кріптодіапірових структурах поклади переважно містяться у пластах, зібраних в антиклінальну складку, розташовану над штоком (діапіром). Родовища, пов'язані з соляно-діапіровими структурами, відомі в Дніпровсько-Донецькій, Прикаспійській, Мексиканській западинах, Рейнському і Північноморському грабенах, Передкарпатському (Румунія) і Закарпатському прогинах та інших районах світу.

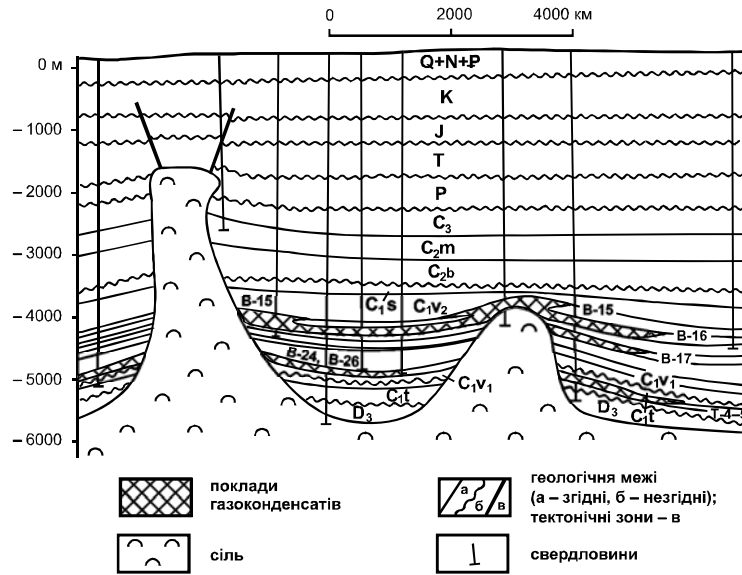


Рис. 1.10. Геологічний розріз Клинсько-Краснознаменського газоконденсатного родовища (за М.М. Брягідою та Т.Г. Литвинюком, +1998 р.)

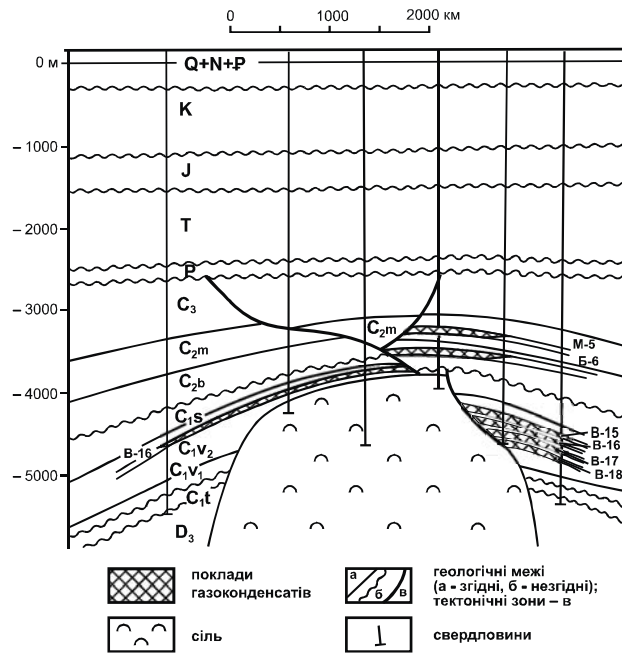


Рис. 1.11. Геологічний розріз Скоробогатьківського газоконденсатного родовища (за П.М. Чепелем та Т.П. Ісаєвою)

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

Останніми роками виявлено поклади під соляними штоками, де породи зібрані в антиклінальні складки. В деяких випадках вони містяться не під штоком, а зміщені, як у родовищі Вест-Соул (рис. 1.12). Родовища між штоками виявлено в Прикаспійській западині – це Карачаганацьке родовище (рис. 1.13). Часто породи над штоком ускладнені тектонічними порушеннями, а в центральній частині спостерігається грабен просідання, що виникає внаслідок вилуговування солей пластовими водами. На місці вилуговування залишаються слабгорозчинні породи (наприклад, гіпси, ангідрити), в яких утворюється пустотний простір і виникають поклади, приурочені до кепроку, як зветься ця гіпсо-ангидритова шапка штоку. Такого типу поклад виявлено у брекчії Роменського соляного штоку (рис. 1.14).

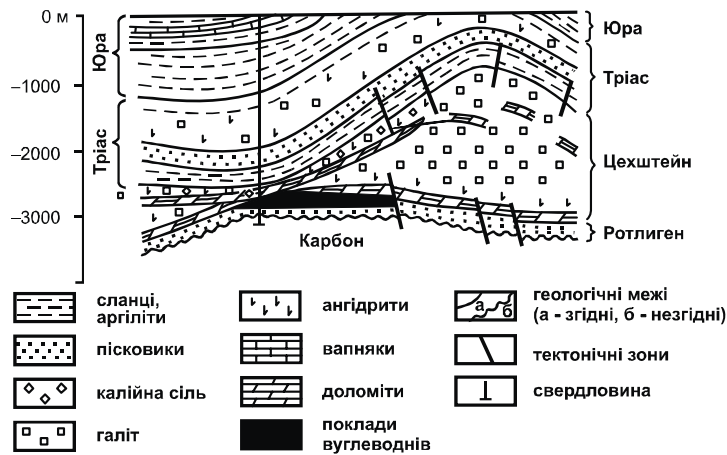


Рис. 1.12. Геологічний розріз родовища Вест-Соул (за Kent, Walmsley, 1970)

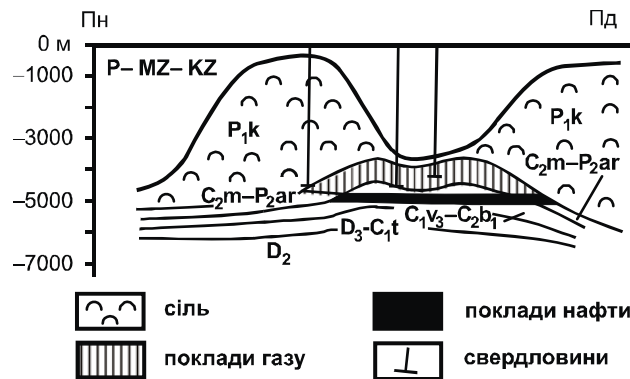




Рис. 1.13. Геологічний розріз Карачаганацького родовища

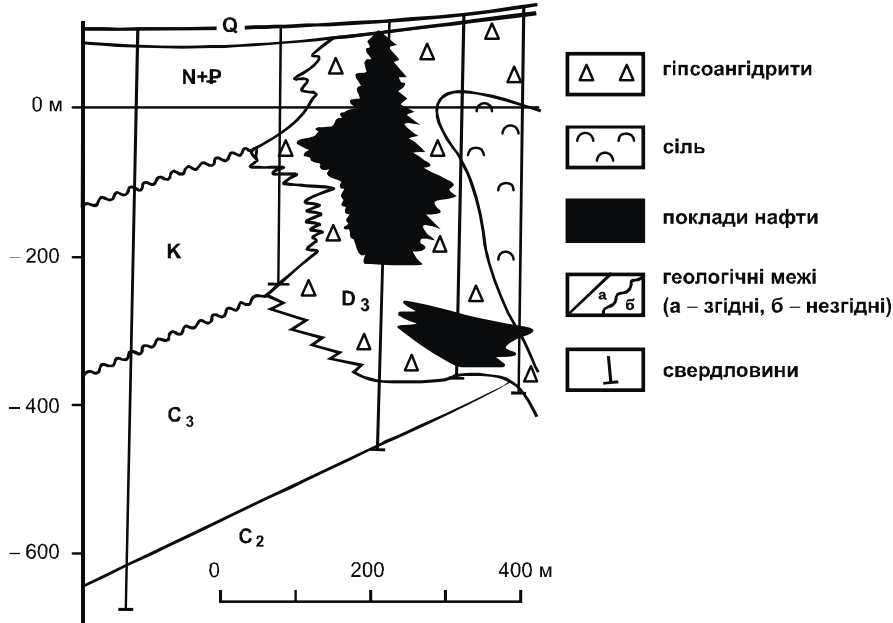


Рис. 1.14. Геологічний розріз Роменського нафтового родовища (за В.І. Мясниковим, 1998 р.)

У розрізі ДДЗ присутні солі девонського і нижньопермського віку. При цьому девонська сіль, проткнувши залягаючі вище породи, з'єднується з нижньопермською і порушує її залягання. Це створює грибоподібні структури, які нерідко впливають на розподіл та характер покладів (рис. 1.15). У таких родовищах переважають пластові склепінні й екрановані поклади, інші типи зустрічаються рідше.

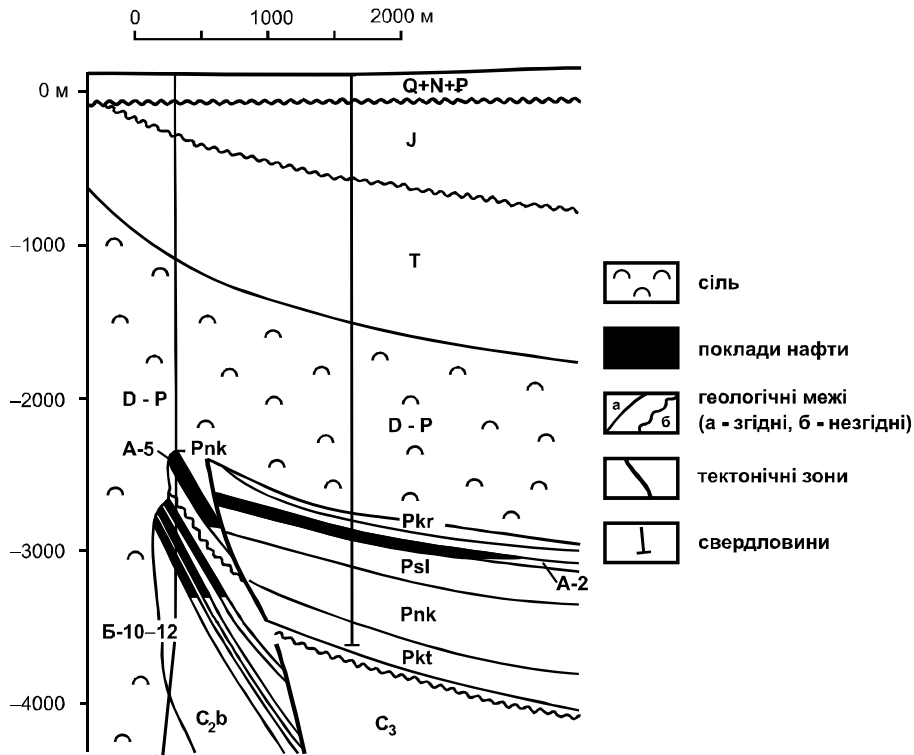
Глинистий діапїризм, порівняно із соляним, поширений не так часто але відомий в багатьох регіонах світу. Пластичні глинисті маси рухаються внаслідок дії геостатичного та геодинамічного тисків. Цьому сприяє висока водо- та газонасиченість глин. Сприятливі умови глинистого діапїризму існують в районах молоді складчастості, де відбувалося швидке занурення гірських мас при тектонічних рухах.

Складки з проявами глинистого кріптодіапїризму мають дуже різноманітну форму, часто тектонічного порушені. Приклади таких родовищ є в Краснодарському краї Росії.

Найбільш поширеним є глинистий діапїризм відкритого типу з явними ознаками грязьового вулканізму. Грязьові вулкани на поверхні часто представлені горбами у формі зрізаного конуса заввишки до

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

400 м, які складені грязьовулканічною брекчією. Невеликі вулкани заввишки до 50 м називають *грязьовими сопками*. З кратера вулкана виділяються горючий газ, вода, іноді з плівкою нафти, грязь. Під час активізації грязьові вулкани викидають величезну кількість матеріалу, у тому числі газ, який іноді загоряється, утворюючи вогняні стовпи. Природа цього вулканізму до кінця не з'ясована, він відбувається за наявності товщ пластичних глин, високих тисків, газу та нафти.

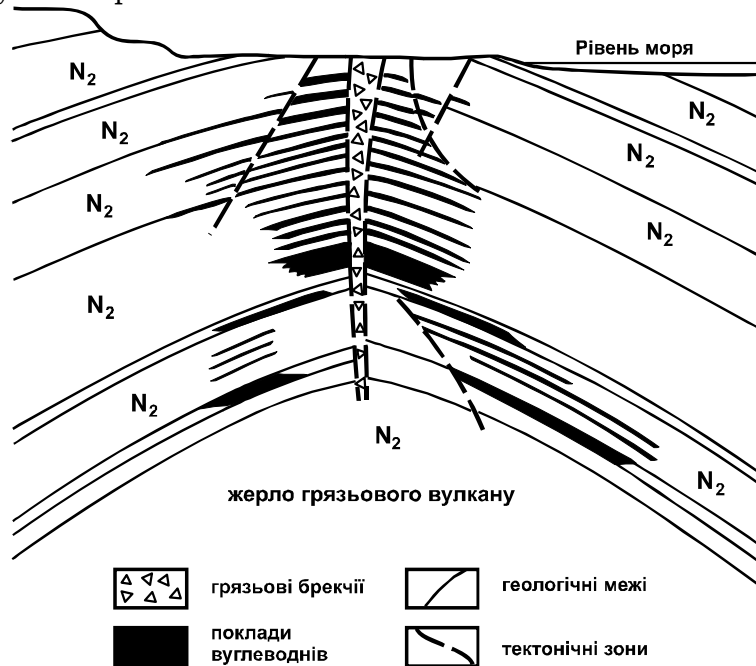


**Рис. 1.15. Геологічний розріз Чутівського нафтового родовища (за В.П. Ляшенком, 1998 р.)**

Грязьові вулкани розташовані на склепіннях та їх крилах, порушених розломами, приурочені до асиметричних складок. Еруптивні апарати пронизують нафтогазоносні товщі, їх жерла є провідниками тепла з нижніх горизонтів у верхні.

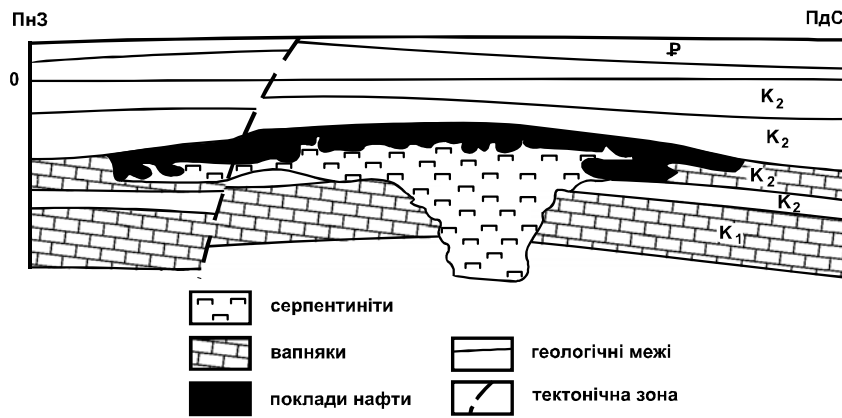
Грязьові вулкани розвинуті в молодих альпійських складчастих системах, які є одночасно і нафтогазоносними районами. Такі вулкани є в Азербайджані, де з ними пов'язані такі великі родовища, як Балахани, Сабунчі, Рамана, Бібіейбат (рис. 1.16), Локбатан, Карадаг, в За-

хідній Туркменії, Східній Грузії, на Таманському півострові, о. Сахалін, Сицилії, в Румунії, США, Індонезії, Тринідаді, в Україні – на Керченському півострові.



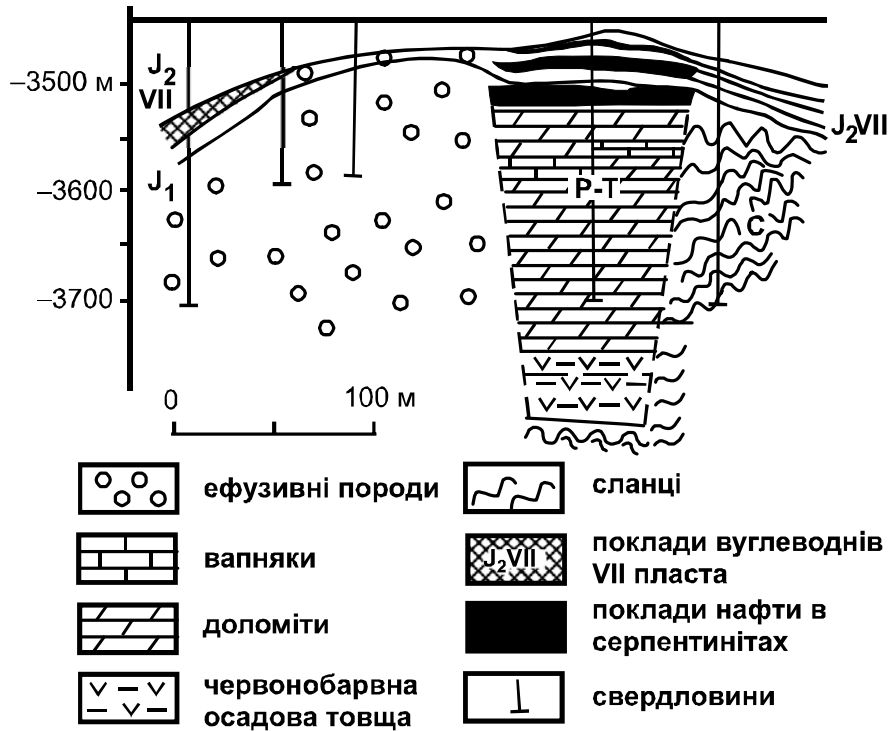
**Рис. 1.16. Геологічний розріз родовища Бібіейбат (Азербайджан), (за А.А. Якубовим, А.А. Алізаде, М.М. Зейналовим, 1971 р.)**

Менше розвинені родовища, пов'язані з антиклінальними підняттями, які ускладнені інтрузіями вивержених порід. Так, у Техасі (США) були відкриті лінзоподібні пористі тіла, наповнені нафтою, у верхній частині серпентинітів (рис. 1.17).



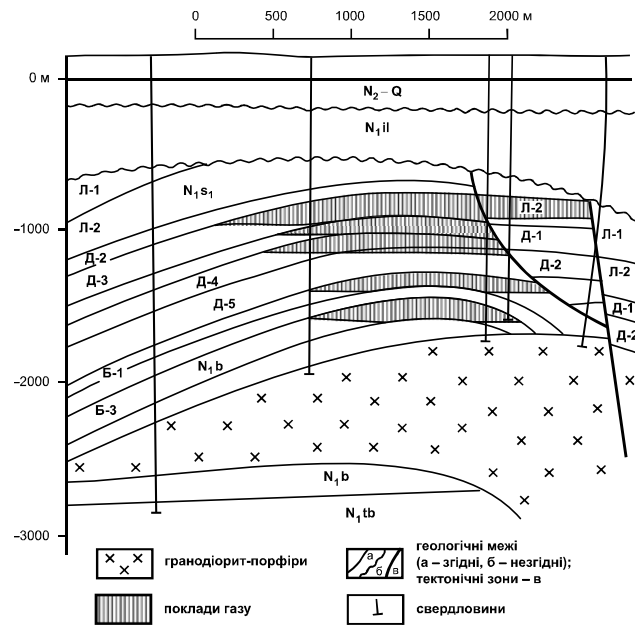
**Рис. 1.17. Схематичний геологічний розріз родовища Літтон-Спрінгс**

Подібні родовища є на Кубі, в Мексиці, Росії, в Україні – в Закарпатті, в Передкавказзі (рис. 1.18). Вірогідно, що утворення таких родовищ зумовлене укорінням вивержених порід в осадову товщу, що створює умови для виникнення пластових, тектонічно- і літологічно-екранованих покладів за умови зміни порід під дією інтрузії.

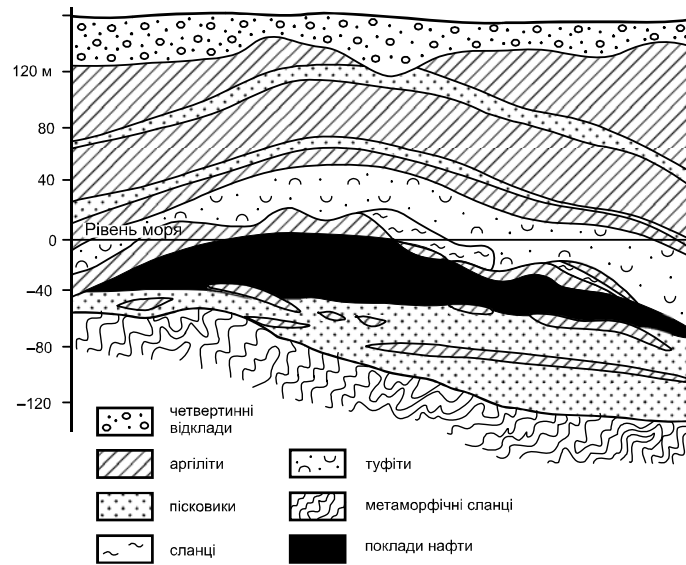


**Рис. 1.18. Геологічний розріз Урожайного родовища (Передкавказзя), (за В.Ф. Марковим, 1971)**

Можливе також виникнення склепінних покладів над інтрузіями (рис. 1.19). Сприятливі для цього умови виникають у структурах, де відбувався рух магми по системі розломів. В деяких випадках вивержені породи можуть стати породами-покришками. Подібне явище характерне для Ярезького родовища, поблизу м. Ухта (Росія), де нафтоносні пісковики перекриті товщею туфіто-діабазових порід потужністю понад 40 м (рис. 1.20).

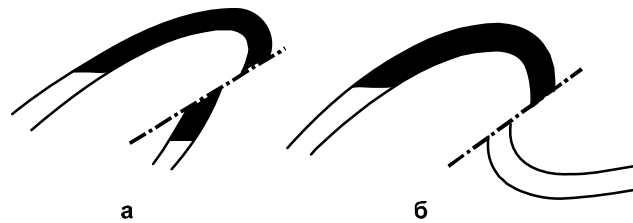


**Рис. 1.19. Геологічний розріз Русько-Комарівського газового родовища  
(за М.М. Андрейчуком, 1989 р.)**



**Рис. 1.20. Геологічний розріз Ярезького родовища (Росія)**

**Родовища насунених покривів** часто розташовані в складчастих областях і передгірських прогинах і надзвичайно рідко – в платформних областях. Існує два основних типи родовищ: *пластові склепінні* та *пластові тектонічно-екрановані* (рис. 1.21). Інші типи покладів за таких умов залягання трапляються зрідка. Типовими є родовища складчастих Карпат і Передкарпатського прогину, де розвинено декілька ярусів складок, насунених один на один, наприклад, Бориславське (рис. 1.22), Північно-Долинське (рис. 1.23).



**Рис. 1.21. Типи родовищ під насувами**

а – пластові склепінні; б – пластові тектонічно-екрановані

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

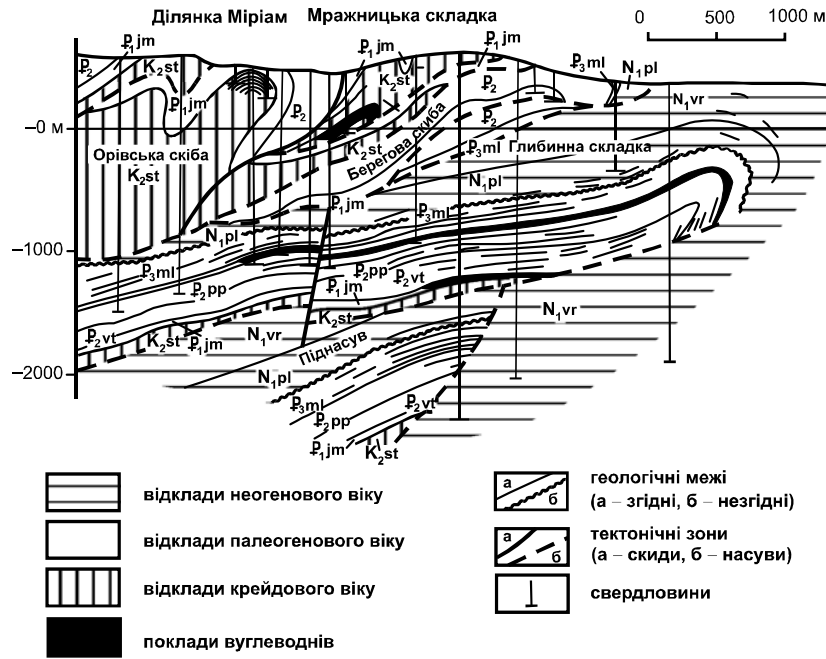


Рис. 1.22. Геологічний розріз Бориславського нафтогазоконденсатного родовища (за Н.Р. Ковальчуком, 1978 р. і М.Я. Вулем, 1994 р.)



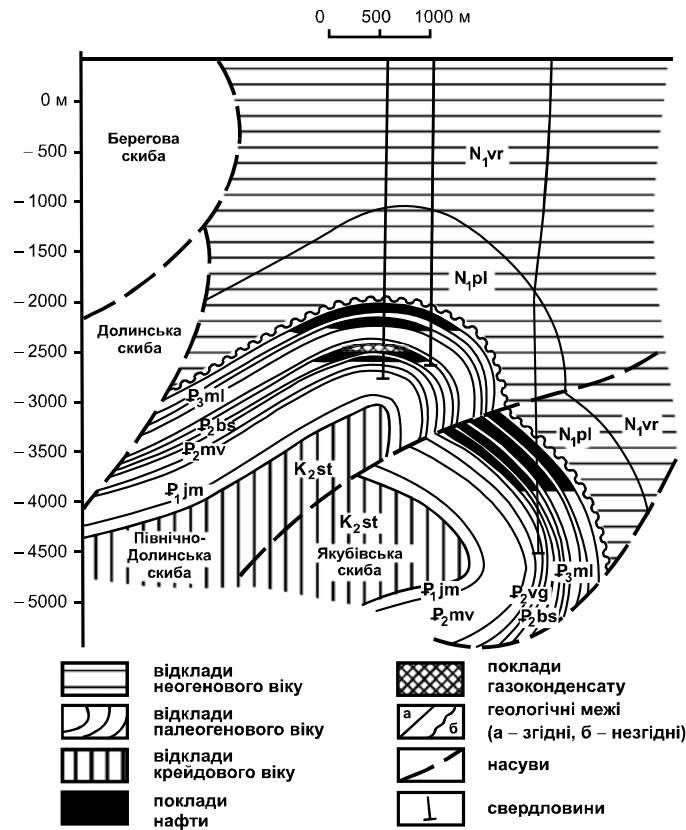


Рис. 1.23. Геологічний розріз Північно-Долинського нафтогазоконденсатного родовища (за А.П. Дідик, 1989 р. і М.Я. Вулем, 1994 р.)

**Родовища нафти і газу в монокліналях і гомокліналях** трапляються в різних геотектонічних умовах, там, де породи залягають моноклінально. Якщо нахил пластів витриманий на значній території, то це гомокліналь. Серед родовищ виділяють три підгрупи (рис. 1.24).



Рис. 1.24. Родовища монокліналей, пов'язані із зонами розломів, виклинювання, стратиграфічних незгідностей

## Розділ 1. Загальні проблеми геології нафти і газу

Родовища, пов'язані із зонами розломів та інших структурних ускладнень приурочені до зон перетину різноспрямованих розломів, флексур, структурних носів. Пастки для нафти і газу виникають внаслідок екранування розломами або комбінації інших видів екранування (гідравлічного, літологічного). При цьому виникають переважно тектонічно-екрановані поклади, наприклад, Північногубівське родовище (рис. 1.25).

Родовища, пов'язані із зонами виклинювання пластів-колекторів контролюються зміною літологічного складу порід. Переважають пластові літологічно-екрановані поклади, наприклад, Волошківське (рис. 1.26) та Приазовське (рис. 1.27) родовища. Іноді трапляються поклади, літологічно обмежені з усіх сторін, наприклад, Шереметівське родовище в Передкарпатському прогині (рис. 1.28). Це, зокрема, "рукавоподібні" поклади в руслових відкладах із зонами перекристалізації або доломітизації вапнякових товщ.

Родовища, пов'язані із зонами стратиграфічних незгідностей контролюються поверхніми незгідності, перекриті молодшими і непронижними породами, наприклад, родовище Мідуй-Сансет (рис. 1.29).

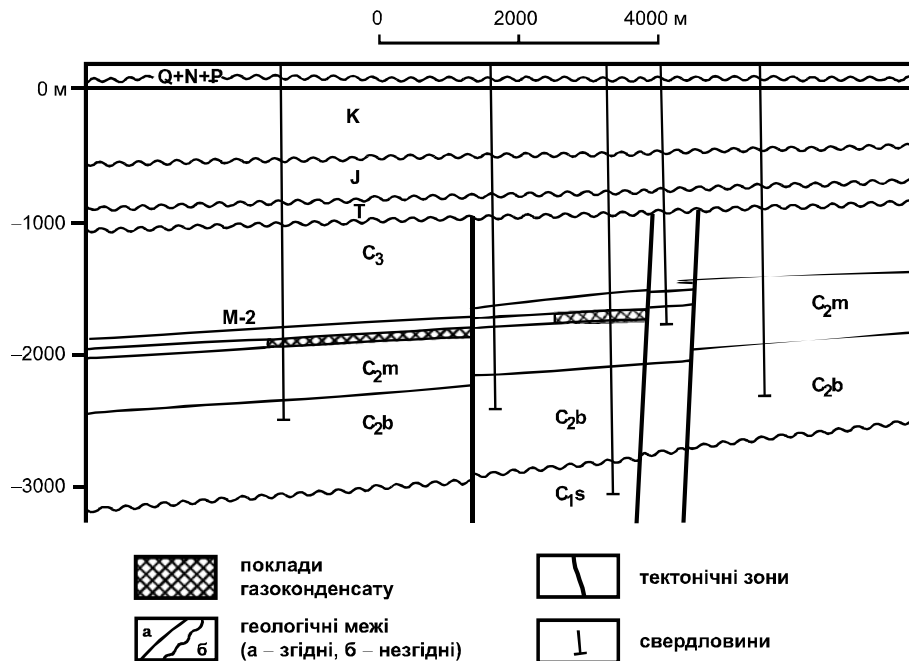


Рис. 1.25. Геологічний розріз Північногубівського родовища (за І.А. Сафонкіною)

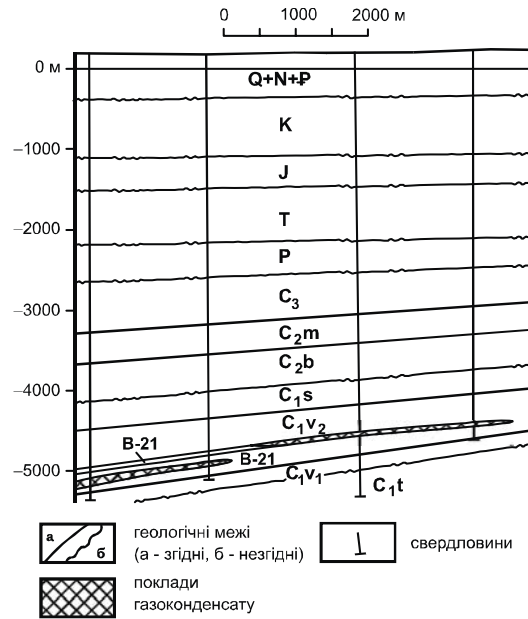


Рис. 1.26. Геологічний розріз Волошківського родовища (за В.Я. Клепіним)

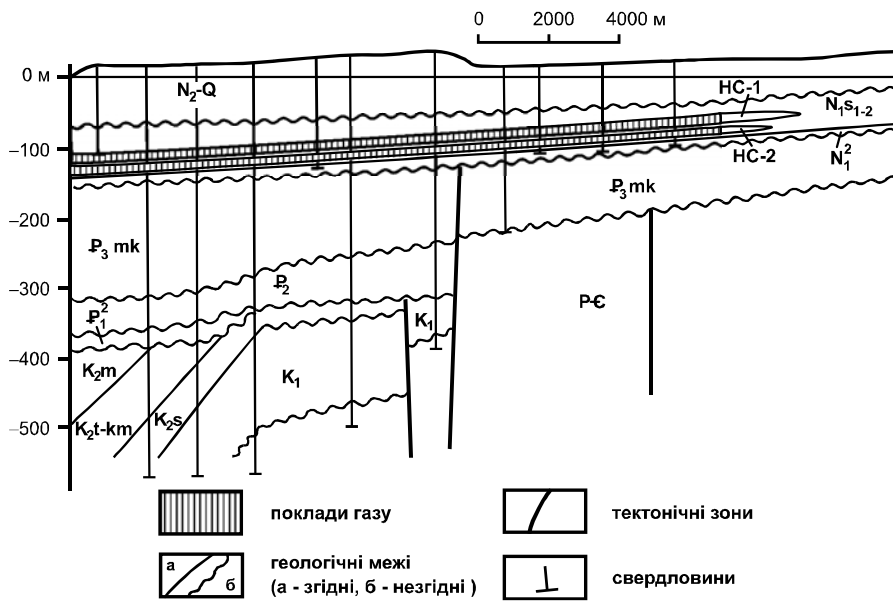
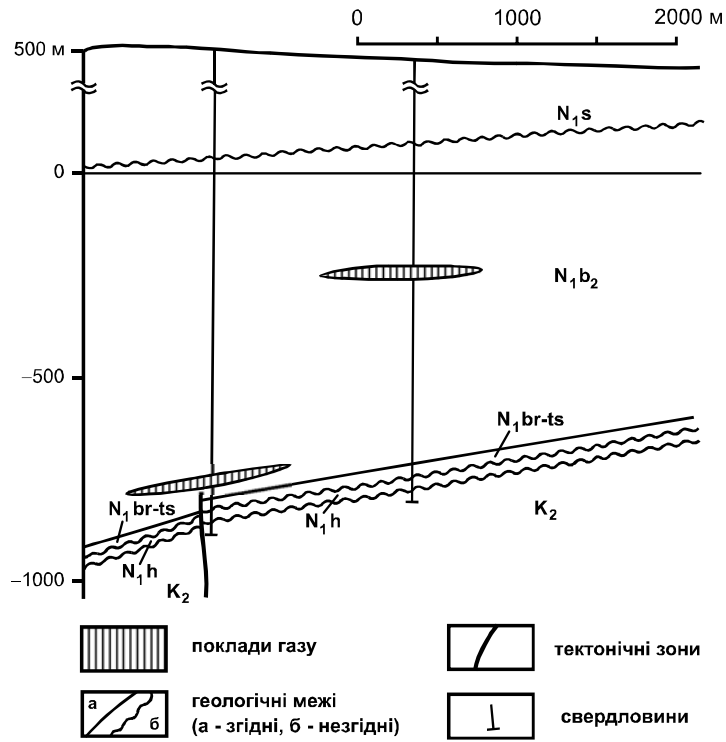
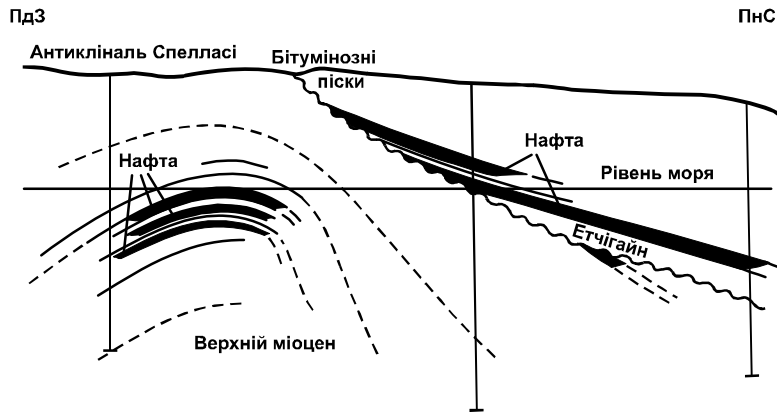


Рис. 1.27. Геологічний розріз Призовського родовища (за С.М. Захарчуком, 1986 р.)



**Рис. 1.28. Геологічний розріз Шереметівського родовища (за Б.К. Музикою, 1988 р.)**



**Рис. 1.29. Схематичний геологічний розріз родовища Мідуйей-Сансет**

**Родовища у рифогенних і ерозійних виступах** (рис. 1.30). Серед них переважають родовища рифогенних виступів, де сконцентровані значні запаси нафти і газу. Їх пастками слугують в основному рифові масиви, зрідка позарифові та передрифові фації (шлейфи). Внаслідок занурення та захоронення рифу в товщах порід, що його перекривають, виникають структури облікання, в яких можуть бути пастки склепінного типу. Подекуди рифи розвинуті і на антиклінальних підняттях, тому в окремих випадках під рифовими масивами можуть виникати сприятливі умови для існування покладів.

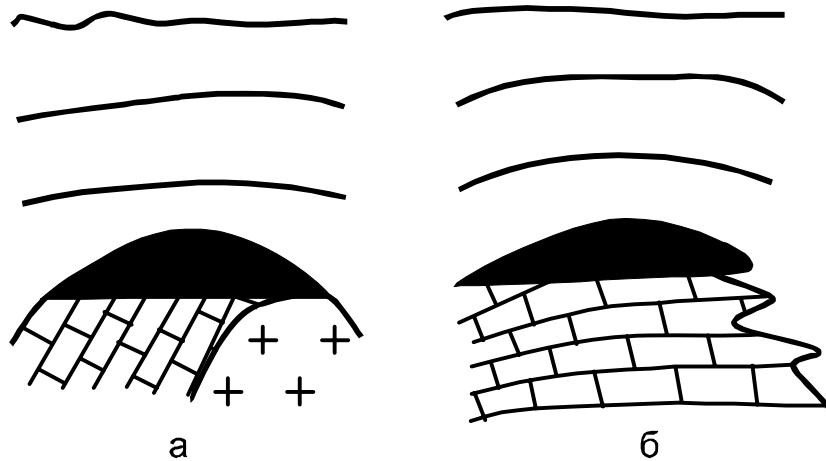
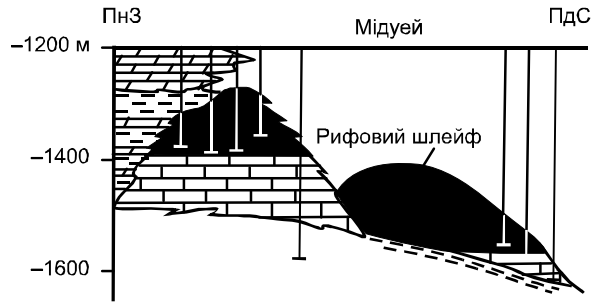


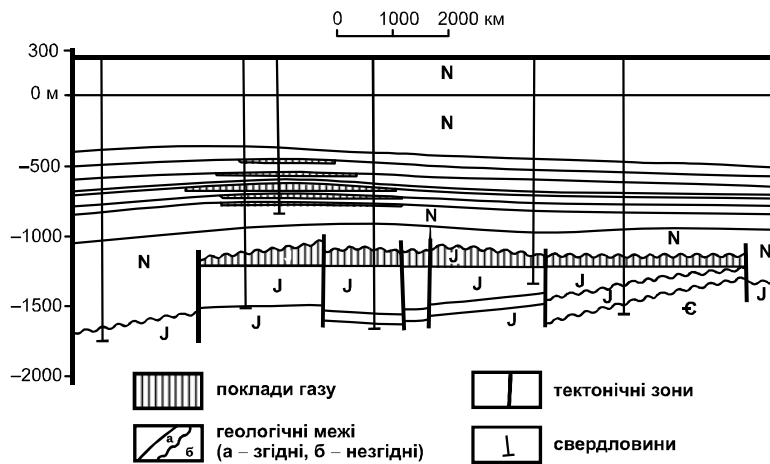
Рис. 1.30. Родовища: а – ерозійних виступів, б – рифогенних виступів

Характерною особливістю рифогенних комплексів порід є їх різка літофаціальна мінливість, що відчутно впливає на величину проникності та продуктивності свердловин. Це зумовлено процесами розвитку рифового масиву та подальшого епігенезу. Висота рифових масивів може досягати 500–1000 м при крутих схилах (до 60°), вони перекриті глинистими, рідше соленосними покришками. Трапляються як одиночні рифогенні споруди, так і їхні групи у вигляді ланцюжка бар'єрних рифів, кільця (атоли) та архіпелагів. В структурі цих родовищ переважають масивні поклади нафти і газу, інші типи покладів можуть траплятися тільки за межами рифового тіла (рис. 1.31). Більшість родовищ цього типу містять лише один поклад. Родовища нафти і газу, пов'язані з рифовими виступами, відомі в багатьох нафтогазоносних регіонах: Пермському (США), Західноканадському, Мексиканській затоки, Приуралля (Росія), Прикаспію (Казахстан) тощо.



**Рис. 1.31. Родовище з покладами нафти в бар'єрному рифі Ебо (США)**

Родовища ерозійних виступів пов'язані з особливостями палеорельєфу. Ерозійні виступи можуть бути складені породами різними за віком, складом і генезисом, які піддавались інтенсивній ерозії. Переважно це виступи кристалічного фундаменту, дислокованих і метаморфізованих порід, товщ карбонатних і теригенних порід. Продуктивні горизонти можуть міститися у корі вивітрювання, утворюючи майже пластові поклади, пов'язані з верхньою частиною виступу, або всередині нього, або в породах під виступом (рис. 1.32). Родовища такого типу виявлено в Україні, зокрема, Хухринське, Юлівське, Чернечинське у ДДЗ (рис. 1.33). Окремі родовища відомі і в інших регіонах світу. Процес виникнення порід-колекторів в зоні денудації є зрозумілим, але важче пояснити їх появу в середині кристалічного фундаменту.



**Рис. 32. Геологічний розріз Рудківського родовища**

(за Р.Т. Трушкевичем, 1994 р.)

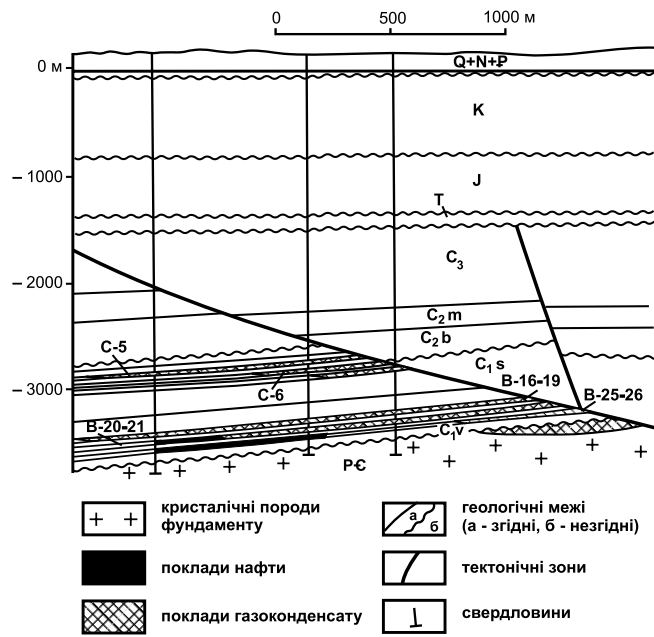


Рис. 1.33. Геологічний розріз Юліївського родовища (за Г.С. Годуб)

**Родовища в синклінальних прогинах** трапляються не часто. Поклади нафти можуть сформуватись на дні синкліналі лише за рахунок дії сил гравітації у пластах, де відсутня вільна вода. Такі умови є дуже винятковими. Існування газових покладів у цьому випадку неможливе, оскільки вуглеводневий газ легший від того, що заповнює пори порід. Формування покладів можливе в бортових частинах синкліналей за рахунок літологічного або іншого екранування. Родовища такого типу виявлено в Апалацькій западині (США). Нерідко поклади розташовані у сідловинах, між окремими склепіннями великих піднять. Вони подібні до покладів у синкліналях і є літологічно обмеженими з усіх сторін (рис. 1.34). Існування покладу на дні синкліналі свідчить про наявність літологічної пастки.

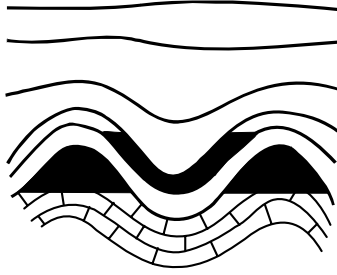


Рис. 1.34. Приклад літологічного покладу у синклінальній складці

## ФАКТОРИ МІГРАЦІЇ ТА ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ

Де б і як не утворювалися б сполуки, що входять до складу нафти і газу, вони з часом з'єднуються між собою, створюючи краплини нафти чи бульбашки газу і врешті потрапляють у пастки, де скупчується нафта або газ. Ці процеси відбуваються внаслідок переміщення нафти і газу, яке називають **міграцією**. Розрізняють *первинну* і *вторинну міграції* нафти і газу.

*Первинна міграція* – переміщення нафти і газу через дуже вузькі пори з материнських порід у породи-колектори або зони розломів чи тріщин. Донедавна первинну міграцію розглядали лише в рамках гіпотези органічного походження нафти і газу, але ці питання не менш важливі і для гіпотез глибинного неорганічного походження.

*Вторинна міграція* – це переміщення нафти і газу поза межами материнських порід, що зумовлює як формування скупчень, так і їхню руйнування [79].

Факторами міграції є стан і термодинамічні умови середовища, де вона відбувається, сили, що там діють, фізико-хімічні параметри і фізичний стан рідин і газів.

Нафта і газ можуть мігрувати у формі рідини (сира нафта) з розчиненим газом; у водорозчиненому стані; у вигляді істинних та колоїдних розчинів або емульсій; у газовому стані (газоконденсатні розчини); у вигляді окремих молекул або їх груп (дифузія).

Природна нафта є полікомпонентним розчином великої кількості сполук на вуглецевій основі, що відрізняються кількістю атомів вуглецю в молекулах, будовою її вуглецевого каркасу, масою, формою, розміром, розташуванням атомів. Компонентами нафти є неполярні або слабополярні молекули, що майже не розчиняються у воді за умови нормальних температури і тиску. Розміри молекул становлять від 0,38 нм для метану, до 5–10 нм для асфальтенів.



Безпосереднє відношення до міграції нафти і газу має вода. Водень молекули води, тісно споріднений з киснем, утворює тимчасові водневі сполуки з атомами кисню сусідніх молекул води. Тому за стандартних умов вода є рідким полімером. Внаслідок полімеризації молекул вода, як рідина, має низку аномальних фізичних властивостей порівняно з іншими сполуками, наприклад, значну теплоємність, теплопровідність, поверхневий натяг. Вода розчиняє більше речовин і в більшій кількості, ніж інші рідини. Температура максимальної щільності води вища за точку замерзання. Ці властивості води відіграють важливу роль у природних хімічних, біологічних і геологічних процесах, наприклад, у переносі тепла, розчинених речовин тощо. У газоподібному стані вода, в основному, є мономером, а у твердому має тетраедричну структуру. Вона прагне створити власну внутрішню структуру, що виражається у витисканні солей за межі кристалічної ґратки у разі повільного замерзання.

Водень молекул води утворює також зв'язки з киснем, що входить до складу мінералів. На поверхні мінералів утримується вода, яку називають *зв'язаною* або *упорядкованою* на відміну від вільної, що присутня у великих порах порід. Товщина плівки зв'язаної води може досягати кількох шарів молекул води. Вода, що безпосередньо прилягає до поверхні мінералів, зокрема глинистих, має значно вищу в'язкість та меншу густину, вона не здатна розчиняти інші речовини. Вона виштовхує іони, за винятком катіонів, що займають особливе положення. Строго впорядкована структура води зберігається на відстані до 0,6 нм від поверхні мінералів. У разі додавання солі або під дією тиску структура води поступово руйнується. Гірський тиск не здатний зруйнувати останні два або три шари зв'язаної води, які можуть бути зруйновані підвищенням температури до 200°C. Кількість зв'язаної води залежить від складу порід, її максимальний вміст приурочений до монтморилонітових глин. За високих перепадів тиску, що перевищують початковий градієнт текучості, вода тече (рухається) від центра пор, залишаючись нерухомою поблизу їх стінок.

Важливими факторами міграції є розміри та структура порових каналів, де відбувається рух рідин і газів. Система пор в осадових породах – це комбінація частково взаємопов'язаних пустот неправильної форми з системою звужень і розширень. Зі збільшенням глибини залягання порід їх пористість зменшується, пори стають більш плоскими (сплюснутими). Діаметр пор в глинистих породах на глибинах понад 2000 м переважно становить менше 10 нм ( $10^{-8}$ м). Ефективний діаметр пор, в якому можливий рух, ще мен-

ший через плівки зв'язаної води на поверхні мінералів (табл. 1.4, рис. 1.35). Завдяки цьому великі молекули, зокрема асфальтени, не можуть емігрувати з глинистих порід. Це підтвердили дослідження глинистих та кременистих товщ, проведені Б.Й. Маєвським. Він виявив у цих породах велику кількість асфальтових включень з різних глибин і навіть з глибин понад 5000 м.

Таблиця 1.4

Приблизні значення ефективних діаметрів молекул деяких речовин

Молекула	Ефективний діаметр, нм	Молекула	Ефективний діаметр, нм
He	0,2	CH <sub>4</sub>	0,38
H <sub>2</sub>	0,23	Бензол	0,47
Ar	0,29	n-Алкани	0,48
H <sub>2</sub> O	0,32	Циклогексан	5,4
CO <sub>2</sub>	0,33	Складні циклічні структури	1-3
N <sub>2</sub>	0,34	Асфальтени	5-10

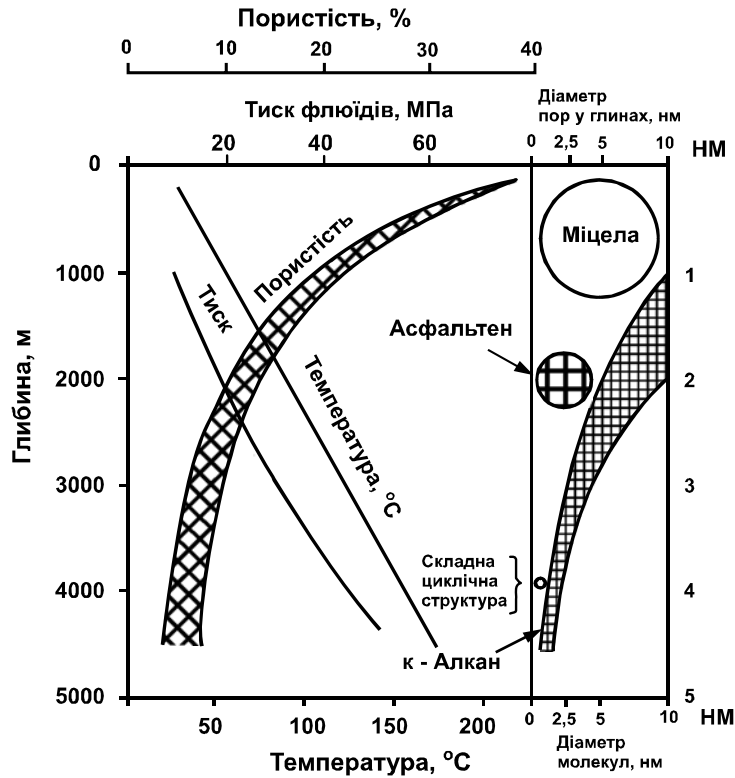


Рис. 1.35. Зміна значень деяких фізичних параметрів за збільшення глибини залягання глинистих відкладів (за Б. Тіссо, Д. Вельте, 1981)

Для розуміння процесів міграції важливо знати плавучість окремих сполук на молекулярному рівні. Відносна плавучість розраховується з огляду на розміри та масу молекул відносно води (дифузійна плавучість). Дані плавучості для рідинного стану наведені в табл.1.5.

**Таблиця 1.5****Відносна молекулярна плавучість деяких речовин**

Молекула	Відносна плавучість	Молекула	Відносна плавучість
H <sub>2</sub>	5,90	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	1,29
He	1,47	C <sub>100</sub> H <sub>202</sub>	1,23
CH <sub>4</sub>	1,82	H <sub>2</sub> O	1,00
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,58	H <sub>2</sub> S	0,53
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,47	N <sub>2</sub>	0,42
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,41	CO <sub>2</sub>	0,40

Для газового стану вона буде іншою. Високу плавучість мають водень, гелій, вуглеводневі гази, низьку – сірководень, азот, вуглекислий газ, які в рідинному стані тонули б серед молекул води, але цього не відбувається, бо в природі вони перебувають у газовому стані.

Масова міграція нафти крізь породи-колектори зазвичай відбувається у рідинному стані (сира нафта) з розчиненим газом. Така міграція спостерігається під час видобування нафти. Розчинений газ в нафті зменшує її густину, вона стає більш плавучою і менш в'язкою.

Міграція нафти і газу в розчиненому стані реально можлива у воді [16, 43, 44]. Відомо, що вода хоча й є поганим розчинником, особливо для нафти, але певні компоненти нафти можуть бути в невеликих кількостях розчинені у воді. Рухливі підземні води можуть переносити ці компоненти в істинних, колоїдних розчинах або емульсіях. Останні у пористому середовищі не стабільні і можуть виникати за специфічних умов. Для переносу 1 т нафти у водному розчині за атмосферних умов потрібно було б близько 150–200 тис. м<sup>3</sup> води. Таку кількість води в природних геологічних умовах припустити неможливо.

Експериментальні результати свідчать, що зі зростанням температури збільшується розчинність нафти у воді і води у нафті (рис. 1.36). Особливо це помітно за температури понад 300 °С. Якщо температура води за відповідного тиску наближається до критичної, настає майже повна взаєморозчинність нафти і води. Тому зі збільшенням глибини вміст нафти у воді зростає. До глибини 6 км, де температура не перевищує 200 °С, розчинність нафти у воді залишається низькою. Тому вода як ефективний розчинник не може помітно впливати на процеси переносу нафти. На глибинах 12–15 км температура досягає критичних значень гомогенізації водо-нафтових розчинів, але тиск на цих глибинах значно перевищує критичний тиск розчинності, що призводить до ретроградного розшарування цих розчинів. Розчинність нафти у водному розчині при цьому становитиме 5–6 %.

Зі збільшенням глибини розчинність нафти у воді поступово зростатиме і на глибинах близько 35 км становитиме 8–10 %. В інтервалі

температур, близьких до критичної температури розчинення (290–350 °С), відбувається майже повне змішування вуглеводнів з водою.

Таким чином, на глибинах понад 6 км вода істотно впливає на процеси акумуляції та переносу нафти. На великих глибинах вода виконує функції збирача, розчиняючи та акумулюючи органічні сполуки, розсіяні в навколишньому середовищі. В процесах вертикальної міграції вода переносить розчинені в ній речовини. Внаслідок охолодження нафта виокремлюється у самостійну фазу. Такий механізм міграції добре відповідає гіпотезам глибинного походження нафти.

На розчинність нафти у воді впливають також сольовий склад води та газовий – нафти. Б.Й. Маєвський експериментально довів, що вода здатна також вилучати у незначних кількостях з порід, багатих на органіку (менілітові сланці Карпат), різноманітні органічні речовини, в тому числі вуглеводні, серед яких переважають ароматичні та асфальтово-смолисті сполуки, а також сірчані сполуки.

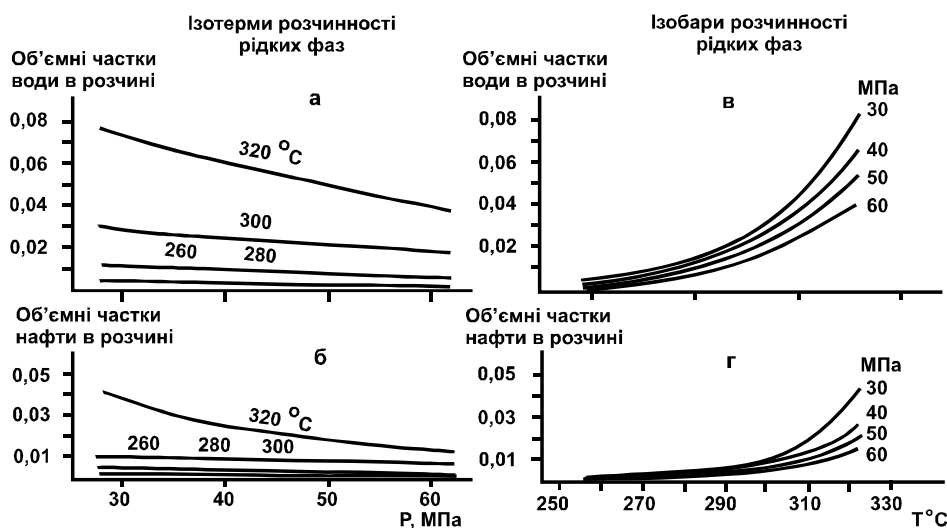


Рис. 1.36. Система вода-пластова нафта Долинського родовища (за Б.Е. Чекалюком, Ю.І. Філясом [78])

У водорозчинному стані можуть переноситись і вуглеводневі та інші гази. Їх розчинність у пластових водах збільшується зі зростанням тиску і зменшується з підвищенням температури та мінералізації вод. Залежно від температури всі неполярні гази характеризуються мінімумом розчинності. Температура мінімальної розчинності для гелію становить 40 °С, для метану – 90–100 °С, бутану – 120 °С. За температури, що перевищує температуру мінімальної розчинності газів, розчинність їх істотно зростає. Наприклад, для метану за тиску 40 МПа і

температури 250 °С розчинність зростає у п'ять разів, а за температури 350 °С – майже в 20 разів порівняно з 80 °С.

Водорозчинні гази присутні у пластових водах усіх нафтогазоносних регіонів, і до глибин 4 км їх розчинність у воді зрідка перевищує 5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Тому на таких глибинах міграція газу разом з водою не може призвести до виникнення великих газових родовищ. Очевидно, що за високих тисків і температур у водах можуть розчинятися та мігрувати великі об'єми вуглеводневих і неуглеводневих газів.

Існує припущення, що вуглеводні мігрують у вигляді колоїдних розчинів. Відомо, що колоїдна розчинність вуглеводнів у водах майже в тисячу разів перевищує молекулярну розчинність.

*Колоїдні розчини* – це високодисперсні системи, в яких, на відміну від істинних розчинів, зберігаються поверхні розділу між дисперговою речовиною і дисперсним середовищем. Розміри частинок дисперсної фази становлять 10<sup>-7</sup>–10<sup>-10</sup> м. Для виникнення колоїдного розчину потрібно, щоб одна із фаз (водна або вуглеводнева) мали поверхневу активність. Такі властивості мають жирні і нафтові кислоти, деякі інші речовини. Колоїдні частинки можуть мати пластинчасту або сферичну форми. Колоїдні розчини здатні до саморуйнування, тобто є нестабільними системами і не можуть бути важливим чинником міграції вуглеводнів у пористому середовищі.

Міграція сполук нафти може відбуватись також у вигляді емульсії двох взаємно-нерозчинних рідин (вода, нафта), одна з яких міститься в іншій у вигляді дрібних крапель (глобул), розміром 10<sup>-4</sup>–10<sup>-6</sup> мм. Однак, такі емульсії нестабільні і не можуть суттєво впливати на міграцію нафти.

Можлива також міграція нафти в однофазовому газовому стані завдяки явища розчинності речовини у стиснутих газах. Відомо, що гази за певного тиску стають розчинниками рідких вуглеводневих та деяких неуглеводневих сполук. Розчинність стиснутих газів залежить від природи газу, тиску, температури, співвідношення газової і рідкої фази. За високих тисків, температури та відповідній кількості газів нафта може перейти в однофазовий газовий стан. Легкі фракції нафти в багатих важкими вуглеводнями газах розчиняються при тисках 30–40 МПа, а в сухих газах важкі фракції нафти можуть бути розчинені тільки при 70–100 МПа. Важкі високомолекулярні неуглеводневі компоненти нафти (асфальтени) в газах практично нерозчинні. У разі зниження тиску розчинені складники випадають у рідку фазу в зворотньому до розчинення порядку, тобто ті, що розчинились останніми конденсуються першими.

Експериментально С.Л. Закс і М.І. Гербер довели можливість розчинення вуглеводневих сполук органічних речовин глинистих порід.

Кількість розчинених сполук досягає 40–80 % від кількості бітумоїду в породі, і до 98 % – у разі розчинення нафти нафтоносних пісковиків.

Явище розчинення газами вуглеводнів добре вивчене, реальність міграції компонентів нафти в газовій фазі не викликає сумніву, але й досі не з'ясовано джерело необхідної кількості газу для переносу мільйонів чи навіть мільярдів тонн нафти. Очевидно, що органічна речовина порід не в змозі генерувати таку кількість газів. За участі глибинних газів цей процес може бути більш масштабним.

Міграція нафти і газу може відбуватися також шляхом дифузії окремих молекул чи їх груп. Дифузія пов'язана з тепловим хаотичним рухом молекул, їх рухом у речовині аж до повного вирівнювання концентрацій, тобто досягнення максимальної ентропії системи. Дифузія, хоча й є всеохоплюючим процесом, але не настільки потужна, щоб повністю зруйнувати усі існуючі в природі скупчення та призвести до повної ентропії системи. Отже, існують сили, які протидіють дифузії. Явища дифузії добре вивчені в газових станах, гірше – в рідких і майже не вивчені в пористих гірських породах.

Крім молекулярної дифузії, зумовленої різницею концентрації, існує і термодифузія, зумовлена градієнтом температури. Вона призводить до виникнення градієнта концентрації, після чого починається звичайна дифузія. За термодифузії легкі молекули рухаються у напрямку зон підвищеної температури, а важкі – пониженої. Дифузія, зумовлена градієнтом тиску в ізотермічній системі за відсутності різниці концентрації – *бародифузія*, також призводить до перерозподілу концентрації компонентів у системі, що, своєю чергою, зумовлює молекулярну дифузію. Завдяки бародифузії важкі молекули концентруються в зонах високих тисків, можливо саме тому в приконтурних частинах покладів газу важчі, ніж у склепінних частинах. У реальних пористих системах на швидкість дифузії впливають процеси адсорбції, особливо на початковому етапі. У разі масового переміщення та повного насичення адсорбента цей вплив зникає.

Для процесів міграції важливим є геостатичний і геодинамічний тиски. Геостатичний тиск призводить до ущільнення гірських порід, особливо глинистих, і витиснення з них води й інших флюїдів. Швидкість руху флюїдів при цьому дуже мала, бо процес ущільнення відбувається поступово під час занурення і охоплює мільйони років. Пластові води рухаються від занурених частин депресій до периферійних, у тому числі до зон підняття, розташованих в середині седиментаційних басейнів. Встановлено, що на першій стадії ущільнення віддача води найінтенсивніша. Ущільнення осадків відбувається не тільки на стадії діагенезу, а й катагенезу і доти, доки глини перетворюються на аргіліти та сланці. В процесі ущільнення відтік води з глин утрудню-

ються, тому поровий тиск може бути вищий за тиск у сусідніх породах-колекторах.

Чимало дослідників з уцільненням порід пов'язують первинну міграцію нафти і газу з нафтогазоматеринських порід в породи колектори. За рахунок уцільнення відбувається підвищення внутрішньопорового тиску в глинах і утворення тріщин, крізь які проходить міграція нафти у бік порід з меншим тиском [70, 71].

Внаслідок геодинамічного тиску, зумовленого тектонічними силами, також відбувається уцільнення порід, перерозподіл тисків, створюються шляхи міграції, відбувається подальше витиснення рухливих речовин з порового простору, рух рідин і газів. Геодинамічний тиск призводить до значних вертикальних і горизонтальних переміщень мас гірських порід та виводить їх у зони ерозії, де руйнуються не лише гірські породи, а й поклади нафти і газу, що в них містяться.

Геостатичний і геодинамічний тиски в гідродинамічно ізольованих системах призводять до виникнення аномально високих пластових тисків.

Важливими факторами міграції нафти і газу є *гравітаційний, гідравлічний, капілярні сили, дифузія, енергія газу* тощо.

*Гравітаційний фактор* міграції нафти і газу – це їх переміщення під дією сили тяжіння. За відсутності води нафта займала б дно синкліналей, а антикліналі були б заповнені газом. У водному середовищі завдяки гравітаційній силі виникає підймальна (архімедова) сила, що спричиняє спливання нафти і газу. Сила спливання ( $P_{cn}$ ) зумовлена перерозподілом відокремлених фаз газу, нафти і води у гравітаційному полі Землі завдяки різниці густин у пластових умовах:

$$P_{cn} = (\rho_g - \rho_{n(z)}) \cdot h_{n(z)},$$

де:  $\rho_g$  і  $\rho_{n(z)}$  – відповідно густина води, нафти (газу), кг/м<sup>3</sup>;  $h_{n(z)}$  – висота скупчення нафти або газу, м

Ця сила є постійно діючою у часі і за відсутності сил протидії призводить до швидкого перерозподілу фаз. В пористому середовищі цьому протидіють капілярні сили та сили тертя. Експериментально доведено, що окремі невеликі краплини нафти чи бульбашки газу не здатні за рахунок плавучості перебороти ці сили. Сили тертя проявляються під час руху. Капілярні сили протидіють при входженні краплини нафти чи бульбашки газу у звуження пор, при цьому витрачається енергія на деформацію краплини (бульбашки) вуглеводнів. Тому існує мінімальна (критична) висота вільної фази нафти чи газу, яка визначається за формулою Р.Р. Берга:



$$h_{n(z)} = \frac{2\varphi \left( \frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)}{g(\rho_g - \rho_{n(z)})},$$

де  $\varphi$  – поверхневий натяг на межі нафта (газ) – вода, Дж/м<sup>2</sup>;  $r_1$  і  $r_2$  – крайні значення радіусів пор, мм;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с

Розрахунки свідчать, що висота газової фази може бути в 3–10 разів менша, ніж нафтової. У разі підвищення температури міжфазовий натяг зменшується, а умови для міграції покращуються. Коли висота вільної фази нафти чи газу досягає критичного значення, відбувається капілярний прорив, і починається фільтраційне спливання. Розрахунки критичної висоти скупчень нафти для реальних геологічних умов доводять, що спливання нафти відбувається за її значень від 0,2–0,3 до 1,5 м. Фільтраційне спливання нафти чи газу відбувається в зонах з мінімальною потенційною енергією – в напрямку найбільш піднятих ділянок порід-колекторів або тріщинуватих зон. Як вода після дощу стікає потічками в напрямку зниження частин рельєфу, так нафта і газ у вигляді струмочків спливають у напрямку підвищених частин порід-колекторів. В.П. Савченко [67] довів, що струменева міграція можлива не лише вздовж покрівлі проникного пласта безпосередньо під непроникною покрішкою, але й між пластами у разі прориву або розгерметизації перемички між пластами.

*Гідралічний фактор* – це вплив руху води на міграцію нафти і газу. Вода в пластах земної кори рухається за законами підземної гідраліки, залежно від перепадів пластових тисків. Рух може відбуватися як за падінням, так і за підняттям пластів, спостерігаються і вертикальні перетоки через системи тріщин. У разі збігу напрямів руху води та нафти і газу міграція стає дуже ефективною, бо з'являється додаткова сила, що дає змогу побороти капілярні сили та сили тертя. У разі руху нафти і води у протилежних напрямках процеси міграції сповільнюються або повністю припиняються. Вода може частково переносити нафту і газ у розчиненому стані, які за певних умов переходять у вільний стан, але масштаби цього процесу незначні, оскільки швидкість руху пластових вод невелика.

*Капілярні сили* теж впливають на міграцію нафти і газу. Вода краще, ніж нафта, змочує породи, бо має більший поверхневий натяг. За рахунок цього нафта і газ можуть виштовхуватись у пори більшого діаметра. Відстань такої міграції незначна. В нафтових пластах є випадки, коли прошарки породи з дрібними порами заповнені водою, а

вся інша частина – нафтою. Це явище краще пояснити не виштовхуванням нафти з дрібних пор, а недопущенням нафти у ці пори. Капілярні сили можуть проявлятися тільки на контакті порід, що мають різний розмір пор, наприклад на межі глин і пісковиків.

*Дифузія* – один з механізмів переносу речовин в природі – взаємне проникнення речовин (газу, рідини, твердої речовини) при доторканні або через пористу перегородку, зумовлене тепловим рухом їх частинок. Ці процеси відбуваються за наявності градієнта концентрації (осмотичного або парціального тиску). Рівняння дифузії у загальному вигляді записується так (перший закон А. Фіка):

$$d_m = -D \cdot S \cdot \frac{dc}{dx} \cdot dt,$$

де:  $d_m$  – маса речовини;  $dt$  – час;  $dc/dx$  – градієнт концентрації за напрямом  $x$ ;  $S$  – площа;  $D$  – коефіцієнт дифузії – маса речовини, що дифундує через одиницю площі за одиницю часу при градієнті концентрації, рівному 1

Об'ємна швидкість дифузії залежить не лише від градієнта концентрації, а й від коефіцієнта розчинності, розмірів молекул, температури, тиску та деяких інших факторів. При розгляді дифузії для гірських порід потрібно врахувати відкриту пористість ( $m_e$ ), тобто коефіцієнт дифузії для гірських порід ( $D_n$ ) становитиме

$$D_n = m_e \cdot D.$$

Значення коефіцієнта  $D$  для вуглеводнів у водонасичених породах коливається від  $0,2 \cdot 10^{-9}$  до  $10^{-12}$  м<sup>2</sup>/с.

Дифузія призводить до руйнування скупчень нафти і газу, бо проходить у напрямі менших концентрацій. Явища дифузії можуть відігравати значну роль під час міграції та формування вільних газів, які виділяються з водорозчиненого стану, нової вільної фази нафти чи газу в інших термобаричних умовах, але принесених дифузійними потоками; у розформуванні окремих бульбашок газу чи краплин нафти, які застрягли у порах. Незважаючи на незначну величину коефіцієнта дифузії вуглеводневих сполук у водонасиченому середовищі, за геологічний час можуть переноситися великі об'єми вуглеводнів.

*Енергія газу* як рушійна сила для нафти у пласті добре вивчена при розробці нафтових і нафтогазових родовищ. У разі розробки нафтових родовищ зі зниженням пластового тиску настає момент, коли з нафти виділяється та розширюється газ, що сприяє переміщенню нафти. Цей процес називається *режимом розчиненого газу*. За наявності у покладі газової шапки та зниженні пластового тиску, відбувається розширення газу, який виштовхує нафту до свердловин при

розробці або спричиняє її міграцію за межі пастки. Цей процес називається *газонапірним режимом* при розробці родовищ. Гази розширюються і при зміні пластових температур, що також може бути фактором міграції. Розчинений газ зменшує в'язкість та густину нафти в пластових умовах, що збільшує її здатність до спливання. Нафта може утворювати довкола газових бульбашок тонку плівку і пересуватися разом з ними. У разі зниження тиску та виділення газу плавучість газонафтової суміші зростає. Це може відбуватися і під час руху окремих краплин нафти на початкових стадіях міграції або зіткнення бульбашки газу з краплиною нафти.

Окрім описаних факторів міграції, в природі існує багато інших: пружні властивості флюїдів і гірських порід, їх термічна здатність до розширення чи стиснення, сейсмічні коливання, різні струми, що можуть впливати на поверхневий натяг і міграцію нафти і газу.

Нафта і газ в земній корі можуть мігрувати тільки в напрямі зменшення пластових тисків або зниження потенційної енергії, зумовленої силами спливання (Архімедова сила). Тому вони внаслідок перепаду тиску можуть рухатись як у вертикальному, так і в горизонтальному напрямках, але латеральна міграція за рахунок цієї сили можлива лише за умови негоризонтального залягання проникних пластів.

Процеси міграції нафти і газу вивчають за допомогою геохімічних методів. Вважається, що при фільтрації відбувається фракціонування, подібне до хроматографічного поділу суміші на складники, має місце адсорбція смолисто-асфальтенових компонентів, можливе окиснення у разі руху через агресивне середовище. Цікаву інформацію для вивчення міграції можна одержати за результатами палінологічних досліджень, які базуються на кількісному аналізі вмісту та складу спор, пилку і акритар у нафтах, нафтоносних породах-колекторах і породах, що контактують з ними. Про міграцію свідчить невідповідність віку споропилкового комплексу з віком колекторів, їх подібність в нафтах багатопластових родовищ.

Шляхами вторинної міграції нафти і газу можуть бути проникні пласти (природні резервуари), зони розривних порушень і тріщинуватості. Міграція відбувається в підвищених ділянках монокліналей, приосьових зонах антиклінальних складок, припіднятих частинах пластів, що прилягають до відповідних екранів.

Розривні порушення можуть бути як шляхами міграції нафти і газу, так і екрануючими поверхнями. Одним із факторів є напруження, якого зазнали породи, а також природа поверхні розлому та пластів, що він розтинає. Тріщини розтягнення в твердих, крихких породах, наприклад, вапняках і доломітах, часто слугують шляхами вертикальної міграції флюїдів, про що свідчить наявність в таких тріщинах різ-

них бітумів. Під час утворення скидів у глинистих відкладах переважно відбувається розмазування глини на поверхні зрізу піщаних шарів, що призводить до їх запечатування (екранування). Зони розривних порушень у верхній частині антикліналі розтягуються, і тому здебільшого є провідними для флюїдів. У нижніх частинах антикліналі вони зазнають стиснення і не можуть бути шляхами міграції. У синкліналях, навпаки, у нижній частині вони розтягуються і є провідними, а у верхній частині – стискаються і не можуть бути провідними. Провідність розломів не є постійною в часі. Під час міграції флюїдів відбуваються процеси випадіння мінералів, що призводить до заліковування тріщин та зникнення провідності. Найчастіше в таких тріщинах утворюється кальцит із включеннями нафти та вуглеводневих газів, що свідчить про вертикальну міграцію.

Розрізняють *локальну міграцію*, яка призводить до утворення невеликих скупчень нафти і газу та *регіональну*, що зумовлює виникнення великих скупчень на значних територіях. Про значні масштаби міграції нафти свідчать унікальні за запасами скупчення бітумів у Канаді (Атабаска), Венесуелі (Ориноко), в Сибіру (Оленекський район) та інших частинах світу [12, 56, 75].

Питання про дальність міграції є дискусійним, що пов'язано з проблемою місцезнаходження джерел нафти і газу. З огляду на осадово-міграційну гіпотезу утворення нафти, дальність міграції – це відстань від найбільш прогнаних ділянок, де умови для генерації вуглеводнів найкращі, до окраїнних родовищ відповідного басейну. Для країн СНД ця відстань становить від 2–10 до 250 км, а дехто з дослідників припускає, що міграція можлива на відстань до 2–3 тис. км. Теоретично міграція на дуже великі відстані можлива, але за умови існування провідних шляхів (наприклад, зони розломів) і відповідного перепаду тиску або значної різниці у гіпсометричному положенні зон генерації вуглеводнів та зон їх акумуляції або руйнування.

Газові і нафтові струмочки (потоки) різної маси і конфігурації пересуваються через проникні породи субгоризонтально, а в тектонічних порушеннях – вертикально. З позиції неорганічного синтезу вуглеводнів на початковій стадії міграції переважає вертикальна міграція через провідні розломи до осадових порід.

У класифікації міграційних процесів (за І.О. Брод і Н.А. Єрьоменко, 1945 р.) усі процеси поділяють за формою (характером) руху нафти і газу, масштабом руху, шляхами та напрямом руху.

За формою руху виділяють *молекулярну міграцію* – переміщення груп молекул або окремих молекул (дифузія) та *вільну* – рух рідин і газів за законами гідравліки, який може охоплювати великі маси.

За масштабом руху виділяють *локальну міграцію*, яка призводить до утворення одного родовища в межах окремої ділянки земної кори і *регіональну*, що призводить до утворення низки родовищ, пов'язаних з тектонічною зоною або регіоном. Нафта і газ переміщуються на значні відстані від зон генерації до зон нафтогазонагромадження.

За шляхами міграції виділяють *позарезервуарну міграцію* – переміщення вуглеводнів через слабопроникні породи (розрізняють *сингенетичну* та *епігенетичну* міграції, тобто під час і після формування порід) та *внутрішньо резервуарну* – рух через породи-колектори.

За напрямом руху виділяють *вертикальну міграцію* – переміщення через зони тріщинуватості порід та різні тектонічні порушення; *бокову* – переміщення вздовж пласта, і *латеральну* – переміщення у проникних пластах під покривками за рахунок перепаду тиску або сил спливання нафти і газу у водонасиченому поровому просторі.

Формування скупчень нафти і газу в земній корі є складним і тривалим процесом, що періодично може поновлюватися. Це сукупність природних процесів концентрації в гірських породах компонентів нафти і газу, масового переміщення й акумуляції їх у пастках з утворенням покладів та родовищ. Проблеми формування і руйнування родовищ нафти і газу розглянуті в численних працях українських та зарубіжних вчених [4, 5, 9, 10, 11, 19, 32, 35, 52, 53, 67 та ін.].

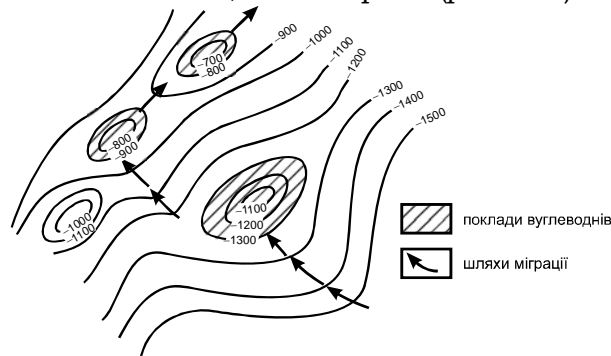
Для створення загальної моделі формування родовищ нафти і газу необхідно встановити джерела їх зародження і напрям міграції флюїдів. Формування родовищ можливе тільки за рахунок міграції, тому виникнення умов для масової міграції і є фактичним початком формування родовищ. Якщо такі умови відсутні, вуглеводні можуть впродовж довгого часу не рухатися та не створювати значних скупчень. Для регіональної міграції необхідні порушення попередньо стабільного стану флюїдів. Це можуть бути регіональні складкоутворення, виникнення нахилу в заляганні порід, зміна термодинамічних умов тощо.

Залежно від поглядів на походження нафти і газу схеми формування родовищ можуть істотно відрізнитись. Так, за припущення про існування неорганічного синтезу на великих глибинах повинна переважати вертикальна міграція флюїдів. З позиції осадово-міграційних процесів утворення нафти і газу переважає латеральна міграція. Зміна напрямку руху флюїдів під час формування скупчення нафти і газу в реальному геологічному середовищі є звичайним явищем.

Існують загальні закономірності формування родовищ. Розглянемо їх.

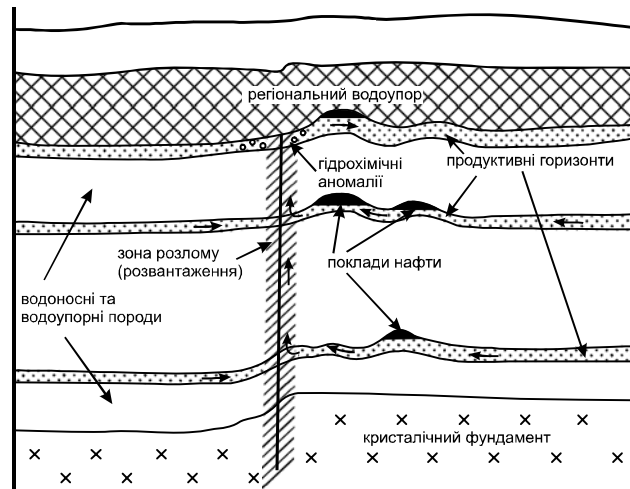
1. Поклади можуть формуватися тільки за рахунок міграції, яка відбувається через пористі та тріщинуваті насичені водою породи у напрямі зниження потенціальної енергії нафти і газу, які мігрують переважно у вільному стані, утримуючи часто розчинені прісні води, що відтак виділяються і обмежують покла-

ди. У цьому процесі провідним є гравітаційний фактор, що діє постійно. Міграція відбувається у вигляді струмків, що піднімаються із занурених зон до піднятих ділянок з мінімальною потенційною енергією (рис. 1.37).



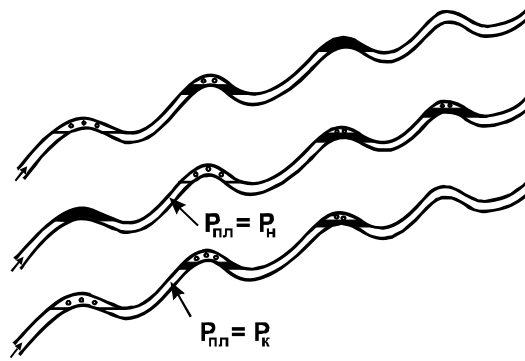
**Рис. 1.37. Схема формування покладів у пастках, розташованих на шляхах міграції**

2. Поклади і родовища можуть формуватися лише в зонах або на шляхах розвантаження підземних вод, якими можуть бути виходи гірських порід на денну поверхню чи під проникні породи, зони тектонічних порушень, місця розтягу порід (склепіння антиклінальних складок), палеодолини рік, ерозійні поверхні тощо. В зоні розвантаження часто фіксуються нафтогазопрояви, мінеральні джерела, гідрохімічні аномалії. Приуроченість нафтових покладів до ділянок, розташованих поблизу тектонічних порушень, найвірогідніше пов'язане з зонами розвантаження підземних вод як стимуляторів і збудників руху флюїдів у водонапірних системах, що створюють сприятливі умови для акумуляції нафти і газу (рис. 1.38).



**Рис. 1.38. Схема міграції флюїдів і формування покладів нафти в зонах внутрішнього розвантаження підземних вод (за Кротовою В.А. [45, 46])**

3. У разі двофазного руху нафти і газу через ланцюжок пасток буде відбуватися їх селективне вловлювання (принцип Гасоу-Максимова) (рис. 1.39) – перша пастка заповнюється газовою фазою, а друга – нафтою. Якщо рух відбувається в однофазовому стані у вигляді нафти з розчиненим газом, то в перших пастках виникнуть нафтові поклади. Однак за подальшого руху вгору пластовий тиск ( $P_{пл}$ ) знижується до величини тиску насичення ( $P_n$ ), починається виділення газу, рух стане двофазовим і наступна пастка повністю або частково заповнюється газом, а інші – одночасно нафтою і газом. Якщо на початку цього процесу рух відбувається у вигляді газоконденсатної суміші (в однофазовому стані), то в перших пастках утворюватимуться газоконденсатні поклади. У разі досягненні глибини, де пластовий тиск стане менший за тиск конденсації ( $P_k$ ), з'явиться рідка фаза (нафта), газ буде збіднений конденсатом, і утворюватимуться газові поклади, газонафтові та, можливо, нафтові.



**Рис. 1.39. Селективне вловлювання нафти і газу під час руху через систему пасток**

4. Визначальний вплив на процеси формування покладів має тектонічний фактор, який забезпечує створення пасток, шляхів та умов міграції нафти і газу, переформування покладів внаслідок зміни структурних планів родовищ, їх гіпсометричного положення, зменшення місткості пастки, порушення герметичності покриток, появи тектонічних порушень, виникнення нових пасток тощо. На першому етапі формування покладів заповнюються насамперед найглибше занурені пастки, розташовані на шляху міграції нафти і газу. У разі зміни структурних планів найбільш підняті пастки можуть стати місцем концентрації нафти і газу, що надходять з нижніх пасток, які зазнають руйнування. Тому дуже важливим є проведення палеотектонічного аналізу, що дає змогу встановити закономірності розподілу покладів нафти і газу в окремих зонах чи регіонах. Знання цих закономірностей – необхідна умова відкриття покладів нафти і газу.

5. Просторовий розподіл скупчень нафти і газу диктується передусім регіональними породами-покритками та екранними поверхнями. Звичайно, на розподіл впливають і інші фактори, наприклад, розподіл порід-колекторів або положення порід-напівпокриток (рис. 1.40).

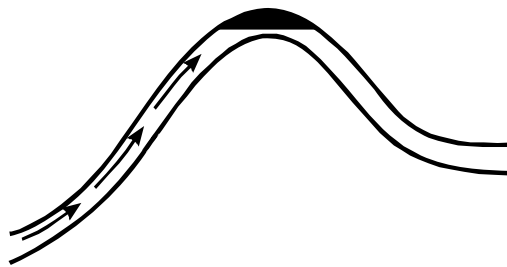




**Рис. 1.40. Вплив порід-напівпокришок на Формування промислових покладів**

Нафта і газ тісно пов'язані між собою. Кількість газу, розчиненого в нафті, або кількість нафти, що переходить в газовий стан, змінюється залежно від температури і тиску. Тому виникнення чи зникнення газових шапок диктується термодинамічними умовами. Під час занурення газові шапки можуть зникнути, а у разі зменшення глибини залягання – виникнути.

На початку струменевої міграції поклад у пастці формується зверху вниз (рис. 1.41) незалежно від того, з одного боку чи з різних надходять струмені.



**Рис. 1.41. Початок формування покладу за рахунок струменевої міграції нафти**

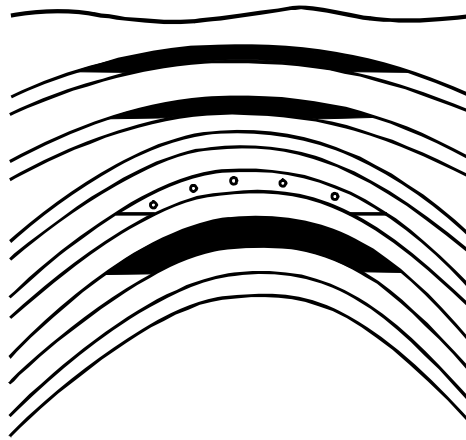
Утворення багатопкладових родовищ можливе за рахунок міграції нафти і газу з материнських порід, які розділяють нафтонасичені колектори; під час вертикальної міграції з материнських товщ, що залягають нижче продуктивних товщ або глибинних джерел; у разі перетоків нафти і газу з раніше сформованих покладів через тектонічні порушення та системи тріщин або завдяки прориванню їх через по-

роди-покришки. Поклади одного родовища можуть формуватися різними способами, а нафта і газ можуть надходити з різних напрямів.

У багатопластових родовищах з хорошим сполученням між пластами виникають масивно-пластові поклади з єдиним водонафтовим чи газоводяним контактом (Долинське родовище в Передкарпатському прогині, Шебелинське в ДДЗ). Властивості нафти і газу в цих родовищах близькі за складом і закономірно змінюються з глибиною.

У разі обмеженого сполучення між пластами верхні поклади, як правило, збагачені легкими компонентами і мають різне положення водонафтових і газоводяних контактів.

За відсутності будь-якого сполучення серед нафтогазонасичених пластів з'являються водоносні горизонти. Склад нафти і газу різних горизонтів неоднаковий. У розподілі нафтових і газових покладів відсутня певна закономірність (рис. 1.42).

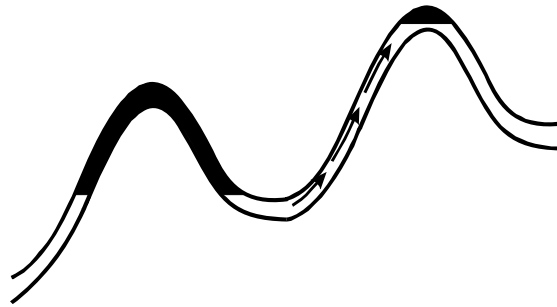


**Рис. 1.42. Приклад відсутності закономірностей у розподілі покладів нафти і газу**

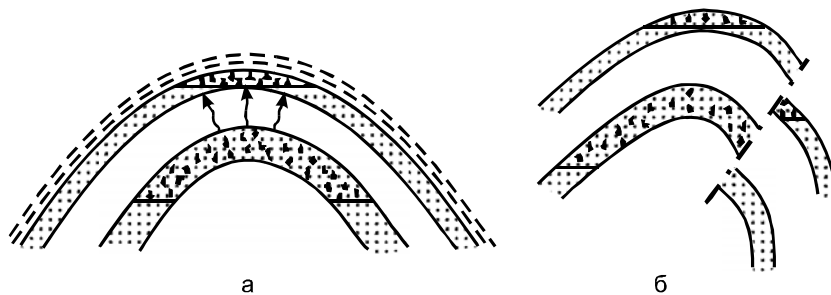
Причинами появи водоносних горизонтів серед нафтогазонасичених пластів можуть бути неякісні покришки над водоносним горизонтом; інтенсивні рухи води в даному пласті; гідродинамічна ізолюваність пласта, через яку в даний пласт не могли потрапити нафта чи газ. Все це часто спостерігається при виклинюванні горизонтів.

На процеси переформування покладів значно впливають поява нових тектонічних порушень і зміна висотного положення пастки, пов'язана з вертикальними рухами чи зміною регіонального нахилу залягання порід. Це може зумовити перетікання нафти і газу між су-

сідніми пастками (рис. 1.43). Переформування покладів можливе й у разі прориву порід-покришок або через порушення (рис. 1.44). Без знання деталей геологічної будови кожного родовища правильно пояснити формування його покладів неможливо.



**Рис. 1.43. Перетікання нафти або газу в сусідні пастки у разі зміни нахилу залягання порід**



**Рис. 1.44. Переформування покладів:**

а – у разі прориву порід-покришок; б – через порушення

Поклади нафти і газу в платформних і геосинклінальних умовах формуються по-різному, що зумовлено відмінностями в геологічній структурі, розвитку, масштабах і темпах міграції.

Для платформних басейнів характерна полого складчастість, обмежений розвиток розривних порушень, мала амплітуда складок, джерела живлення можуть бути розташовані як в прилеглих геосинклінальних прогинах, так і у внутрішньоплатформних западинах.

Для геосинклінальних басейнів типовими є круті розірвані складки, розвиток тектонічно екранованих покладів, джерела живлення зон нафтогазонагромадження розташовані в межах басейну.

У формуванні покладів нафти і газу в геосинклінальних умовах основна роль належить тектонічним процесам, які зумовлюють утво-

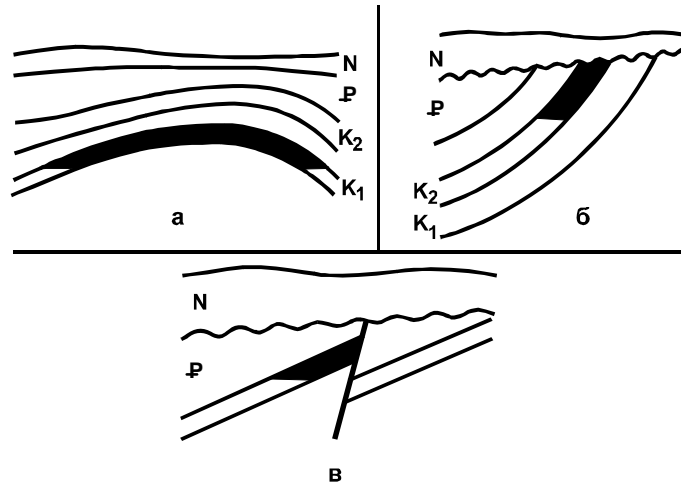
рення складок і розподіл навантаження між антиклінальними зонами та зонами прогинів. У міжгірних западинах (прогинах) міграція відбувається з центральних частин до бортів, де формуються основні родовища нафти і газу. Значний вплив на формування родовищ мають глибинні розломи, що супроводжуються прирозломними складками. Часто вони є акумуляторами нафти і газу, які поступають через вертикальні розломи в породах.

Значний науковий та практичний інтерес має визначення часу, тривалості й швидкості формування покладів нафти і газу.

*Час формування* скупчень нафти і газу визначити дуже важко, оскільки важко визначити час завершення формування. Ситуація ускладнюється можливістю багатостадійності формування покладів.

Для визначення часу формування покладів використовують різні методи та способи, найпоширенішими з яких є: палеотектонічний; гелій-аргоновий (В.П. Савченко, А.Л. Козлов); визначення глибини утворення нафтового покладу за тиском насичення газом (А. Леворсен, У. Гасоу); за величиною аномального пластового тиску (В.Ф. Лінецький); літологічний або мінералогічний; визначення часу цементації, розвитку вторинної пористості, виникнення аутигенних мінералів тощо; геохімічні методи, що базуються на зміні в часі складників нафти і газу (А.Н. Резников).

Палеотектонічний метод передбачає, що формування покладів нафти або газу може початися з часу появи пастки, місткість якої у часі збільшується. Завершенням формування скупчення вважають час, коли ємність пастки дорівнює об'єму сучасного покладу. Зрозуміло, що це лише припущення, бо формування може відбуватися і зараз, якщо пастка неповністю заповнена нафтою і газом. Крім того формування могло припинитися ще до повного заповнення пастки. Наприклад, на рис. 1.45-а зображено приклад покладів в нижньокрейдових відкладах, які могли почати формуватися не раніше кінця пізньокрейдової епохи, а завершитися в палеогені. В іншому випадку (рис. 1.45 б), поклади могли виникнути не раніше неогенового часу, що витікає з аналізу стратиграфічних незгідностей (але якщо б нафта на незгідному контактi мала сліди окиснення, це свідчило б, що поклади існували ще в донеогеновий час і піддавались руйнуванню). Донеогенові пастки, заповнені покладами нафти палеогенового віку, зображено на рис. 1.45 в.



**Рис. 1.45. Визначення часу формування покладу палеотектонічним методом**

Гелій-аргоновий метод базується на визначенні відношення гелію, що утворився внаслідок радіоактивних процесів, до аргону повітряного походження. Вік газу ( $T$ , млн років), розчиненого у водах, визначається за формулою

$$T = \frac{He}{Ar} \cdot 115 \text{ млн р.},$$

а для вільного газу в покладах –

$$T = \frac{He}{Ar} \cdot 25 \text{ млн р.}$$

З часом стало відомо, що аргон потрапляє у води не тільки з повітря, а й за рахунок радіоактивного ізоотопу калію  $^{40}\text{K}$  під час його розпаду, що, безумовно, впливає на точність методу. Цим методом можна визначати вік лише відносно молодих покладів.

Визначення глибини формування нафтового покладу за величиною тиску насичення базується на припущенні, що пастки заповнювались в момент їх найбільшого насичення газом, оскільки нафта при цьому є найбільш рухливою. Якщо тиск насичення ( $P_{нас}$ , МПа) відомий, то глибина формування покладу ( $H$ , м) визначається за формулою

$$H = \frac{P_{нас} \cdot 10^5}{\gamma_g}$$

де  $\gamma_g$  – середня густина води, кг/м<sup>3</sup>

Визначення часу завершення формування покладів газу можливе на основі законів газового стану Бойля-Моріотта за припущення, що об'єм порового простору пастки дорівнює об'єму газів.

Аномально високі тиски не можуть тривати довгий час, а поступово знижуються. В.Ф. Лінецький [50] запропонував формулу, за якою можна розрахувати час ( $T$ ) акумуляції нафти

$$T = \frac{b}{k} \cdot \ln \frac{H_0 - h}{H - h},$$

де  $b$  – товщина глинистої покришки, м;  $k$  – коефіцієнт фільтрації глин, м/с;  $H$  – аномальний напір в ізольованій пастці, м;  $H_0$  – сучасний напір в пастці, м;  $h$  – гідростатичний напір для умов пастки, м

Розрахунки за цією формулою доводять, що максимальний час зникнення аномальних тисків становить 10–15 млн рр. Тому і вік формування покладів з аномальними пластовими тисками має бути в межах кількох мільйонів років.

Можна визначити час надходження нафти в пастку на основі вивчення аутигенних мінералів порід-колекторів. Склад, кількість і морфологія таких мінералів відображає фізико-хімічні умови породного середовища, а послідовність виділення – їх зміни. Вивчаючи випадіння вторинних цементів, виникнення вторинної пористості, утворення аутигенних мінералів, катагенетичні перетворення порід можна встановити початок надходження нафти в пастку, після чого припиняються постседиментаційні перетворення порід-колекторів.

Геохімічний метод базується на уявленнях про спрямованість процесів перетворення нафтових вуглеводнів у зоні катагенезу. Ступінь перетворення нафт ( $Пн$ ) характеризується співвідношенням вмісту у фракції (початок кипіння – 200 °С) ароматичних ( $Ar$ ), метанових ( $Me$ ) і нафтоєвих ( $Na$ ) вуглеводнів

$$Пн = f\left(\frac{Ar \cdot Me^3}{Na^4}\right).$$

Встановлено прямий зв'язок між  $Пн$  і добутком абсолютного віку нафтоносних порід на величину пластової температури ( $t_{пл}$ ). Це дало змогу визначити геохімічний вік нафти ( $Tн$ ) і газу ( $Tг$ ):

$$Tн = \frac{7450}{\left(0.242 + \frac{1}{Пн}\right) t_{пл}} \pm 3 \text{ млн р.};$$

$$T_r = \frac{12000}{\left(1.40 + \frac{1}{P_H}\right) t_{nl}} \pm 2 \text{ млн р.};$$

Вважається, що коли геохімічний вік нафти (газу) відповідає абсолютному віку нафтоносних порід, то нафта сингенетична цим породам, а її формування відбулося за рахунок латеральної міграції. Якщо вік нафти давніший за вік порід, то поклади сформувалися за рахунок вертикальної міграції. Якщо вік нафти молодший за вік продуктивної товщі, це вказує на інтенсивне руйнування покладу.

Найточніше тривалість формування покладів може бути встановлена для родовищ, структурні форми (пастки) яких виникли та розвивались протягом пізнього кайнозою й антропогену, а процес формування покладів вважається закінченим.

*Тривалість формування молодих покладів вивчалась багатьма дослідниками у різних регіонах світу. Тривалість формування покладу родовища Кетмен-Хіс в Каліфорнії визначена в 0,1–1 млн р. (А. Леворсен); для Апшеронського півострова – 0,78–0,97 млн р. (Ф.М. Багир-Заде); плейстоценових покладів узбережжя Мексиканської затоки – менше 1–1,5 млн р. (М. Хелбуті); покладів меотису родовищ Плоештинського району Румунії – не більше 2–3 млн р. (І.В. Висоцький). Для гігантських родовищ тривалість формування покладів може сягати 10–12 млн р.*

*Швидкість формування покладів нафти і газу визначається відношенням геологічних запасів до тривалості (часу) їх формування. Зрозуміло, що найшвидше формувалися поклади родовищ з величезними запасами. За даними І.В. Висоцького і В.І. Висоцького [19], швидкість формування покладів в кайнозойських відкладах становила в середньому 12–25 т/рік, а у родовищах-гігантах – до 700 т/рік. Зауважимо, що гігантські скупчення нафти утворювалися переважно за рахунок збільшення швидкості, а не за рахунок тривалості формування. Немає підстав вважати, що швидкість формування покладів у мезозойський і палеозойський час відрізнялась від швидкості формування у кайнозойський час. Таким чином, не має підстав припущення, що процес утворення скупчень нафти і газу відбувається протягом дуже довгого часу за рахунок безперервно працюючого генератора, що постійно підживлює поклади нафти.*

## ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗМІЩЕННЯ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

У світі відомо приблизно 50 тисяч нафтових і газових родовищ, серед яких близько 40 унікальних, які вміщують більше половини всіх розвіданих запасів нафти і газу. В 1400 найбільших родовищах (2,8 % від загальної кількості) міститься 95 % усіх світових запасів.

Родовища нафти і газу виявлені у всіх частинах світу, окрім Антарктиди, де буріння на нафту і газ ще не проводилось, а також на акваторіях усіх океанів. Розвідані запаси нафти і газу, як і кількість родовищ, розподілені нерівномірно: найбільші запаси нафти (68 % світових) зосереджені в районі Перської затоки, газу – на півночі Західного Сибіру (32 % світових), в районі Перської затоки (35 %).

За весь період промислового видобутку на початок XXI ст. з надр видобуто понад 115 млрд т нафти і понад 70 трлн м<sup>3</sup> газу. Збільшення запасів нафти і газу забезпечується розширенням географії пошуково-розвідувальних робіт, зростання їх обсягів і глибини буріння свердловин. Найбільші глибини виявлених покладів поки що становлять: для нафти – 6543 м, для газу – 8088 м. За даними статистики максимальна кількість запасів нафти і газу приурочена до глибин 1–3 км. За віком вміщуючих порід запаси нафти і газу розподіляються так: мезозой – 58 %, кайнозой – 22 %, докембрій та палеозой – 20 %.

Донедавна закономірності розміщення родовищ нафти і газу вивчались переважно на континентах. Однак за останні десятиліття з'ясовано, що потенційні ресурси надр Світового океану становлять половину світових ресурсів нафти і газу. Загальна площа всіх нафтогазоносних басейнів оцінюється в 77,6 млн км<sup>2</sup>, у тому числі 51,2 млн км<sup>2</sup> на континентах і 26,4 млн км<sup>2</sup> в океанах.

Родовища нафти і газу зустрічаються в межах прогинів і западин земної кори, які заповнені осадовими породами. На частку платформ припадає 68 % запасів нафти і газу, на крайові прогини – 25 %, на складчасті області та міжгірні прогини – 7 %.

Переважна частина промислової нафтогазоносності пов'язана з осадовими породами фанерозою. Невеликі поклади відомі також в тріщинуватих та пористих магматичних і метаморфічних породах. За підрахунками 58 % нафтових покладів пов'язано з піщаними породами-колекторами і 42 % – з карбонатними, а газових – відповідно 75 і 25 %. Частка інших порід-колекторів становить менше 1 %.

Докембрійські щити вважаються безперспективними в нафтогазоносному відношенні, наприклад, УЩ. Відсутні родовища нафти і газу і в окремих зонах гірських споруд, де породи інтенсивно дислоковані та відсутні умови збереження покладів, наприклад, Кримські гори.

На давніх платформах нафтогазоносними є переважно палеозойські породи, в передових і міжгірних прогинах – кайнозойські, на моло-

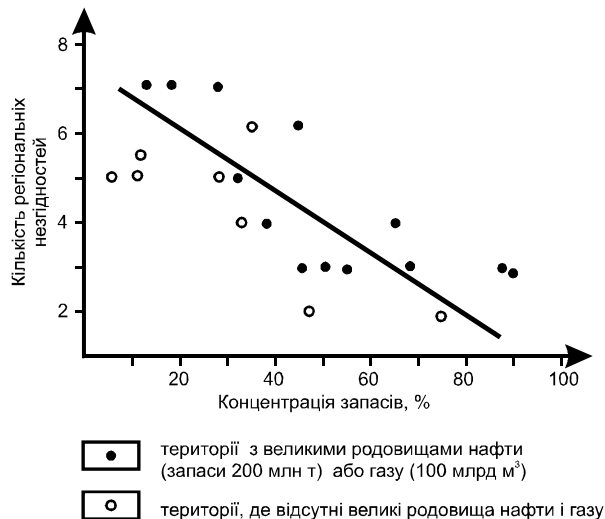


дих платформ і в передових прогинах – мезозойські. В Україні палеозойські породи продуктивні в ДДЗ, палеоген-неогенові – в Передкарпатському та Закарпатському прогинах. У Передкарпатському прогину нафтогазоносними є також породи мезозойського віку.

Встановлено, що чим більша площа і глибина осадового басейну, тим значніші його запаси, а чим більше перерв в осадконагромадженні, тим вони менші (рис. 1.46). Величину запасів пов'язують зі швидкістю осадконагромадження, що з позиції органічного походження пояснюється кількістю можливого нагромадження та захоронення органіки, а з позиції неорганічного походження – наявністю глибинних розломів та їх тривалим розвитком.

Основними факторами формування гігантських родовищ є:

- великий об'єм осадових порід, сприятливих для формування родовищ;
- наявність пасток значних розмірів;
- наявність якісної регіональної покришки;
- приподняті частини басейнів, їх борти, великі валоподібні і склепінні підняття у внутрішніх частинах басейнів;
- наявність регіональних незгідностей, які забезпечують стратиграфічне екранування покладів.



**Рис. 1.46. Залежність концентрації запасів нафти і газу від кількості регіональних перерв в осадконагромадженні (за І. Нестеровим, В. Потеряєвою, 1971)**

Є території з осадовими породами незначної потужності, де відсутні поклади нафти і газу. Мінімальна товщина осадового чохла, при

якому відсутні перспективи нафтогазоносності, дорівнює 1,2–1,5 км за умови, що поряд відсутні більш занурені частини басейну.

Наявність нафтогазоносності верхніх горизонтів свідчить про те, що перспективними за інших сприятливих умов є всі горизонти, що залягають нижче, включаючи фундамент.

Важливе значення для утворення родовищ має будова фундаменту. Депресії та підняття фундаменту зумовлювали закономірності розподілу фацій та формування сприятливих для нафтогазонакопичення структур. Важливу роль відіграють також регіональні поздовжні та поперечні тектонічні порушення.

Для морських родовищ характерним є зв'язок з рифтогенними западинами, розташованими серед континентальної кори (Червоне море, Суецька, Арабська, Каліфорнійська затоки, рифти Північного моря); приуроченість більшості запасів нафти і газу до пасивних окраїн континентів; концентрація основних ресурсів нафти у відкладах верхньої юри і нижньої крейди, а газу – у породах пермського віку [57].

Часто масштаби нафтогазоносності пов'язують з інтенсивністю органічного життя у водних басейнах, кількістю органічної маси в осадах, однак, існують басейни, де породи збагачені органічною речовиною, але немає значних родовищ (Балтійський, Уілмінгтонський басейни), або, навпаки, є гігантські родовища (Орінокський, Західноканадський басейни), а немає товщ, збагачених органікою.

Інколи масштаби нафтогазоносності пов'язують з геотермічним режимом надр. Встановлено, що значні за запасами родовища виникають в регіонах як з підвищеними геотермічними градієнтами, так і зниженими, хоча в межах родовищ геотермічні градієнти завжди вищі, ніж за їх межами. Величину геотермічного градієнту часто використовують як пошуковий критерій.

Існують такі типи зональності у розташуванні скупчень: *глибинна, геоструктурна, літолого-стратиграфічна, латеральна* (площова).

*Глибинна (вертикальна) зональність* найчастіше проявлена у локалізації газових покладів у верхній частині розрізу, нафтових – на більших глибинах, а на великих глибинах – знову газових (газоконденсатних). Однак, ця закономірність інколи порушується, наприклад, вона не характерна для ДДЗ, хоча й спостерігається в окремих районах. Причиною вертикальної зональності можуть бути термобаричні умови, тектонічні рухи, фаціальні особливості порід, склад органічних речовин, ступінь катагенетичних перетворень, характер міграції та формування родовищ. Незаперечним є одне – на значних глибинах за високих температур відбувається деструкція вуглеводнів з утворенням низькомолекулярних сполук і, особливо, метану.

*Геоструктурна зональність* зумовлена особливостями процесів генерації та акумуляції нафти і газу в межах великих структурних елементів платформ, передгірських і міжгірських прогинів. Так, на Скіфській і Туранській плитах позитивні структурні елементи (Ставропольське і Центрально-Каракумське склепіння) характеризуються переважно газоносністю, а негативні – нафтоносністю; у внутрішній зоні Передкарпатського прогину (Бориславсько-Покутській) зосереджені переважно нафтові родовища, а в зовнішній – газові.

*Літолого-стратиграфічна зональність* проявлена в чергуванні у розрізі газо- і нафтоносних комплексів. Так, у Ферганській та Афганно-Таджицькій міжгірських западинах нафта локалізована переважно у морських відкладах палеогену, а основні запаси газу – в континентальних вугленосних мезозойських породах.

*Латеральна зональність* представлена чергуванням ділянок з переважно газовими або нафтовими родовищами. Часто вона пов'язана з геоструктурною або літолого-стратиграфічною зональністю.

**Нафтогазогеологічне районування** – це поділ осадово-порідних басейнів на нафтогазонасні об'єкти різного масштабу з метою виділення в межах континентів і океанів нафтогазонасних, потенційно нафтогазонасних, можливо нафтогазонасних і безперспективних територій. Розробка методів нафтогазогеологічного районування є важливим завданням геології нафти і газу. Вона базується на закономірностях просторового розташування та особливостях процесів формування родовищ нафти і газу, з урахуванням уявлень про їх походження. Це районування є основою для проведення пошуково-розвідувальних робіт. Основними факторами класифікації нафтогазонасних територій є тектонічні, літологічні, структурні та історичні.

Класифікація нафтогазонасних територій базується на тектонічному принципі, передбачає поділ нафтогазонасних територій на категорії і групи за приуроченістю до великих геоструктурних елементів платформних, складчастих і перехідних структур, схожих за геологічною будовою та історією геологічного розвитку [4, 10] (рис. 1.47).

Найважливішими структурними одиницями нафтогазонасних територій є *пояси, провінції (басейни), області та райони*.

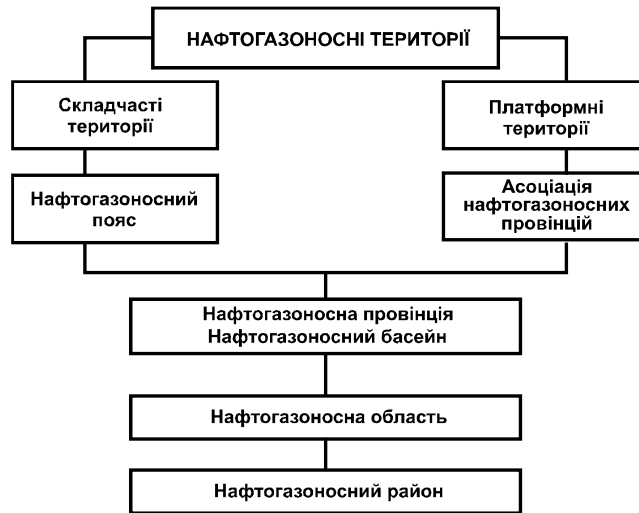


Рис. 1.47. Схема нафтогазогеологічного районування (за А.А. Бакіровим, 1982)

*Нафтогазоносний пояс* – сукупність нафтогазоносних провінцій у межах складчастої системи, генетично пов'язаних з її формуванням.

*Нафтогазоносна провінція* – територія, що об'єднує суміжні нафтогазоносні області з подібною геологічною будовою, включаючи стратиграфічне положення основних нафтогазоносних відкладів у розрізі.

*Нафтогазоносний басейн* – область стійкого і тривалого занурення ділянки земної кори, в процесі якого формується комплекс осадових порід, склад, будова, літогенез і умови залягання якого зумовляють утворення, нагромадження і збереження в них промислових скупчень нафти і газу. Нафтогазоносні басейни відрізняються геотектонічним положенням, особливостями геологічної будови, історією геологічного розвитку, характером і морфологією облямування.

Нафтогазоносні провінції і басейни поділяють на три типи: платформні, передгірські (перехідні), міжгірські (внутрішньоскладчасті).

*Нафтогазоносна область* (НГО) – територія, приурочена до одного з великих геоструктурних елементів (складчаста область, западина, передовий прогин), що характеризується спільністю геологічної будови і розвитку, включаючи палеогеографічні та літолого-фаціальні умови утворення та нагромадження нафти і газу впродовж значних періодів геологічної історії.

*Нафтогазоносний район* – частина нафтогазоносної області, що об'єднує відповідну асоціацію зон нафтогазонакопичення, котра виділяється за геоструктурною ознакою.

В нафтоносних районах виділяють зони або площі нафтогазонагромадження, які об'єднують родовища нафти і газу, пов'язані з однотипними структурами (антикліналями, солянокупольними підняттями, зонами виклинювань, стратиграфічних незгідностей, рифовими масивами) [13, 38, 48, 65]. Виділення зон нафтогазонагромадження є одним з елементів нафтогазогеологічного районування і використовується при порівняльній оцінці перспектив їх нафтогазоносності.

### Висновки

Таким чином, з викладеного матеріалу можна зробити такі основні висновки.

1. Серед горючих корисних копалин (каустобіолітів) виділяють три ряди: сапропелевий (природний газ, нафта та її похідні), гумусовий (торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит) та ліптобіолітовий (деякі види вугілля і бурштин).

2. Нафта і газ у поровому середовищі типових покладів утворюють суцільну фазу і контролюються пастками. Поклади класифікують за різними параметрами, зокрема, за типами природних резервуарів і пасток, з якими вони пов'язані, виділяють пластові та масивні поклади, що у свою чергу поділяються на склепінні, екрановані та поклади, обмежені зі всіх сторін. Родовища можуть бути нафтовими, газовими, газоконденсатними або комплексними, складатися з одного або декількох покладів. Найважливішим параметром родовища є величина його запасів. Родовища утворюються в платформних, складчастих і перехідних областях. Основні типи родовищ: антиклінальних піднять, монокліналей та гомокліналей, рифогенних та ерозійних виступів, синклінальних прогинів.

3. Міграція нафти і газу в земній корі відбувається в пористих середовищах у газовому, рідинному, водорозчиненому станах, а також у вигляді окремих молекул або груп молекул. Можливість міграції зумовлена розмірами пор і молекул. Найважливішими факторами міграції є геостатичний і геодинамічний тиски, гравітаційні і гідравлічні сили, дифузія та енергія газу. Міграційні процеси класифікують за формою, масштабами, шляхами та напрямом руху. Формування покладів нафти і газу в земній корі є складними процесами, що відбуваються у різні періоди геологічної історії завдяки міграції флюїдів у зонах або на шляхах розвантаження підземних вод. Поклади нафти і газу формуються протягом 1–2 млн років зі швидкістю 12–25 т/рік, а для унікальних родовищ – до 700 т/рік. Локалізація покладів нафти і газу зумовлена положенням порід-покришок та екранних поверхонь.

4. Родовища нафти і газу виявлені у гірських породах усіх епох фанерозою як на континентах, так і в акваторіях океанів. Вони пов'язані з прогинами і западинами земної кори, заповнених осадовими породами. Чим більша площа і глибина (об'єм порід) осадового басейну, тим більше у ньому запасів нафти і газу. У розташуванні родовищ нафти і газу існує вертикальна, геоструктурна, літолого-стратиграфічна, латеральна зональність. Нафтогазоносні території поділяють на нафтогазоносні провінції (басейни), області та райони.

### Запитання та завдання для самоперевірки

1. Що таке сапропель?
2. Які утворення належать до гумусового ряду?
3. Назвіть основні класифікації каустобіолітів.
4. Що таке природні бітуми?
5. Охарактеризуйте асфальти.
6. Як утворюється озокерит?
7. З чого складаються горючі сланці?
8. Назвіть аналітичні типи бітумоїдів?
9. Що називають покладом нафти чи газу?
10. Нарисуйте пластовий склепінний поклад і позначте на ньому всі елементи.
11. Охарактеризуйте масивні поклади.
12. Як поділяють поклади нафти і газу за їх фазовим станом?
13. Дайте визначення родовища нафти і газу.
14. Що покладено в основу класифікації родовищ?
15. Чим відрізняються родовища платформних областей від складчастих?
16. Нарисуйте родовище, пов'язане із захороненою антиклінальною складкою.
17. Нарисуйте родовище на монокліналі, пов'язане з зонами розломів.
18. Які спостереження свідчать про існування міграції нафти і газу в природі?
19. Які сполуки нафти мають найбільший ефективний діаметр молекули?
20. Які сили протидіють міграції?
21. Що таке дифузія і яка її функція в міграційних процесах?
22. Назвіть види міграційних процесів.
23. Що розуміють під поняттям формування покладів і родовищ?
24. Назвіть основні принципи формування покладів.
25. У чому полягає суть селективного вловлювання нафти і газу?
26. Перерахуйте основні методи визначення часу формування покладів.
27. Як розрахувати швидкість формування покладів?
28. В яких за віком породах трапляються промислові скупчення нафти газу?
29. З якими геотектонічними зонами земної кори пов'язані родовища нафти і газу?
30. У чому полягає суть глибинної (вертикальної) зональності у розташуванні скупчень нафти і газу?
31. Які принципи покладено в основу районування нафтогазоносних територій?

32. Охарактеризуйте поняття нафтогазоносна провінція, область, район.

### Література

1. Алексин А.Г. Классификация залежей нефти и газа // Новые данные о нефтеносности Кавказа. – М.: ГОСИНТИ, 1962.
2. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
3. Аширов К.Б. Причины негоризонтальности водонефтяных контактов // Геология нефти и газа, 1961. – № 12. – С. 39–42.
4. Бакиров А.А. Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 1973.
5. Бакиров А.А., Бакиров Е.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. – М.: Высшая школа, 1968.
6. Барановский Н.Ф., Сухарев М.Ф. Озокерит (его добыча, переработка, применение). – М., 1959.
7. Берето Я.А, Невская Г.А. Залежи газа в стратиграфических ловушках. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, 1977.
8. Большаков Ю.А. Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. – Новосибирск: Наука, 1987.
9. Брод И.О. Залежи нефти и газа (Формирование и классификация). – Л.: Гостоптехиздат, 1951.
10. Брод И.О. Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. – М.: Недра, 1964.
11. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
12. Быков В.Ф., Дубинина И.А. Атабаска – самое крупное в мире месторождение твердых битумов // Нефтяное х-во, 1973. – № 9. – С. 66–68.
13. Васильев Ю.М., Каламкарров Л.В. Типы залежей нефти и газа солянокупольных областей Голф Коста и Прикаспия // М.: Тр. МИНХ и ГП, 1965. – Вып. 43. – С. 217–232.
14. Вассоевич Н.Б. Микронепть // М.: Тр. ВНИГРИ, 1959. – Вып. 132.
15. Витенко Ю.М., Кабышев Б.П. Закономерности строения и формирования тектонически-экранированных залежей нефти и газа. – Львов: Львів. ун-т, 1971.
16. Возможные ресурсы растворенных газов подземных вод и перспективы их промышленного использования // Геология нефти и газа, 1981. – № 11. – С. 53–56.

17. Войтов Г.И. Об изотопном составе углерода угля, углекислоты и метана в Донбассе // Геол. журн., 1988. – № 1. – С. 30–42.
18. Войтов Г.И., Микадзе Э.И., Пузич И.Н. О генерации органических структур нефтяного ряда в свете механохимической модели синтеза в сейсмических процессах // Геохимия, 2005. – № 6. – С. 661–672.
19. Высоцкий И. В., Высоцкий В. И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений. – М.: Недра, 1986.
20. Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана. – М.: Недра, 1990.
21. Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник. – М.: Недра, 1975.
22. Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
23. Газовые месторождения СССР: Справочник / Ред. Васильев В.Г. – М.: Недра, 1968.
24. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. – М.: Недра, 1968.
25. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазоносной геологии. – М.: Недра, 1973.
26. Геология и нефтегазоносность рифовых комплексов. – М.: Мир, 1968.
27. Геология и геохимия нефти и газа / Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. – М.: МГУ, 2000.
28. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР / Глушко В.В., Клиточенко И.Ф., Краморенко В.Н. и др. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
29. Грязевые вулканы Азербайджанской ССР: Атлас. – Баку: ЭЛМ АН Азерб. ССР, 1973.
30. Дегенс Э., Ройтер Дж. Аналитические методы исследования в органической геохимии // Органическая геохимия. – М.: Недра, 1967.
31. Доленко Г.Н. Закономерности нефтегазонакопления в земной коре, свидетельствующие о глубинном происхождении нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. – К.: Наук. думка, 1971. – С. 3–36.
32. Доленко Г.Н., Кітик В.І. Геологія нафтових родовищ України. – К.: АН УРСР, 1959.
33. Дурмишьян А.Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979.



34. Еременко Н.А. Классификация месторождений и залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1961. – № 3. – С. 12–20.
35. Еременко Н.А., Михайлов И.М. Пластовые тектонические экранированные залежи // Геология нефти и газа, 1972. – № 10. – С. 46–51.
36. Жемчужников Ю.А. Общая геология каустобиолитов. – М.: ОНТИ НКТП, 1935.
37. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Альбом-справочник / Ратнер В.Я. и др. – М.: Недра, 1978.
38. Залежи углеводородов неантиклинального типа Припятско-Донецкого авлакогена / Шахновский И.М. и др. – М.: Наука, 1986.
39. Ігнатенко. Метаморфізм сапропелітів // Геол. журнал, 1972. – Т. 32, вып. 4. – С. 73–78.
40. Карапетов А.М. Классификация залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология и геофизика, 1986. – № 11. С. 48–57.
41. Козлов А.А. Формирование и размещение нефтяных и газовых залежей. – М.: Гостоптехиздат, 1959.
42. Козлов В.П., Токарев Л.В. Основы генетической классификации каустобиолитов. – М.: Гостоптехиздат, 1957.
43. Колодий В. В., Доленко И. Н., Штогрин О. Д. и др. Роль подземных вод в формировании нефтяных и газовых месторождений (на примере нефтегазоносных провинций Украинской ССР) // Тез. докл. республ. сов. “Происхождение нефти и газа, их миграция...” – Львов, 1981. – С. 66–67.
44. Корценштейн В.И. К оценке глобальных ресурсов растворенных газов подземной гидросферы // Докл. АН СРСР, 1977. – Т. 235, № 2. – С. 458–459.
45. Кротова В.А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. – М.: Гостехиздат, 1962.
46. Кротова В. А. Роль зон разгрузки подземных вод в формировании углеводородных скоплений и их нефтьпоисковое значение // Сов. геол., 1966. – № 3. – С. 95–105.
47. Кузьмина Е.М., Кучерук Е.В. Новый тип неструктурных залежей нефти и газа. – М.: ВНИИОЕНГ, 1978.
48. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. – М.: Недра, 1978.
49. Леин А.Ю. Потоки метана из холодных метановых сипов Черного и Норвежского морей: количественные оценки // Геохимия, 2005. – № 4. – С. 438–453.

50. Линецкий В. Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. – К.: Наук. думка, 1973.
51. Лукін О.Ю., Піковський Ю.І. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні // Геол. журн., 2004. – № 2. – С. 21–33.
52. Маєвський Б.Й. Експериментальні дані по витяганню водою бітумоїдів з порід менілітової світи Українських Карпат // Геологія і геохімія горючих копалин, 1991. – № 4 (81). – С. 79–83.
53. Маєвський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу. – К.: Наук. думка, 2002.
54. Макаревич В.П. Об определении понятия "нефтяное месторождение" // Тр. Ин-та нефти АН СССР. – Л.: Изд-во АН СССР, 1956.
55. Месторождения природных битумов. – М.: Недра, 1983.
56. Мишунина З.А. Литогенез органического вещества и первичная миграция нефти в карбонатных формациях. – М.: Недра, 1978.
57. Мончак А.С. Геологія і нафтогазоносність моря. – Івано-Франківськ: Факел, 1999.
58. Мончак А.С., Омельченко В.Г. Основи геології нафти і газу: Підручник для вузів. – Івано-Франківськ: Факел, 2004.
59. Муратов В.Н. Органические минералы (группы нафтидов и нафтоидов) // Спутник полевого геолога-нефтяника. Т.1. – Л.: Гостоптехиздат, 1954. – С. 291–311.
60. Муратов В.Н. Образование озокерита и формирование его залежей. – Л., 1954.
61. Муратов В.Н. Геология каустобиолитов. – М.: Высшая школа, 1970.
62. Нивин В.А., Коноплева Н.Г., Трейлер П., Икорский С.В. Формы нахождения, взаимосвязь и проблемы происхождения углеродистых соединений в породах Хибинского щелочного массива // Плюмы и проблема глубинных источников щелочного магматизма. – Иркутск–Хабаровск, 2003. С. 126–143.
63. Основы генетической классификации битумов / Успенский В.А., Радченко О.А., Глебовская Е.А. и др. – Л.: Недра, 1964.
64. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации // Тр. ВНИГРИ. Вып.185. – Л.: Гостоптехиздат, 1961.
65. Панченко А.С. О дифференциальном распределении залежей нефти и газа // Геология нефти и газа, 1973. – № 6. – С. 71–76.
66. Проблемы происхождения нефти / Ред. В.Б. Порфирьев. – К.: Наук. думка, 1966.

67. Савченко В. П. Условия формирования залежей нефти и газа при их струйной миграции водонасыщенных породах // М.: Труды ВНИИ, 1958. – Вып. 14. – С. 86–117.
68. Салманов Ф.К. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1974.
69. Сауков А.А. Геохимия. – М.: Наука, 1966.
70. Снарский А.Н. О связи первичной миграции с уплотнением пород // Геология нефти и газа, 1961. – № 7. – С. 63–79.
71. Снарский А.Н. Первичная миграция нефти // Геология нефти и газа, 1961. – № 11. – С. 52–54.
72. Соколов И.А. Роль почв в биосфере Земли // Энциклопедия. Науки о Земле. – М.: МАГИСТЕР-ПРЕСС, 2000.
73. Тези доповідей Міжнародної конференції. “Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень. – Чернігів, 2001.
74. Успенський В.А. Баланс углерода в биосфере в связи с вопросом о распределении углерода в земной коре. – М.: Гостоптехиздат, 1956.
75. Успенская Н.Ю., Табасаранский З.А. Нефтегазоносные провинции СССР. – М.: Недра, 1966.
76. Химическая природа горючих ископаемых. – М.: АН СССР, 1955.
77. Чекалюк Э.Б. Нефть верхней мантии Земли. – К.: Наук. думка, 1967.
78. Чекалюк Б.Е., Филяс Ю.И. Водонефтяные растворы. – К.: Наук. думка, 1977.
79. Yussow W. C. Migration of reservoir fluids // Journul of Petroleum Technology, 1968. – № 4. – P. 353–365.

## РОЗДІЛ 2

# НАФТОГАЗОНОСНІ ПРОВІНЦІЇ УКРАЇНИ

На території України виділяються 3 нафтогазоносні провінції: Карпатська, Дніпровсько-Прип'ятська і Причорноморсько-Кримська [23-26]. На початок 2005 р. балансові запаси категорії А+В+С<sub>1</sub> і С<sub>2</sub> дорівнювали 152 млн т нафти, 87 млн т газового конденсату, 1,36 трлн м<sup>3</sup> вільного природного газу, 34 млрд м<sup>3</sup> природного газу, розчиненого у нафті; позабалансові – 69 млн т нафти, 2,4 млн т газового конденсату, 40 млрд м<sup>3</sup> вільного природного газу, 10 млрд м<sup>3</sup> природного газу, розчиненого у нафті; ресурси склали: 705 млн т нафти, 323,9 млн т газового конденсату, 4,1 трлн м<sup>3</sup> вільного природного газу, 316,4 млрд м<sup>3</sup> газу, розчиненого у нафті (табл. 2.1). Однак реальні запаси вуглеводнів, які можуть розглядатись як ресурсна база видобутку, складають близько 600 млрд м<sup>3</sup> газу та близько 100 млн т нафти. Ці запаси не можуть забезпечити стабільний розвиток власного видобутку вуглеводнів в Україні. Тому приріст розвіданих запасів вуглеводнів є стратегічною задачею нафтогазової промисловості України.

**Таблиця 2.1**

### Мінерально-сировинна база горючих корисних копалин України

Корисна копалина	Родовища		Запаси на 01.01.2005 р.			Ресурси
	Всього	Розробляються	Балансові		Позабалансові	
			А+В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>		
Газ природний вільний, млрд м <sup>3</sup>	203+81*	93+63*	1023,8	338,9	39,9	4122,8
Газ розчинений у нафті, млрд м <sup>3</sup>	121*	99*	26,8	7,5	10,2	316,4
Нафта, млн т	152	100	116,0	36,3	68,6	705,1
Газовий конденсат, млн т	180*	120*	69,8	17,6	2,4	323,9
Метан вугільних родовищ, млрд м <sup>3</sup>	158	80	165,3	163,4	-	144,6
Вугілля всього, млн т	740*	172*	45275	11336	17388	43375
Вугілля коксівне, млн т	302	71*	13372	4065	5089	3968
Антрацит, млн т	161	41	6330	1382	3153	2948

Примітки: \* – об'єкти обліку запасів, які входять до складу комплексних родовищ

Лише шість родовищ нафти (Бугруватівське, Глинсько-Розбишівське, Бориславське, Гнідинцівське, Долинське, Лесяківське) мали початкові видобувні запаси більше 20 млн т. Вони забезпечують 24 % загального видобутку нафти; запаси понад 50 % родовищ менше 1 млн т. Більше 80 % газових родовищ мають початкові видобувні запаси менше 10 млрд м<sup>3</sup>. Лише чотири родовища (Яблунівське, Єфремівське, Західно-Хрестищенське, Шебелинське) мали початкові видобувні запаси газу більше 100 млрд м<sup>3</sup>. Ці родовища забезпечують більше 24 % поточного видобутку природного газу.

### КАРПАТСЬКА НАФТОГАЗОНОСНА ПРОВІНЦІЯ

Карпатська нафтогазоносна провінція знаходиться на заході України, на території Львівської, Івано-Франківської і Чернівецької областей, її загальна площа 20 тис. км<sup>2</sup>. Це один із найстаріших нафтодобувних районів Європи. Видобуток нафти розпочато тут ще у XVIII ст. колодязним способом в районі Слободи Ругнурської, пізніше – неглибокими свердловинами. Перші нафтові родовища – Бориславське і Покутське, де спочатку видобували лише озокерит, а з 60-х рр. XIX ст. – і нафту; максимальний видобуток в 1909 р. становив 1920 тис. т, напередодні другої світової війни він зменшився до 312 тис. т. Видобуток природного газу в регіоні розпочато на Дашавському родовищі, відкритому в 1920 р.; у 1924 р. з його надр отримали 37,7 млн м<sup>3</sup>, у 1940 р. – вже 297 млн м<sup>3</sup>. У перші повоєнні роки завдяки газопроводам Дашава–Київ–Москва та Дашава–Мінськ район був провідним для газопостачання суміжних територій СРСР. Значні обсяги регіональних пошукових, геофізичних робіт, опорно-параметричного й пошуково-розвідувального буріння призвели до відкриття ряду газових родовищ (Угерське, Рудківське) у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину та покладів нафти у Внутрішній зоні в межах Долинської (1949 р.) та Битківської (1950 р.) структур, а також у піднасувній складці Бориславського родовища (1953 р.). У 1949 р. в регіоні видобували 266 тис. т. нафти з конденсатом і 1,26 млрд м<sup>3</sup> газу; до 1965 р. видобуток виріс відповідно до 2,75 млн т і 10,9 млрд м<sup>3</sup>, у 1968 р. газу – до 14 млрд м<sup>3</sup>. З початку 70-х років XX ст. видобуток нафти і газу невпинно зменшувався у зв'язку із скороченням обсягів пошуково-розвідувального буріння і у 1998 р. становив відповідно 0,616 млн т і 1,512 млрд м<sup>3</sup>. Всього більш як за 200 років у провінції видобуто 107 млн т нафти з газовим конденсатом і понад 280 млрд м<sup>3</sup> газу.

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

Початкові видобувні ресурси регіону становили понад 710 млн т нафти і газового конденсату і понад 1040 млрд м<sup>3</sup> вільного і супутнього газу – приблизно 20 % від загальноукраїнських. Розподіл запасів видобутку по родовищах представлено в табл. 2.2 і 2.3.

**Таблиця 2.2**

**Запаси газових і газоконденсатних (ГК) родовищ Карпатської провінції (на 1.01.1994 р.) [1, 13]**

Родовища	Запаси початкові, А+В+С <sub>1</sub> , млн м <sup>3</sup>	Видобуток газу, млн м <sup>3</sup>	Відбір початкових запасів, %
Угерське	42269	42240,7	99,9
Більче-Волицьке	40797	38820,0	95,2
Рудківське	32824	29885,76	91,0
Залужанське ГК	27938	3808	13,6
Хідновицьке	17018	15611,5	91,7
Пинянське	15612	8140,9	52,1
Летнянське ГК	15160	186,7	1,2
Опарське	12657	12601	99,6
Дашавське	12320	12262,7	99,5
Космацьке ГК	9224	6530,3	70,8
Локачинське	6972	у консервації	
Свидницьке	6901	6141,6	89,0
Вижомлянське	4731	у консервації	
Грушівське ГК	4001	164,4	4,1
Гринівське	3849	1022,0	26,6
Гайське ГК	3374	у консервації	
Никловицьке	3035	у консервації	
Меденицьке	2770	розробка завершена	
Яблунівське	2640	37,587	1,42
Богородчанське	2319	2280,3	98,3
Садковицьке	2307	306,3	13,3
Грудівське	2045	у консервації	
Русько-Комарівське	2044	розробляється	
Південно-Угерське	1642	1113,8	67,8
Вишнянське	1565	у розвідці	
Кавське	1309	1294,3	99,6
Малогорожанське	1272	992,0	78,0
Сусолівське	1100	у консервації	
Кадобнянське	1013	1013,2	100,0
Майницьке	1000	у розвідці	
Ковалівське	750	111,1	14,8
Східно-Довгівське	723	у консервації	
Монастирчанське ГК	711	142,9	20,1

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

Новосілівське	702	у консервації	
Чорногузьке	593	34,8	5,9
Глинківське	536	у консервації	
Косівське	519	386,6	74,5
Красноільське	420	у консервації	
Макунівське	382	у консервації	
Солотвинське	372	12,8	3,4
Південно-Грабінське	327	у консервації	
Великомостівське	285,3	у розвідці	
Городоцьке	276	у розвідці	
Тинівське	157	у розвідці	
Черемхівсько-Струпківське	132	у консервації	
Шереметівське	117	у консервації	
Королівське	100	у розвідці	
Пилипівське	72	у розвідці	
Дебеславицьке	50	у розвідці	
Станівське	50	у розвідці	

Таблиця 2.3

Запаси нафтових, нафтогазоконденсатних (НГК), газонафтових (ГН) і нафтогазових (НГ) родовищ Карпатської провінції (1.01.1994 р.) [1]

Родовище	Запаси початкові видобувні категорії А+В+С <sub>1</sub>			Накопичений видобуток			Відбір початкових видобувних запасів, %
	нафти, тис. т	конденсату, тис. т	розчиненого газу, млн м <sup>3</sup>	нафти, тис. т	Конденсату, тис. т	супутнього газу, млн м <sup>3</sup>	
Бориславське НГК	39292	88	17195*	32162,5	н/зв	н/зв	82,1
Долинське	38320	-	12963	34828,1	-	10067,1	90,9
Битків-Бабченське НГК	12442	1829	55921*	6869,7	893,5	46577,2*	71,48
Північно-Долинське НГК	6756	302	7567***	6540,8		6434,8***	94,0
Струтинське ГН	6081	-	2804	2969,5	-	998,5	73,5
Пасічнлянське	5089	-	1836	338,1	-	1284,0	6,64
Орів-Уличнлянське	4524	-	2853	3166,7	-	2434,0	70,0
Бистрицьке	4174	-	427	415,3	-	246,8	9,9
Східницьке	3812	-	407	3804,4	-	н/зв	99,8
Заводівське	3793	-	1724	614,4	-	245,3	31,5
Сатросамбрівське	3719	-	440	1662,6	-	150,8	44,7
Довбушанське НГ	3350	-	675*	76,7	-	63,42	2,37
Семигинівське	3200	-	995	у консервації			
Спаське	2228	-	493	1458,0	-	314,0	73,84

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

Луквинське ГН	1548	-	824	539,3	-	235,3	35,76
Гвіздецьке	1297	-	459	1168,0	-	428,6	90,1
Південно-Гвіздецьке НГК	1276	218	1402*	218,42	97,9	583,04**	17,72
Блажівське	1016	-	-	1,339	-	0,007	0,42
Чечвинське	981	-	135	13,04	-	3,0	13,3
Ріпнянське	924	-	34	858,9	-	88,90	н/зв
Ганявське НГК	852	176	4039*	114,34	60,5	455,67**	13,42
Вигодсько-Витвицьке	845	-	214	41,9	-	12,5	4,89
Мельничанське	806	-	5	12,866	-	5,011	1,6
Стинавське	800	-	1326	754,7	-	1311,8	94,3
Новосхідницьке	788	-	1288	718,0		274,7	91,12
Спаське-Глибинне	468	-	-	у консервації			
Пнівське	423	-	494	97,3	-	47,42	23,16
Соколовецьке	380	-	-	у консервації			
Стрільбицьке	353	-	13	68,6	-	н/зв	96,6
Південно-Монастирецьке	350	-	29	3,401	-	0,271	0,97
Південно-Станіславське	340	-	н/зв	у розвідці			
Підлісівське	285	-	55	13,96	-	54,544	5,0
Росільнянське НГК	141	339	6428*	69,32	112,6	4173,2**	49,16 ***
Страшевицьке	110	-	н/зв	у розвідці			
Микуличинське	103	-	-	3,18	-	0,38	3,1
Янківське	100	-	н/зв	у розвідці			
Рудавецьке	33	-	2	9,2	-	1,130	27,96
Рожнятівське	20	-	15	18,27	-	13,02	91,4
Іванківське НГК	4	704	3162*	розробка завершена			

\* – сума запасів розчиненого та вільного газів, \*\* – сума видобутку газу та видобутку накопиченого газу, \*\*\* – разом з газом газової шапки

У структурно-тектонічному відношенні Карпатська провінція охоплює Передкарпатський передовий прогин, складчасті споруди Східних Карпат і Закарпатський внутрішній прогин. Відповідно прийнято виділяти нафтогазоносні області (НГО) *Передкарпатську* і *Складчастих Карпат* і газоносну – *Закарпатську* [20]. Провідною в промислово-економічному відношенні є Передкарпатська; в двох останніх видобуток вуглеводнів є досить незначним, їх можна розглядати скоріше як перспективні. До перспективних можна віднести також *Волино-Подільську* нафтогазоносну область, яка межує з Карпатською провінцією з північного сходу і охоплює Львівський палеозойський прогин, Стрийський юрський прогин і Львівську крейдову западину на західному схилі Східноєвропейської платформи. Всього в Карпатській про-



вінції налічується 91 родовище, з них 44 у Зовнішній, 39 – у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, 4 газові – в Закарпатській, 2 – у Волино-Подільській нафтогазових областях, 2 нафтові – у Складчастих Карпатах. 6 з них вважаються великими, 8 – середніми, 77 – дрібними.

### Передкарпатська нафтогазоносна область

Область відповідає Передкарпатському передовому прогину, розташованому між складчастими Карпатами і Волино-Подільською плитою. Ширина його становить 50 км і простягається він у межах України з південного сходу на північний захід майже на 300 км.

### Геологічна будова

Передкарпатський передовий прогин формувався на різновіковому фундаменті – переважно каледонському, у південно-східній частині – архей-палеопротерозойському, а у північно-західній – рифейському. Його глибина залягання зростає від 1–2 км у прибортових частинах прогину до 10–18 км поблизу складчастих Карпат. За особливостями геологічної будови Передкарпатський прогин розділений на дві зони – Внутрішню, з нафтовими і нафтогазоконденсатними родовищами, і Зовнішню (Більче-Волицьку), де переважають газові родовища.

Внутрішня зона з амплітудою 15–20 км насунута на Зовнішню по Стебницькому насуву, а на Внутрішню зону по Береговому насуву з амплітудою до 25 км насунуті утворення Скибової зони Складчастих Карпат (скиби Берегова, Орівська, Сколівська та ін.). Початкові етапи розвитку прогину супроводжувалися зануренням його південно-західної частини (Внутрішня зона), завершуючі – північно-східної (Зовнішня).

**Внутрішня зона** є крупним похованим синклінорієм, виповненим дислокованим крейда-палеогеновим карпатським флішем, перекритим моласово-соленосним комплексом порід нижнього міоцену. Фундамент в її межах опущений на глибину 10–18 км. Загальноприйнятим є виділення у Внутрішній зоні Самбірської північно-східної та Бориславсько-Покутської південно-західної підзон [17, 20, 24, 25, 27, 28].

Самбірська підзона являє собою тектонічний покрив, затиснутий між карпатським флішем Бориславсько-Покутської підзони, яка насунута на неї по Самбірському насуву, і автохтонними середньоміоценовими відкладами (верхнім моласовим комплексом) Більче-Волицької зони. Підзону складають зім'яті в лінійні складки породи нижнього моласового комплексу нижнього міоцену, представлені поляницькою, воротищенською, стебницькою і балицькою світами, де флішеві відклади відсутні. Максимальна ширина підзони зафіксована на північному за-

ході – до 24–29 км за потужності до 4–5 км [1]. Скупчення вуглеводнів у Самбірській підзоні невідомі.

*Бориславсько-Покутська підзона* є внутрішнім елементом Передкарпатського прогину. Вона складена в основному крейда-палеогеновим флішем, перекритим нижньоміоценовими відкладами. Ширина підзони сягає 15–18 км по поверхні і 25–27 км у частині, перекритій насунутою Скибовою зоною Карпат. Її внутрішню будову визначають лежачі складки з пологими південно-західними і крутими, часто підвернутими, ускладненими розривами, північно-східними крилами. Складки розвинені по флішових утвореннях крейди (спаська і стрийська світи) і палеогену (ямненська, манявська, вигідська, бистрицька і менелітова світи). Насувами другого порядку складки розподілені на яруси (від двох до чотирьох). Підзона поперечними розломами розбита на ряд занурених і піднятих ділянок.

В межах **Зовнішньої зони** потужний (до 4 км) міоценовий чохол залягає на складчастих палеозойських і рифейських утвореннях, перекритих платформними теригенно-карбонатними породами юри і крейди потужністю до 1000 м і більше. Міоценові відклади представлені слабодислокованим комплексом теригенних порід баденію і сармату (верхня моласа). В центральній частині зони переважають баденські відклади, на північний захід і південний схід зростає потужність сарматських. Міоцен здебільшого незгідно залягає на породах юри і верхньої крейди, в межах Крукеницької западини – на філітах фундаменту.

У Зовнішній зоні розвинені скиди північно-західного і меридіонального простягання з амплітудами від 50–100 до 1000–1200 м. Поперечними розломами зона поділена на три частини, які в осадовому чохла виражені як Косівська (південно-східна) і Крукеницька (північно-західна) западини та Івано-Франківське підняття, що їх розділяє.

Плікративні структури представлені двома типами складок. Перший об'єднує крупні брахіантиклінальні підняття, складені міоценовими відкладами з виходами мезозойських порід у склепіннях. До них часто приурочені газові родовища. Розміри піднять 6–10 x 10–14 км, амплітуди 200–400 м. Подекуди в межах піднять відклади сармату і баденію залягають безпосередньо на рифейському фундаменті, розвинені вони переважно у північно-західній частині Зовнішньої зони. Другий тип представлений вузькими складками вздовж Стебницького насуву з пологими північно-східними крилами; південно-західні крила зрізані насувом; їх розміри 3–5 x 15–20 км, амплітуди 100–150 м (рис. 2.1).

У розрізі Передкарпатської НГО присутні породи від протерозойських (рифей) до кайнозойських; доальпійський фундамент представлений утвореннями протерозою й палеозою, осадове виповнення альпід – мезозою і кайнозою [25].

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

**Рифей** розкритий нечисленними свердловинами, представлений філітами, хлорит-серицитовими сланцями, слабометаморфізованими аргілітами, дрібнозернистими пісковиками.

**Палеозой** розвинений у приплатформній частині прогину, представлений кембрієм (пісковики і алевроліти з прошарками темних аргілітів, потужністю більше 1200 м), ордовіком (темно-сірі вапняки, сіро-зелені аргіліти, 10–150 м), силуром (аргіліти й мергелі з прошарками алевролітів і пісковиків, більше 1000 м), девонієм (континентальні аргіліти, алевроліти й пісковики, до 270 м).

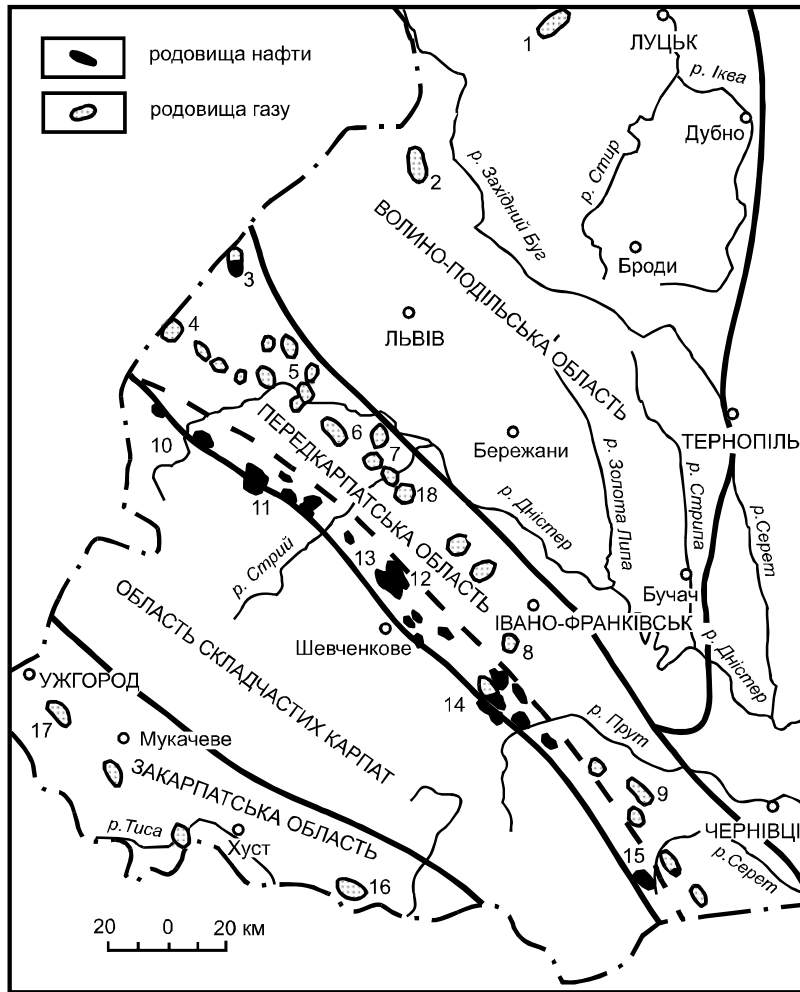


Рис. 2.1. Карпатська нафтогазоносна провінція і Волино-Подільська нафтогазоносна область [20]

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

---

Родовища: 1 – Локачівське, 2 – Великомоствівське, 3 – Східнокоханівсько-Свідницьке, 4 – Хідновицьке, 5 – Рудківське, 6 – Опарське, 7 – Більчеволицьке, 8 – Богородчанське, 9 – Косівське, 10 – Старосамбірське, 11 – Бориславське, 12 – Північнодолинське, 13 – Долинське, 14 – Битків-Бабченське, 15 – Лопушнянське, 16 – Солотвинське, 17 – Русько-Комарівське, 18 – Дашавське

**Мезозой** включає платформні формації юри і крейди Зовнішньої зони прогину, геосинклінальні – крейди Внутрішньої зони (рис. 2.2).

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

СИСТЕМА	ВІДДІЛ	ЯРУС	СЕРІЯ, СВІТА	ПІДСВІТА	ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА	ПОТУЖНІСТЬ, м
НЕОГЕНОВА	Міоцен	Сарматський	Дашавська	Верхньодашавська		до 1200
				Нижньодашавська		до 2300
		Баденський	Косівська			до 1200
		3				0-80
		2	1			0-80
						0-70

пісковики  
 глини  
 глини піщано-алевзитисті  
 глини карбонатні  
 аргіліти  
 пеліти й ангідрити  
 межі згідного (а), незгідного (б) залягання стратиграфічних одиниць

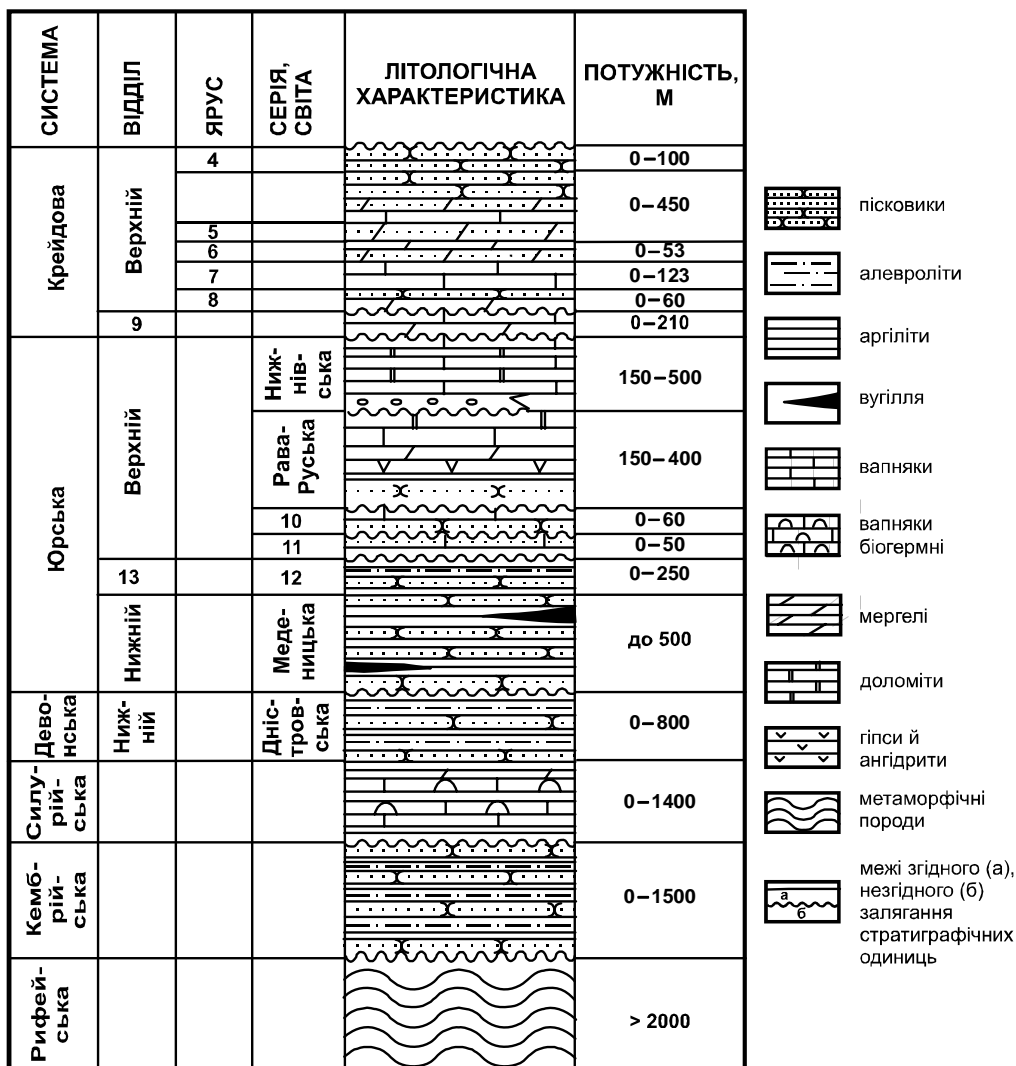


Рис. 2.2. Стратиграфічна колонка Більче-Волицького нафтогазоносного району

Цифрами позначені:

**відділи:** 10 – нижній, 13 – середній;

**яруси:** 3 – карпатський, 4 – маастрихтський, 5 – кампанський, 6 – сантонський, 7 – конякський, 8 – туронський, 9 – сеноманський;

**серії, світи:** 1 – тираська, 2 – баранівські шари, 11 – рудківська, 12 – яворівська, 14 – коханівська

В складі **юрської** системи виділяються світи (знизу):

- *меденицька* – сірі й світло-сірі пісковики і алевроліти з вугільними про-шарками, загальною потужністю 200–500 м;
- *коханівська* – морські сірі й темно-сірі аргіліти, алевроліти і пісковики (до 1300 м) у західній частині прогину; континентальні пісковики та алевроліти (140–180 м) – у східній;
- *яворівська* – кварц-глауконітові пісковики, алевроліти, гравеліти, доломіти (до 80 м), розповсюджені обмежено;
- *рудківська* – вапняки, мергелі, доломіти в нижній частині, аргіліти – у верхній (40–150 м);
- *рава-руська* – строката пісковиково-алевроліто-глиниста товща, у верхній частині розрізу – вапняки, доломіти, мергелі, ангідрити (до 350 м);
- *нижнівська світа* – вапняки й доломіти (250–350 м).

Загалом потужність юрських відкладів поступово збільшується від платформної вглиб прогину, з північного сходу на південний захід.

Відклади юри залягають на інтенсивно дислокованих породах протерозойсько-палеозойського фундаменту і з незгідністю перекриті крейдовим і неогеновим комплексами порід.

Платформні формації **крейдової** системи незгідно залягають на відкладах юри й незгідно ж перекриті неогеновими моласами Зовнішньої зони. Нижній відділ у складі аптського й альбського ярусів представлений карбонатними аргілітами, вапняками, оолітовими й органічно-детритовими вапняковистими пісковиками загальною потужністю до 150 м. Верхній відділ включає теригенно-карбонатні породи сеноманського й туронського ярусів, з включенням гальки і гравію чорних кременів у низах розрізу, та сенонські карбонатно-теригенні (пісковики, алевроліти, мергелі). Загальна потужність платформних відкладів верхньої крейди збільшується від 100–200 м у південно-східній до 300–730 м у центральній і північно-західній частинах Зовнішньої зони прогину.

Геосинклінальні крейдові формації розвинені у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину, де вони представлені переважно флішовими утвореннями. Тут виділяються світи (знизу):

- *спаська* (барем-альб) – флішодна товща чорних вапняковистих аргілітів, темно-сірих алевролітів і пісковиків потужністю більше 500 м;
- *ілемкінська* (альб-сеноман) – чергування строкатих аргілітів, мергелів, пісковиків (понад 100 м);
- *головнинська* (сеноман–нижній турон) – мергелі (100–150 м);
- *стрийська світа* (верхній турон–нижній палеоцен) – складає більшу частину Внутрішньої зони, виповнює ядра складчастих структур, представлена тонко- й середньоритмічним монотонним аргіліт-алевроліт-пісковиковим флішем (100–1000 м).

**Кайнозойський комплекс** включає геосинклінальні (палеоген) та орогенні (неоген) формації. Поліфаціальні флішеві породи палеогену складають глибинні складки у Внутрішній зоні прогину.

**Палеоцен** представлений тонкоритмічним, рідше – середньоритмічним флішем *ямненської* світи потужністю до 200 м.

**Еоцен** включає (знизу): *манявську* світу – тонкоритмічний зеленувато-сірий фліш (100–300 м), *вигодську* світу – тонко- й середньоритмічний теригенний і теригенно-карбонатний фліш (до 350 м), *бистрицьку* світу – переважно аргіліт-алевролітової з рідкими прошарками пісковиків (100–200 м).

**Олігоценова менілітова** світа (500 м) поділяється на три підсвіти:

- *нижньоменілітову* – чорні безкарбонатні бітумінозні аргіліти з прошарками алевролітів і пісковиків;
- *середньоменілітову* – чергування вапняковистих аргілітів, алевролітів, тонко-зернистих пісковиків (тонкоритмічний фліш);
- *верхньоменілітову* – сірі та чорні бітумінозні безкарбонатні аргіліти з прошарками алевролітів і пісковиків.

**Неогенова** система представлена орогенними формаціями нижніх молас нижнього міоцену (егерій, егенбургій, отнангій і карпатій), та верхніх молас середнього й верхнього міоцену (баденій, сармат) [25].

Нижні моласи розвинені у Внутрішній зоні, розпочинаються піщано-глинистою флішоїдною *поляницькою* світою (до 600 м). Вище в розрізі розташовані глинисто-соленосні утворення потужної (до 2000 м) *воротищенської* світи, строкатобарвні глинисто-піщані відклади *стебницької* світи (700–1000 м) і зеленувато- та голубувато-сірі вапняковисті глини *балицької* світи (карпатій) (від 100 до 1500 м). Загальна потужність нижньої моласи перевищує 3000 м. Для Бориславсько-Покутської підзони вона (головним чином, поляницька й воротищенська світи) виконує роль регіонального флюїдоупору.

Верхні моласи вповнюють Зовнішню зону. В їх основі залягають глауконітові мергелісті глини (50–100 м) з прошарками пісковиків, туфів і туфітів *богородчанської* світи. Вище трансгресивно залягають регіонально витримані гіпсо-ангідритові, подекуди з галітом, відклади *тираської* світи (до 200 м). Вони перекриті темно-сірими глинами, алевролітами, пісковиками і мергелями *косівської* світи (100–1900 м). Завершує міоценовий розріз *дашавська* світа верхнього міоцену (сармат), представлена потужною товщею сірих вапняковистих глин, алевролітів і пісковиків з прошарками туфів і туфітів (до 3200–3500 м). Серед глин-флюїдоупорів виділено понад 30 піщаних горизонтів, поширених на Дашавському, Болехівському, Косівському, Залужанському, Свідницькому та інших газових родовищах. Дашавська світа є головним газовмісним стратонам Зовнішньої (Більче-Волицької) зони.



### Нафтогазоносні комплекси

Стратиграфічний діапазон промислової нафтогазоносності Передкарпатської НГО включає юру, крейду, палеоген і неоген. Тут виділяються нафтогазоносні мезозойський платформний і крейда-палеогеновий геосинклінальні, газоносний неогеновий орогенний комплекси [25].

**Нафтогазоносний мезозойський платформний комплекс** охоплює платформні утворення юри і крейди Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. В юрських відкладах нафтові поклади встановлені на Коханівському родовищі, де колекторами є тріщинуваті й кавернозні вапняки з пористістю 2,3–29,6 %. Поклади масивні, поверх нафтоносності – 170 м, початкові пластові тиски близькі до гідростатичних; нафта густа, чорна, з запахом сірководню, густиною 0,9150–1,0142 г/см<sup>3</sup>.

Значні поклади нафти у верхньокрейдових пісковиках відомі на Лопушнянському родовищі, газу – на північному заході Більче-Волицької зони (родовища Угерське, Більче-Волицьке, Меденицьке). Колекторами тут виступають пісковики сенону з ефективною пористістю 18–23 %. Початкові дебіти газу подекуди сягали 7 млн м<sup>3</sup>/добу, в складі газу переважає метан (95–98 %). Глибина залягання покладів становить 500–1500 м, а висота – до 200 м [25].

**Нафтогазоносний крейда-палеогеновий геосинклінальний комплекс** вміщує основні запаси нафти Карпатської провінції, з ним пов'язані нафтові, нафтогазові та газоконденсатні родовища в породах, що утворюють глибинні складки у Внутрішній зоні прогину. Нафтогазоносним є весь крейда-палеогеновий фліш, перекритий нижньоміоценовими глинистими відкладами поляницької і воротищенської світ (регіональним флюїдоупором). Поклади вуглеводнів відомі у верхньокрейдівій стрийській світ на Космацькому й Битківському родовищах. Колекторами тут слугують пласти й лінзи пісковиків і алевролітів з абсолютною пористістю до 22 %, ефективною потужністю продуктивних горизонтів 25–50 м.

Серед палеоценових відкладів колектори представлені ямненськими пісковиками, які фаціально невитримані, з фрагментарною нафтогазоносністю. Пластові тектонічно порушені поклади нафти відомі на Бориславському і Старосамбірському родовищах.

Високою нафтогазоносністю характеризуються еоценові відклади – один з основних вмісників вуглеводнів у провінції. Колекторами тут слугують потужні (від десятків до перших сотень метрів) горизонти масивних пісковиків (Стинавське, Танявське, Долинське та інших родовища). Особливо нафтогазоносною є вигідська світ, продуктив-

ність якої встановлена більш як на 30 родовищах Бориславсько-Покутської підзони (Бориславське, Орів-Уличнянське, Соколовецьке, Спаське, Рожнятівське, Гвіздецьке, Битків-Бабченське та ін.). Колекторами тут найчастіше є пісковики з абсолютною пористістю до 22 %, потужність яких, наприклад, у Долинській депресії сягає 80–100 м при загальній потужності світи 100–150 м, на Орівському піднятті – відповідно 20–40 і 50–100 м. Трапляються пластові склепінні поклади, тектонічно порушені, тектонічно екрановані, а також літологічно обмежені внаслідок літолого-фаціальності мінливості вмісних порід. Початкові дебіти нафти сягали 50–200 т/добу, газоконденсату 23–1550 тис. м<sup>3</sup>/добу. Нафта має густину 0,8288–0,8738 г/см<sup>3</sup>, конденсат – 0,7484–0,7936 г/см<sup>3</sup> [25].

Найпродуктивнішою у цьому нафтогазоносному комплексі є бітумінозна флішоподібна олігоценова менілітова світа, найбільш повні розрізи якої (700–1200 м) представлені в Долинській депресії. Пісковикові колектори літологічно невитримані, абсолютна пористість їх змінюється від 1 до 22 %. Висока мікротріщинуватість порід менілітової світи визначає тріщинно-поровий тип колекторів. Унікальним вважається горизонт (30–40 м) бориславського пісковика, що слугує головним вмісником нафти у Бориславському районі, пористість якого становить 5,8–26,4 %. Нафтоносність менілітової світи встановлена більш як на 30 об'єктах (Пнівське, Старунське, Долинське, Старосамбірське та інші родовища). Складки, що містять пастки крейда-палеогенового комплексу, формувались у палеогені як конседиментаційні з подальшою перебудовою міоценовим насуютворенням. У якості флюїдоупору виступають потужні глинисті товщі поляницької і воротищенської світ міоцену.

В цілому 55 % запасів нафти цього комплексу зосереджено в еоценових відкладах, 40 % – в олігоценових (менілітова світа), 4 % – у палеоценових і лише 1 % – у крейдових.

**Газоносний неогеновий орогенний комплекс** об'єднує газоносні горизонти міоценових піщано-глинистих відкладів моласової формації, що слугують і колекторами, і флюїдоупорами. Найбільше промислове значення мають неогенові утворення Зовнішньої зони прогину в обсязі карпатію (гельвет), баденію (тортон) і сармату (дашавська світа), що вміщують третину запасів газу провінції. Серед відкладів карпатію високою газоносністю виділяються угерські пісковики ефективною потужністю до 80–95 м, пористістю 18–30 % на площі Більче-Волицького родовища, що вміщують поклади газу на глибинах до 1350 м. У баденії колекторами є пісковики й алевроліти косівської світи пористістю 11–13 % (Богородчанське, Гринівське, Кадобнянське родовища). На Кадобнянському родовищі верхньобаденська пастка

використовується зараз як підземне сховище газу. Середні дебїти газу з цих відкладів – десятки–сотні тис. м<sup>3</sup>/добу, газ метановий (95,6–99,9 % метану). Численні газові поклади, що забезпечували високу продуктивність видобувних свердловин (до 100–132 тис. м<sup>3</sup>/добу на Дашавському родовищі), приурочені до піщаних прошарків і лінз дашавської світи сармату. З ними пов'язана газонасність північно-західної частини Зовнішньої зони – родовища Дашавське, Угерське, Садковицьке, Пинянське, Хідновицьке. Відкрита пористість порід-колекторів змінюється від перших до 20–27 %, газ вміщує 90,2–99 % метану, його густина становить 0,52–0,60 г/см<sup>3</sup>.

### Характеристика структур нафтогазоносних покладів, приклади родовищ

Типи структур, форма нафтових і газових покладів, фазовий склад скупчень вуглеводнів у Зовнішній і Внутрішній зонах прогину істотно відрізняються.

На газових родовищах **Зовнішньої зони** найпоширенішими є пластові масивні, літологічно обмежені, та пластові склепінні поклади. Масивні поклади містяться в структурах, що утворились внаслідок трансгресивного перекриття ерозійних виступів юрських (Рудківське родовище), сенонських і гельветських порід (Більче-Волицьке, Угерське, Малогорожанське) слабопроникними породами баденію.

**Більче-Волицьке газове родовище** розташоване у Стрийському районі Львівської області, в 20 км на північ від м. Стрий. Воно відкрито в 1949 р. пошуковою свердловиною, закладеною з урахуванням побудованої за результатами сейсмічних досліджень структурної карти Більче-Волицького підняття – ерозійного виступу сенонських порід, перекритих гельветськими, баденськими й нижньосарматськими утвореннями (рис. 2.3). Виступ виражений антиклінальною складкою північно-західного простягання, що тектонічними порушеннями розбита на три блоки. Пісковики сенону й гельвету утворюють єдиний газомісний резервуар, перекритий утвореннями баденського і сарматського ярусів. По ізогіпсі 800 м площа резервуару 12 x 6,5 км, амплітуда – 130 м. Усього відкрито п'ять газових покладів. Розробку сенонсько-гельветського покладу проводили в 1950–1983 рр., з 1992 р. введено в розробку нижньосарматські пластові склепінні літологічно обмежені поклади, пов'язані з піщано-глинистими комплексами нижньодашавської підсвіти. За роки експлуатації на об'єкті видобуто 38,8 млрд м<sup>3</sup> газу або 95,2 % початкових запасів. Пластовий тиск за цей час знизився від 10,3 до 1,0 МПа, початковий робочий дебїт свердловин – з 420 до 45 тис. м<sup>3</sup>/добу. У 1984 р. розробку гельветсько-

сенонського покладу припинено, й у ньому створено підземне сховище газу, що вважається одним з найбільших у світі.

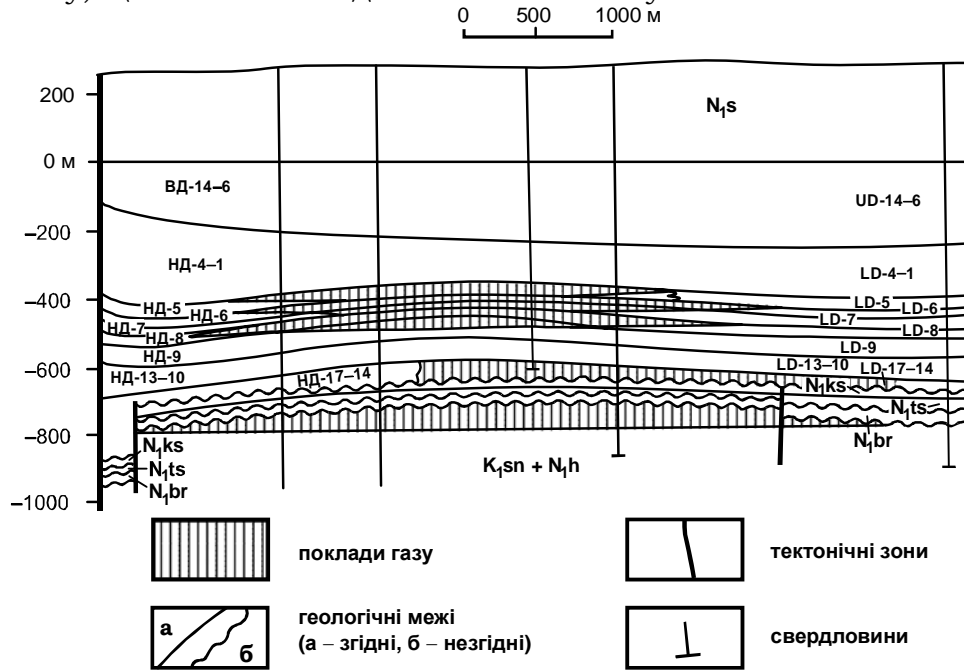


Рис. 2.3. Геологічний розріз Більче-Волицького газового родовища [1]

У неогенових відкладах переважають резервуари, в яких пласти пісковиків і алеволітів перешаровуються з глинами. Літолого-фаціальне заміщення пісковиків слабо проникними алеволітами та глинами зумовлює утворення літологічно обмежених газових покладів, що пов'язані, як правило, з підняттями брахіантиклінального типу і можуть бути віднесені до структурно-літологічних. Такі поклади відомі на Ковалівському, Кадобнянському, Гринівському, частково Дашавському родовищах. До пластових склепінних віднесено поклади в міоценових відкладах Опарського, Угерського, Косівського, Дашавського родовищ. Останнє як об'єкт, з якого починався видобуток газу в Україні, доцільно розглянути детальніше.

**Дашавське родовище** розташоване у Стрийському районі Львівської області, у 15 км на північний схід від м. Стрий. Родовище було відкрито в 1920 р., коли з глибини 395 м із нижньосарматських відкладів отримали приплив газу з дебітом 14 тис. м<sup>3</sup>/добу. Всього на родовищі відкрито 10 газових покладів (рис. 2.4).

Дашавська структура є брахіантиклінальною північно-західного простягання, розміром 9 x 6 км з амплітудою 140 м, складена вона піща-

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

но-глинистими породами дашавської світи нижнього сармату. В структурі виділяються два куполи; тектонічними порушеннями з амплітудою 10–40 м у нижній частині вона розбита на блоки, на південному заході частково зрізана насумом Самбірської підзони. Поклади газу містяться переважно в породах нижньодашавської підсвіти (НД) і відносяться до пластових склепінних літологічно обмежених (ВД-13, НД-2, НД-4, НД-5, НД-7, НД-9Г), пластових склепінних літологічно обмежених і тектонічно екранованих (НД-9А, НД-9АГТ). За часи експлуатації з 1924 р. з родовища видобуто 12,3 млрд м<sup>3</sup> газу або 99,5 % початкових запасів. Найбільш газу (577 млн м<sup>3</sup>) відібрано в 1950 р. Початкові робочі дебіти свердловин сягали 100–132 тис. м<sup>3</sup>/добу, початкові пластові тиски – 6,6–5,9 МПа [1].

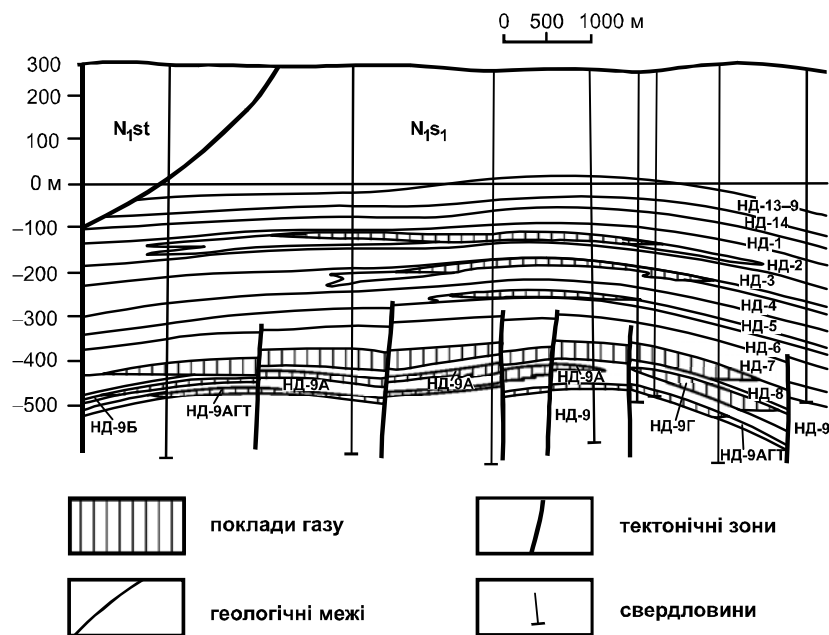


Рис. 2.4. Геологічний розіз Дашавського родовища газу

Родовища нафти зосереджені у **Внутрішній зоні** Передкарпатського прогину, пов'язані з Бориславсько-Покутським покривом. Він складається з чотирьох ярусів витягнутих у північно-західному напрямі, насунутих одна на одну антиклінальних складок палеогенового й верхньокрейдного флішу, перекритих міоценовими моласами. Особливо продуктивним є інтервал глибин 1500–3500 м, хоча поклади відомі і на глибинах до 4,5–5,7 км (Мельничанське, Соколовецьке та ін. родовища). Найчастіше родовища вуглеводнів містяться в лінійних

антиклінальних складках, при цьому більшість з них розташовані в зоні Передкарпатського розлому, що є північно-східною границею поширення автохтонного флішу (Старосамбірське, Блажівське, Бориславське, Стинавське, Семижнівське, Долинське, Північно-Долинське, Битків-Бабченське, Пнівське, Гвіздецьке та ін.). Менш значна смуга родовищ протягується в 20–30 км на південний захід від Передкарпатського розлому (Новосхідницьке, Довбушанське, Бистрицьке) [20]. Поклади вуглеводнів Бориславсько-Покутської підзони відносяться до склепінних (Бориславське, Долинське родовища), тектонічно й літологічно екранованих (Орив-Уличнянське).

**Бориславське нафтогазоозокеритове родовище** розміщене в Дрогобицькому районі Львівської області, у межах м. Борислав. Відоме з середини XIX ст., воно й зараз перебуває в розробці. Широку відомість родовищу принесли свердловини з добовими дебітами нафти більше тисячі тонн та поклади озокериту, який видобувають тут з 1856 р. Родовище складено теригенним флішем верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену (ямненська), еоцену (витвицька та попелеська), олігоцену (менілітова) та неогеновою моласою (поляницька та воротищенська). Структура родовища має покривно-насувний характер. З південного заходу на північний схід виділяються насунуті одна на одну: Оривська й Берегова смуги Складчастих Карпат, Бориславська глибинна складка і так званий Бориславський піднасув Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Серед них основною є Бориславська, що містить 83 % усіх запасів. Вона має форму підгорнутої асиметричної антиклінали з кутами падіння на південно-західному крилі 15–20°, підгорнутим і зрізаним поверхнею насуву північно-східним крилом (див. рис. 1.22). Промислова нафтоносність приурочена до пісковиків стрийської та ямненської світ (Оривська скиба, ділянка Міріам), ямненських пісковиків Берегової скиби, еоценових і олігоценових відкладів Бориславського піднасуву; але найпродуктивнішими є поклади нафти в бориславському пісковіку в основі менілітової світи. Так, свердловина Ойл Сіті на початку експлуатації цього горизонту в 1908 р. давала 3000 т нафти і 900 тис. м<sup>3</sup> газу на добу. Пісковик кварцовий, від слабцементованого до щільного, потужністю 7–50 м, середня глибина залягання 1100 м; пористість змінюється від 3 до 29 %. Поточні дебіти нафти становлять від 0,05 до 5 т/добу, густина нафти в поверхневих умовах 840 кг/м<sup>3</sup>, у пластових 770 кг/м<sup>3</sup>.

Поклади озокериту містяться в піщано-глинистих відкладах воротищенської світи (нижній міоцен) в інтервалі глибин перші десятки-сотні метрів. Форма виділень озокериту жильна й дрібновокраплена, середній вміст в покладах 2 %. Густина його становить 895–900 кг/м<sup>3</sup>, температура плавлення 55–70°, переважають темнозбарвлені

відміни. Загальна кількість видобутого озокериту перевищує 400 тис. т. У минулому розробка проводилася шахтами глибиною до 140 м, зараз озокерит вилучають бензиновою екстракцією [20].

### Нафтогазоносна область складчастих Карпат

Складчасті Карпати можна розглядати як перспективну, але недостатньо вивчену область Карпатської нафтогазоносною провінції [17]. Незначні поклади нафти відкрито в зонах Скибовій і Кросно на глибинах від перших сотень метрів до 4600 м у флішових утвореннях верхньої крейди, еоцену й олігоцену (*менілітова* світа). Початкові дебіти нафти сягали 20 т/добу, але з часом значно зменшилися і стабілізувалися на рівні 0,01–0,02 т/добу. Наявність на території Польщі більш як 40 родовищ нафти в Складчастих Карпатах дає змогу (за умови наявності кондиційних пасток) очікувати відкриття родовищ і в межах Українських Карпат, зокрема в зоні Кросно [20].

### Закарпатська газоносна область

У структурному відношенні область відповідає Закарпатському внутрішньому неогеновому прогину, границі якого визначені Закарпатським на північному сході й Прикарпатським на південному заході глибинними розломами. В районі м. Хуст прогин перетинає Вигорлат-Гутинське вулканічне пасмо, що розділяє його на Мукачівську й Солотвинську западини. В геологічній будові прогину виділяються два структурно-тектонічні поверхи – донеогеновий і неогеновий.

**Донеогеновий поверх** складений породами від палеозойських до палеогенових, що залягають на глибинах 500–4000 м і представлені філітами, кристалічними сланцями, теригенно-карбонатними, вулканогенними і флішовими утвореннями блоково-складчастої структури.

**Неогеновий поверх** включає потужний, до 3,5 км, моласовий комплекс з пологими малоамплітудними складками переважно "карпатського" простягання. В центральній частині прогину розвинені соляні діапіри. В розрізі неогенової товщі виділяються (знизу): пісковики й піщанисті глини *буркалівської* світи егенбургію (потужністю до 80 м), *терешульські* конгломерати (до 100 м), туфова *новоселицька* світа карпатію (гельвет) (до 900 м), теригенно-уламкові з кам'яною сіллю *теремлянська* (до 1000 м), *солотвинська* (100–800 м) і *тересвинська* (130–900 м) світи баденію (тортон), *доробратівська* (650 м) і *луківська* (500 м) світи сармату. Завершують розріз вулканогенні *гутинська* й *бужорська* світи.

В Закарпатській газоносній області відкрито чотири газові родовища, три у Мукачівській западині (Русько-Комарівське, Снятівське, Ко-

ролівське), одне – у Солотвинській (Солотвинське). Газовмісними є переважно міоценові, менше – пліоценові (Королівське родовище) відклади. Поклади газу пластові склепінні, склепінні тектонічно екрановані. Останні відмічені на **Русько-Комарівському родовищі**, розташованому в Ужгородському районі Закарпатської області в 15 км на південний схід від м. Ужгород. Промислові припливи газу тут отримані з відкладів верхнього баденію й нижнього сармату. Структура родовища визначається брахіантиклінальною складкою субмеридіонального простягання розміром 4,0 x 2,5 км, висотою 250 м, з лаколітом гранодіорит-порфірів на глибині 1700–2000 м. Продуктивними є сім піщаних і піщано-туфогенних горизонтів, поверх газонасності яких сягає 735 м, висота покладів 17–145 м, початкові видобувні запаси 2044 млн м<sup>3</sup>. Родовище розробляється ЗАТ "Концерн "НАДРА".

Порівняно із Зовнішньою зоною Передкарпатського прогину стратиграфічний діапазон промислової газонасності неогенових відкладів Закарпаття більш широкий за рахунок нижнього бадену (Солотвинське родовище) і пліоцену (Королівське), але об'єкти тут значно менші за масштабами.

### Волино-Подільська нафтогазоносна область

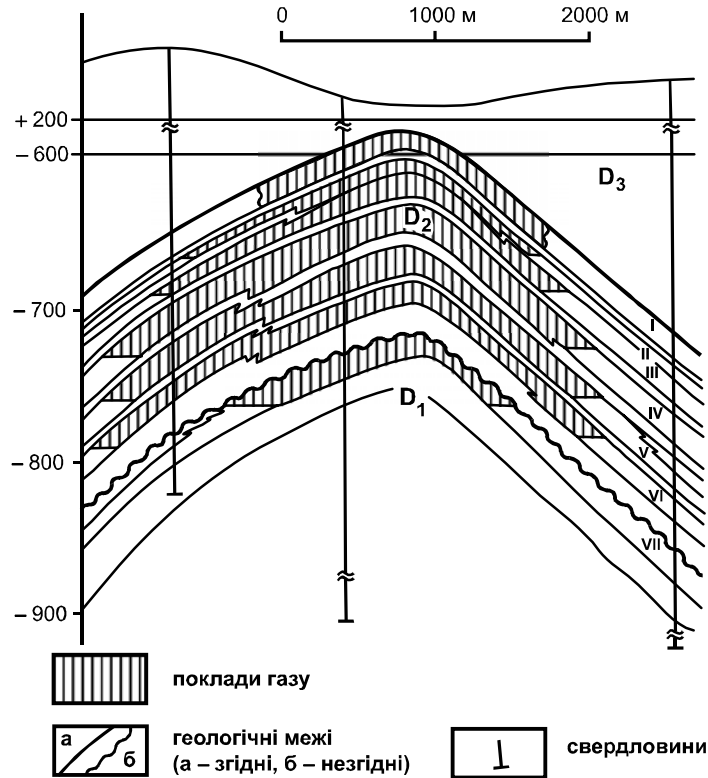
Ця область охоплює територію Львівської, Волинської, Тернопільської, Івано-Франківської та Чернівецької областей, тобто майже всю Волино-Подільську височину. Починаючи з 1964 р. тут відкрито 2 газові родовища – Локачівське й Великомоствівське, обидва в межах Львівського палеозойського прогину. Продуктивними є теригенні (пісковики, алевроліти) та карбонатні нижньо- та середньодевонські відклади. Поклади пластові склепінні, літологічно обмежені.

Наприклад, **Локачинське родовище** розташоване в Локачинському районі Волинської області в 4 км на схід від смт. Локачі. Воно контролюється однойменним валоподібним підняттям розміром 11 x 3,5 км, висотою 75–100 м, що простежується в породах від рифею до крейди (рис. 2.5). Виявлено 7 покладів у поверсі газонасності 182 м, покритишки глинисті, карбонатні й карбонатно-сульфатні, потужністю 15–20 м. Початкові дебіти газу сягали 165 тис. м<sup>3</sup>/добу [1]. Відклади девонської системи Львівського палеозойського прогину, таким чином, можна розглядати як регіональний газонасний комплекс, перспективний для відкриття нових скупчень газу й нафти [25].

Таким чином, в межах Карпатської нафтогазоносної провінції найбільші нафтові родовища Внутрішньої та газові Зовнішньої зони Передкарпатського передового прогину мезозойського, крейда-палеогенового та неогенового продуктивних комплексів давно розвідані, тривалий час



успішно експлуатувались і тому часто характеризуються високим, більше 90 %, рівнем відбору початкових запасів. Тому питання визначення перспективних напрямків геологорозвідувальних робіт для регіону є досить актуальним. З урахуванням наявних геолого-геофізичних матеріалів, закономірностей розміщення покладів та результатів робіт останніх років пошукові роботи пропонуються зосередити [1]:



**Рис. 2.5. Геологічний розріз Локачинського газового родовища**

- на пошуках і розвідці нафти і газу в палеогенових утвореннях Бориславсько-Покутського району;
- на пошуках і розвідці газових родовищ у сарматських, гельветських та мезозойських утвореннях північно-західної частини Більче-Волицької зони; газових – у баденських і нафтових – у палеогенових, крейдових і юрських відкладах під насувом Покутсько-Буковинських Карпат на південному сході;
- на пошуках і розвідці газових покладів у неогенових товщах Закарпаття;
- на пошуках нафти і газу передусім у девонських, а також силурійських та кембрійських породах перспективних районів Волинської НГО;

## **Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України**

---

- на перспективній оцінці нафтогазоносності зони палеогенових і крейдових порід Кросно і Скибової Складчастих Карпат.

### ДНІПРОВСЬКО-ПРИП'ЯТСЬКА НАФТОГАЗОТОНОСНА ПРОВІНЦІЯ

Дніпровсько-Прип'ятська нафтогазоносна провінція приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену і поділяється на Прип'ятську нафтогазоносну область, що розміщується на території Білорусі та Дніпровсько-Донецьку нафтогазоносну область (ДДНГО) у межах України. Вона простягається від кордонів з Білоруссю на північному заході до кордонів з Російською Федерацією на південному сході, займає Придніпровську низовину та Полтавську рівнину на лівобережжі Дніпра на території Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей. Найбільша кількість родовищ нафти і газу зосереджена у межах Сумської, Полтавської та Харківської областей. Загальна площа ДДНГО становить 101,8 тис. км<sup>2</sup>.

Прип'ятська та Дніпровсько-Донецька НГО пов'язані з крупними структурами осадового чохла – Прип'ятською та Дніпровсько-Донецькою западинами (ДЗ), розділеними Брагінсько-Лоєвською сідловиною (Чернігівським виступом докембрійського фундаменту). Формування западин пов'язане з розвитком Сарматсько-Туранського лініаменту, що з північного заходу на південний схід пересікає південно-західну частину Східноєвропейської платформи (СЄП). На території Білорусі та України він виражений грабеном (авлакогеном), що виник у девонський період, розколовши єдиний Сарматський щит на північно-східну (Воронезький масив) та південно-західну (Український щит) частини. Відокремлюючись від Прип'ятської западини Чернігівським виступом, ДДЗ на південному заході обмежена УЩ, на північному сході Воронезькою антеклізою, на південному сході – складчастим Донбасом.

#### Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область

Серед нафтогазоносних областей України ДДНГО за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце.

Перше Роменське нафтове родовище тут було відкрите у 1937 р. Основна заслуга у його відкритті належить співробітнику Українського науково-дослідного геологічного інституту (нині Інститут геологічних наук НАН України) Ф.О. Лисенко, який у 1932–1936 рр. під керівництвом директора інституту академіка М.Г. Світацького проводив у Ро-

менському районі Полтавської області (зараз Сумська область), буріння спочатку на гіпси і калійні солі, а згодом на нафту. У 1931 р. академік М.С. Шатський, правильно пояснивши солянокупольну природу діабазів, виходи яких були відомі поблизу м. Ромни, тим самим вказав на потенційну нафтогазоносність цієї території. Хоча задовго до цього, ще у 1903 р. професор Київського університету П.Я. Армашевський описав прояви нафти, пов'язані з верхньокрейдовими мергелями горба Золотуха, що на околицях Ромнів [16, 30].

Після отримання першого промислового притоку нафти з порід кепроку Роменського соляного штоку розпочалися цілеспрямовані пошукові роботи. У передвоєнний період вони обмежувались дослідженнями інших солянокупольних структур – Висачківської та Дмитрівської із застосуванням гравімагнітних методів та буріння на глибини в декілька сотень метрів. Ці роботи були малоефективними.

У повоєнний період, коли була обґрунтована необхідність вивчення криптодіапірових структур, пошуки родовищ нафти і газу отримали новий імпульс. Це зумовило відкриття у 1950 р. Радченківського нафтогазового й унікального за запасами Шебелинського газоконденсатного родовищ. В наступні роки було виявлено низку великих родовищ, серед яких нафтогазоконденсатні – Качанівське, Глинсько-Розбишівське, Гнідинцівське, Леяківське, Рибальське та ін. На 1952 рік було відкрито вже 34 родовища і ДДГНО стала давати більшу частину видобутої в Україні нафти, а з 1964 р. – і газу. Глибини буріння в цей період зростають до 3000–3500 м. Виконуються значні обсяги структурно-картувального буріння. Сейсмічний метод відбитих хвиль (МВХ) стає основним методом підготовки локальних об'єктів до глибокого буріння. Зростає значення регіональних досліджень із застосуванням методу заломлених хвиль (КМЗХ) і параметричного буріння.

У 60–80 рр. ХХ ст. пошукові роботи зосереджуються на вивченні глибокозанурених похованих піднять та міжкупольних ділянок, внаслідок чого глибини буріння зростають до 4500–5000 м. На зміну МВХ приходить більш досконалий метод спільної глибинної точки (МСГТ). В цей період були відкриті великі родовища вуглеводнів, серед яких – Яблунівське, Єфремівське, Котелевське, Західно-Хрестищенське, Березівське та ін. Загальна кількість родовищ ДДНГО досягла 85.

На початок 80-х років у цілому завершилась оцінка наскрізних та локальних структур антиклінального типу до глибини 5000 м. Отримано перші притоки вуглеводнів з глибин 5000–7000 м, що підтвердило перспективи нафтогазоносності глибоких горизонтів. Освоюється новий район північного борту ДДЗ, де нафтогазоносними виявились не тільки палеозойські, а й докембрійські породи (Юліївське та Хухрянське родовища). Розпочинається цілеспрямована підготовка і

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

глибоке буріння численних структур «неантиклінального» та комбінованого типу. Зокрема, виявлено зони розвитку рифогенних споруд в об'ємуванні Срібнянської та Жданівської депресій. Однак у другій половині 80-х років розпочалося зменшення асигнувань на проведення геологорозвідувальних робіт, падіння об'ємів буріння (з 600 тис п.м у 1980 р. до 480 п.м у 1990 р. і до 63 тис п.м у 1996 р). Ці негативні процеси обумовили значне падіння приросту запасів нафту і газу.

За часи незалежності України пошуково-розвідувальні роботи в межах ДДНГО отримали новий імпульс, пов'язаний із застосуванням апаратури та програмного забезпечення провідних зарубіжних компаній, залученням іноземних інвестицій у розвідку та розробку родовищ. З 1997 р. завдяки збільшенню фінансування геологорозвідувальних робіт збільшився об'єм буріння (2006 р. – 253 тис. п.м). Кількість родовищ вуглеводнів перевищила дві сотні. Динаміка їх відкриття у період з 1959 по 2000 рр. показана на рис. 2.6.

Загальна геолого-геофізична вивченість ДДНГО висока. Тут проведена геологічна зйомка, структурно-картувальне і параметричне буріння, на окремих структурах та родовищах пробурена густа мережа опорних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин. На території ДДНГО виконані граві-, магніто- та електророзвідувальні роботи в різних модифікаціях. Осадочий чохол до 6000 м і глибше вивчений сейсморозвідкою МВХ і МСГТ, поверхня кристалічного фундаменту простежена з допомогою кореляційного методу заломлених хвиль (КМЗХ), а глибинна геологічна будова – з допомогою глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ).

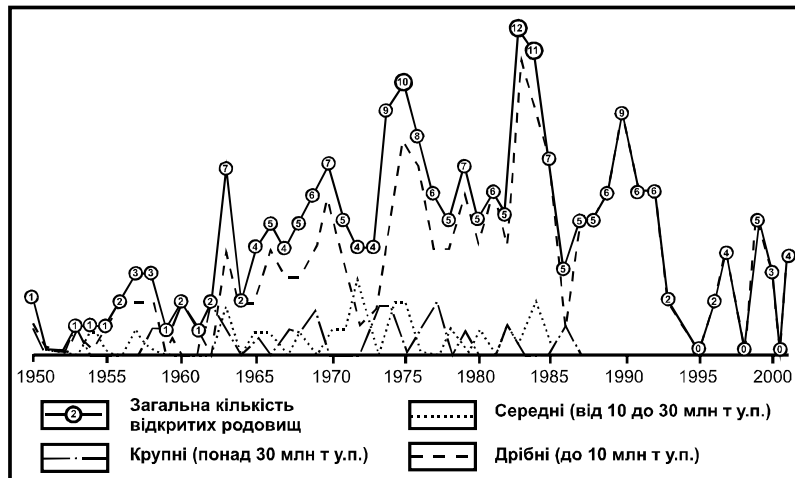


Рис. 2.6. Динаміка відкриття родовищ нафти і газу ДДНГО [29].

### Геологічна будова

Дніпровсько-Донецька НГО пов'язана з однойменною западиною, яка є частною величезною лінійною структурою – Сарматсько-Туранського лініаменту чи лінії Карпінського, що простягається від Балтійського моря до передгір'їв Тянь-Шаню. Її виникнення пов'язане з глибокими розколами земної кори, можливо, спочатку у рифеї, а потім – у девоні, формуванням систем авлакогенів, які пізніше, зі зменшенням інтенсивності тектонічних напружень, перетворилися на западини. Безумовно, нафтогазоносність території, що розглядається, найщільніше пов'язана з історією її геологічного розвитку, тому розглянемо особливості геологічної будови, зокрема стратиграфії, тектоники, історії розвитку ДДЗ.

### Стратиграфія

Найдавніші з відомих в межах ДДНГО утворень – це метаморфічні (амфіболітова та гранулітова фації регіонального метаморфізму), ультраметаморфічні (головним чином плагіограніти) та інтрузивні породи архею та палеопротерозою, що складають кристалічний фундамент. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного віку цих порід свідчать про присутність практично всіх основних архейських і палеопротерозойських стратиграфічних підрозділів, відомих на УЩ та Воронезькому масиві, включаючи мезоархейські граніт-зеленокам'яні комплекси, палеопротерозойські гнейсові та залізорудні товщі. Утворення кристалічного фундаменту розбурені головним чином у межах борти ДДЗ, де залягають неглибоко, та простежені за допомогою гравімагнітних методів на значних ділянках.

Питання про наявність неопротерозойських і нижньопалеозойських порід залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням. За аналогією з іншими рифтогенними прогинами древніх платформ деякі дослідники припускають наявність у ДДНГО проміжного комплексу відкладів, що розміщується між докембрійським кристалічним фундаментом і значно молодшою осадовою товщею порід, в основі якої залягає середній девон (рис. 2.7) [4, 8, 10].

Основними стратиграфічними підрозділами ДДНГО є: палеозой, мезозой та кайнозой.

**Палеозой** представлений відкладами девонської, кам'яновугільної і пермської систем.

**Девон** виявлено лише в центральній частині ДДЗ, де він розкритий в інтервалі глибин 0,5–5,5 км. У центральній і північно-західній час-

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

тині западини девон залягає на докембрійському фундаменті, на решті території – породи, що підстеляють, не розкриті.

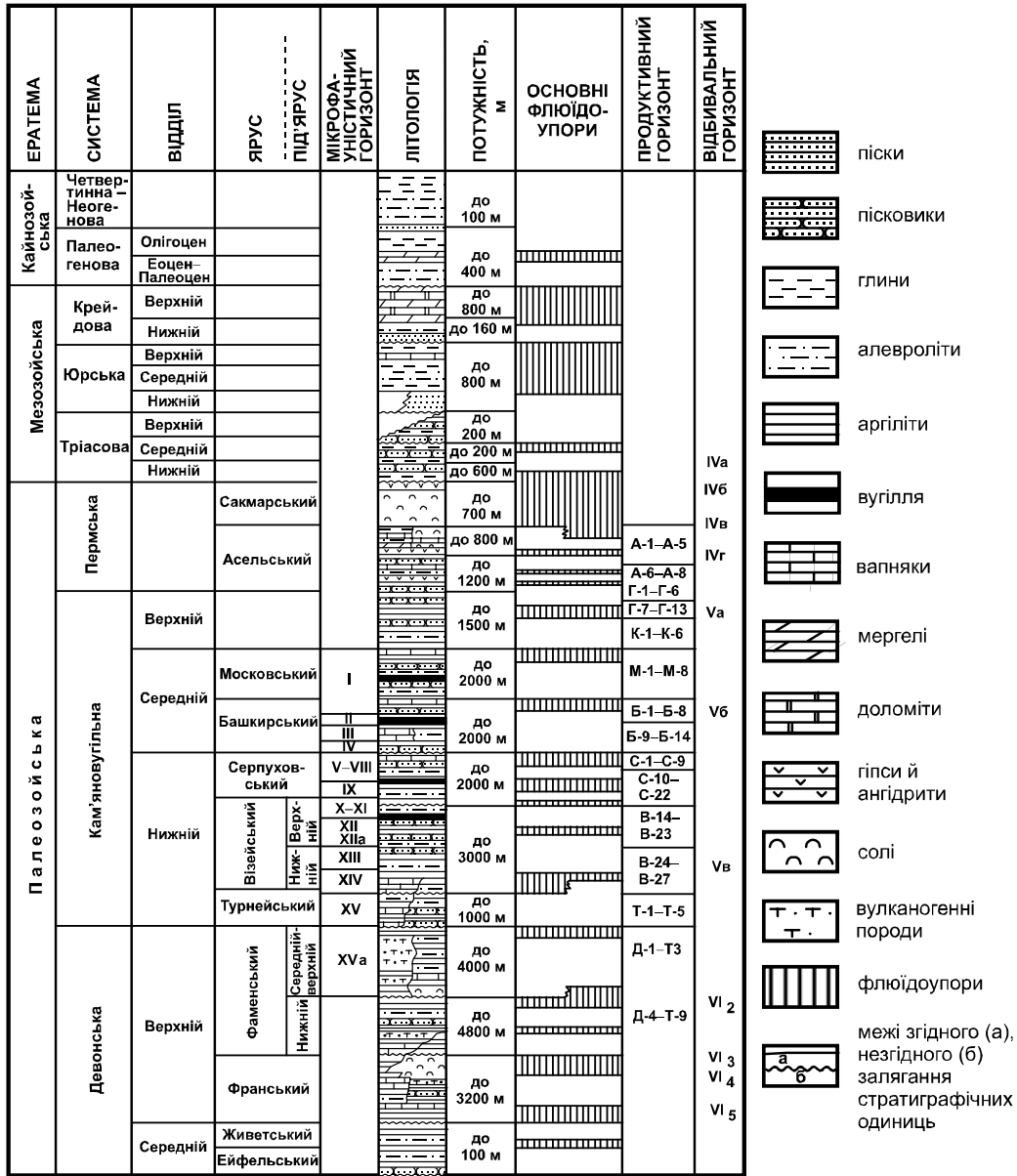


Рис. 2.7. Зведений розріз ДДНГО [1]

В цілому це складно побудований поліфаціальний комплекс вулканогенних, соленосних, карбонатних, теригенних сіро- та червоноколірних порід загальною потужністю до 7,5–8,9 км. Характерною рисою девонських відкладів є різка зміна фаціальних особливостей порід і потужності стратиграфічних підрозділів від домінуючого положення в розрізі (1,5–2,0 км) до повного зникнення. Особливості формування девонської системи ДДЗ обумовили бідність фауністичних решток, що ускладнює кореляцію стратиграфічних підрозділів, що тут виділяються, з горизонтами СЄП.

Девон представлений середнім і верхнім відділами.

*Середній девон* включає ейфельський та живетський яруси.

*Ейфельський ярус* у складі клинцівського, мосоловського і червоноярського горизонтів потужністю 40–50 м залягає на докембрійському фундаменті. Вони розкриті та палеоніологічно охарактеризовані в поодиноких свердловинах крайнього північного заходу ДДЗ, де складені перешаруванням сірих і строкатих аркозових пісковиків, алевролітів, темно-сірих аргілітів та глинистих доломітів.

*Живетський ярус* представлений старооскольським горизонтом потужністю до 50 м, який незгідно залягає на ейфельських або докембрійських породах. Це строкаті теригенні відклади (перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів) з прошарками доломітів. У середньодевонських утвореннях є декілька горизонтів пісковиків, перекритих глинистими пачками, які в Прип'ятському прогині містять поклади нафти.

**Верхній девон.** На відміну від фрагментарно розвинутого середнього девону, верхній відділ значно поширений і є потужним (до 4–5 км і більше) складним гетерогенним комплексом франського та фаменського ярусів.

Нижня частина *франського ярусу* складена строкатими теригенними відкладами (перешарування кварцових пісковиків, алевролітів, аргілітів), відповідає пашійському та тиманському (киновському) горизонтам уніфікованої схеми девону СЄП. На ній залягає карбонатна товща (15–120 м), складена органогенними вапняками і доломітами, в яких виділені аналоги саргаївського та семилуцького горизонтів. Основна за потужністю (до 3 км і більше) верхня частина ярусу представлена вулканогенними, вулканогенно-осадовими і соленосними відкладами (нижня соленосна товща). В ній присутні аналоги речичького, воронезького, євланівського та лівенського горизонтів.

*Фаменський ярус* незгідно залягає на утвореннях франського і поділяється на три під'яруси: нижньо-, середньо- та верхньофаменський.

*Нижньофаменський під'ярус* представлений задонським та елецьким горизонтами (міжсольова товща). Перший складений глинисто-



карбонатною товщею (до 800–1200 м) в системі прибортових палеодепресій з певною літолого-фаціальною зональністю (крайові рифогенно-карбонатні масиви та депресійні темноколірні карбонатно-глинисті відклади). Більший за потужністю (до 3600 м) елєцький горизонт представлений теригенними відкладами, поширеними в межах палеопротинів північної і південної прибортових зон.

*Середньофаменський під'ярус* залягає з ознаками кутової незгідності на більш давніх девонських відкладах, містить лебедянський і данківський горизонти, що виділяються як верхня соленосна товща.

*Верхньофаменський під'ярус* (озерський та хованський горизонти) розглядається як перехідний комплекс від девону до карбону (надсолева товща), що завершується руденківською світою.

У цілому середньо- та верхньофаменський під'яруси – це потужна (до 3–4 км) складно побудована товща, яка включає соленосні, теригенні (сіро- і червоноколірні) та вулканогенні відклади.

**Кам'яновугільні** відклади займають основну (понад 60 %) частину розрізу осадового чохла ДДЗ. Стратиграфія карбону ДДЗ має свою особливу складну систему стратиграфічних одиниць, що складалась історично. На палеонтологічній основі базується характеристика відділів, ярусів (під'ярусів), горизонтів (надгоризонтів) карбону. Останні корелюються з горизонтами (надгоризонтами) як Донецького басейну, так і СЄП. Крім того, в ДДЗ виділяються особливі біостратиграфічні підрозділи – мікрофауністичні горизонти (МФГ), а також система сейсмогеофізичних та промислово-геофізичних одиниць (відбиваючі горизонти, глинисті перемички, репери, продуктивні горизонти (ПГ) з власними індексами). На відміну від девонських потужність кам'яновугільних порід закономірно зростає від бортів до приосьової частини западини і в південно-східному напрямку, досягаючи за сейсмічними даними 10 км і більше. Утворення турнейського ярусу і нижньовізейського під'ярусу виявлені лише в межах грабена, молодші відклади осадового чохла поширюються і на борти ДДЗ.

*Нижній карбон* включає турнейський, візейський і серпуховський яруси. Їх сумарна потужність у центральній частині та в межах південно-східного закінчення Дніпровського грабена за сейсмічними даними сягає 4–6,5 км. Порівняно з іншими районами СЄП відклади нижнього карбону ДДЗ характеризуються найбільшою стратиграфічною повнотою.

*Турнейський ярус* в обсязі аналогів гумеровського, мальовського, упинського, черепетського, кизеловського і косьвинського горизонтів СЄП, або базаліївського, каракубського, волновахського, карпівського і докучаєвського горизонтів Донбасу в центральній і південно-східній частинах ДДЗ складається з теригенно-карбонатних морських утво-

рень. Вони сформувались в умовах шельфу з широким розвитком органічних споруд типу біогермів і біостромів (периферійні частини Жданівської депресії, прибортові зони западини), бар'єрно-рифових масивів (моноклінальні схили приосьової зони грабена). Одночасно в суміжних депресіях утворювались теригенні комплекси типу турбідитів. Потужність ярусу, який охоплює XV МФГ, в межах згаданих територій змінюється від 150–200 до 800–1000 м. На захід від м. Ромни спостерігається заміщення морських сіроколірних теригенно-карбонатних фацій алювіально-дельтовими строкатими теригенними відкладами (руслові кварцові пісковики, сухарні каолінові глини та ін.). Найпотужніші (до 200–300 м і більше) і найбільш повні розрізи континентальних фацій турне розкриті в Срібнянській депресії.

*Візейський ярус*, розрізи якого найповніші в центральній частині западини, за сукупністю палеонтологічних і стратиграфічних критеріїв розчленовується на два комплекси, що відповідають під'ярусам.

*Нижньовізейський під'ярус* незгідно залягає на різновікових відкладах турне і верхнього девону. Він виділяється як XIV і XIII МФГ, що відповідають глибокинському, сухинському і стильському горизонтам Донбасу, є аналогами радаєвського, бобріківського горизонтів СЄП. На більшій частині ДДЗ це морські теригенно-карбонатні відклади потужністю 1000–3000 м, в яких виявлені органічні споруди (біогерми і біостроми) і депресійні фації. За сейсмічними даними цей комплекс порід виділяється як нижньовізейська карбонатна плита. На північному заході ДДЗ під'ярус представлений теригенними континентальними утвореннями, потужність яких досягає 160–180 м.

*Верхньовізейський під'ярус* присутній в усіх тектонічних зонах западини в обсязі XIIa-X МФГ, а за номенклатурою Донбасу – зони  $C_1^v e$ – $C_1^v g$  (стильський, донецький і межівський горизонти). З чіткою незгідністю він залягає на всіх зазначених вище комплексах, включаючи кристалічний фундамент. Своєрідні за літолого-фаціальною характеристикою відклади МФГ XIIa (темноколірні аргіліти, доманікити, горючі сланці з піщаними тілами різноманітної морфології) в центрі западини сягають потужності 800–1000 м і більше. Верхня частина розрізу – поліфаціальна паралічна, де перемешуються морські та алювіально-дельтові глинисті і алевропіщані породи з прошарками вапняків і вугілля. В зануреній частині западини розріз набуває флішоїдного характеру, зникають прошарки вугілля, зростає вміст глинистих відкладів, що дає змогу передбачити в приосьовій зоні на схід від м. Полтави область поширення депресійних доманікоїдно-глинистих відкладів. Уздовж північного борту в східному напрямку паралічні утворення поступово заміщуються шельфовими карбонатними.

*Серпуховський ярус* залягає виключно на верхньовізейських відкладах. У межах бортів і північно-західної центрикліналі западини його потужність коливається від 50 до 150 м, а на південному сході приосьової зони збільшується до 1500–2000 м. Нижньо- і верхньосерпуховський під'ярус розділені поверхнею незгідності на два комплекси, відмінні за літологічним складом.

*Нижньосерпуховський під'ярус* присутній в обсязі ІХ МФГ, відповідає світі  $C_1^s$  а Донбасу. Потужність його змінюється від 20–50 м на північному заході і бортах ДДЗ до 700–800 м у південній прибортовій зоні, досягаючи за сейсмічними даними максимального значення 1000–1500 м у межах південно-східної центрикліналі. У розрізі переважають лагунно-континентальні відклади – алевритисті аргіліти з прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, вугілля. В північному і північно-західному напрямках глинистість порід зростає. На крайньому сході південного схилу Воронезької антеклізи (Старобільсько-Міллерівська монокліналь) під'ярус представлений літорально-шельфовими вапняками з фауною таруського і стешовського горизонтів СЄП. Прошарки пісковиків зосереджені переважно в розрізах південної прибортової зон

*Верхньосерпуховський під'ярус* трансгресивно залягає на різних горизонтах нижньосерпуховського і верхньовізейського під'ярусів. Він виділяється в обсязі VIII-V МФГ (світи  $C_1^s b$ - $C_1^s f$  Донбасу), представлений паралічною поліфаціальною товщею пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками органогенно-детритових вапняків і вугільними пропластками потужністю від 30–50 до 1000–1500 м і більше.

*Середній карбон.* Виділяється в обсязі башкирського і московського ярусів, характеризується закономірним зростанням потужності від бортів до осьової зони западини і в напрямку Донбасу.

*Башкирський ярус*, подошва якого співпадає з однією з найважливіших регіональних незгідностей, трансгресивно залягає на різних горизонтах серпуховського і візейського ярусів, а в деяких місцях південного борту – і на докембрійському фундаменті. Він поділяється на два під'яруси: нижньобашкирський та верхньобашкирський.

*Нижньобашкирський під'ярус* в обсязі аналогів донецьких світ  $C_1^4$  (D),  $C_2^0$  (E),  $C_2^1$  (F) включає невелику пачку піщано-глинистих відкладів, перекритих глинисто-карбонатною морською товщею (50–400 м), яка отримала назву башкирської плити. В складі плити на північному заході, в північній прибортовій і бортовій зонах домінують вапняки і аргіліти, тоді як у південній прибортовій – білі органогенні вапняки і зелені глини з прошарками вапняків.

*Верхньобашкирський під'ярус*, що відповідає світам  $C_2^2$  (G),  $C_2^3$  (H),  $C_2^4$  (I) Донбасу, представлений циклічним перешаруванням пісковиків і глин з карбонатними та вугільними прошарками. Його потужність змінюється від 100–200 до 1000–1500 м. Це переважно алювіально-дельтові і лагунні осадки.

*Московський ярус* в обсязі аналогів світ  $C_2^5$  (K),  $C_2^6$  (L),  $C_2^7$  (M) Донбасу складений пісковиками і аргілітами, рідше вапняками і пластами вугілля з переважанням алювіально-дельтових і лагунних фацій. Лише верхня частина світи  $C_2^7$ (M) характеризується суттєво морськими умовами формування (регіонально витримана товща алевролітів з проверстками вапняків). Потужність ярусу змінюється від 150–500 до 1000–1800 м і більше.

*Верхній карбон*. Границя відділу проводиться вище вапняку  $N_4$ . Площа його поширення значно менша порівняно з московським ярусом. В південно-східних районах, де розріз верхнього карбону найбільш повний, в його складі виділяються аналоги світ  $C_3^1$  (N),  $C_3^2$  (O),  $C_3^3$  (P) Донбасу (*ісаєвська, авіловська, араукаритова*). Це алювіально-дельтові утворення потужністю 150–1500 м, чергування пісковиків і аргілітів з прошарками карбонатів. На відміну від середньокам'яновугільної товщі пласти вугілля у верхньому карбоні відсутні (за винятком світи  $C_3^1$  (N) південно-східних районів), зростає роль строка-тих відкладів, які на північному заході домінують у розрізі.

**Пермська** система поширена лише в центральній частині ДДЗ. Незважаючи на великі потужності в палеодепресіях (Кошелівська, Срібнянська, Орчиківська та ін.) у складі системи виділяються лише асельський та низи сакмарського ярусів. Нижня границя пермської системи проводиться по вапняку  $P_5^0$ , її потужність змінюється від 10–100 м на північному заході в крайових частинах палеодепресій до 2500–2700 м на південному сході в центральній частині Орчиківської депресії. На північному заході ДДЗ перм з ознаками явної або прихованої незгідності залягає на верхньому і середньому відділах карбону.

*Асельський ярус* за літостратиграфічними критеріями поділений на луганську, картамиську, микитівську та слов'янську світи.

*Луганська світа* складена переважно алевролітами, аргілітами, пісковиками потужністю 130–350 м, що вміщують нижньопермський флористичний комплекс.

*Картамиська світа* – це червоноколірна алевроглиниста товща (до 1200 м), що містить піщані тіла і прошарки вапняків. Останні, як і в карбоні, відіграють роль стратиграфічних реперів ( $Q_1$ -  $Q_{12}$ ).

*Микитівська світа*, нижня границя якої збігається з подошвою регіонально витриманого карбонатного пласта ( $R_1$ ), на північному заході незгідно залягає на середньому карбоні. Залежно від тектонічного положення верхньої частини палеозою (в депресіях або на виступах) виділяються карбонатний, карбонатно-сульфатний і карбонатно-сульфатно-соленосний типи розрізів світи. Її потужність змінюється від 10–50 до 180–210 м.

*Слов'янська світа*, нижня границя якої прийнята теж по одному з карбонатних пластів ( $S_1$ ), трансгресивно залягає на верхньому, а подекуди – і на середньому відділах карбону. Її потужність в центральній частині Срібнянської депресії досягає 220 м, Орчиківської – 600 м. Цій світі притаманні ті ж типи розрізів, що і микитівській. В найповніших розрізах ці світи представлені циклічним чергуванням пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, прошарками доломітів і темнозбарвлених глинистих карбонатів. У крайових частинах палеодепресій поступово виклинюються соляні, а згодом і сульфатні пачки; тут же виявлені карбонатні органогенні споруди.

*Сакмарський ярус* виділяється в западині умовно. Йому відповідає краматорська світа, яка поширена набагато менше, ніж слов'янська. Виділяється вона лише в центральних частинах Бахмутської, Орчиківської, Срібнянської, Вертіївської і Кошелівської депресій. Максимальна потужність краматорської світи 600–700 м (Орчиківська депресія). В її розрізі переважає кам'яна сіль з провєрстками магнезійно-калійних солей і ангідритів. Поблизу подошви краматорської світи виділяються червоноколірні уламково-карбонатні відклади белбасівського горизонту потужністю 5–40 м.

**Мезозой** представлений відкладами тріасу, юри і крейди.

**Тріасові** червоноколірні і строкаті відклади незгідно залягають на породах різних горизонтів пермі та карбону і включають:

- *нижньотріасові* – глинисту пересазьку та піщану коренівську (що по простяганню заміщується глинисто-піщаною шебелинською товщею) підсвіти дронівської світи;
- *середньотріасову* глинисту сребрянську світу (радченківська та миргородська підсвіти);
- *верхньотріасові* піщано-глинисті протопівську та новорайську світи загальною потужністю від десятків до сотень метрів.

**Юра** незгідно залягає на різновікових породах тріасу. В її розрізі домінують сірі теригенні і карбонатні утворення з рештками різноманітної морської фауни. На всій території ДДЗ вони присутні в основному в обсязі середнього і верхнього відділів. Більш давні нижньоюрські утворення вивчені на південно-західних окраїнах Донбасу. Це малопотужні (до 40 м) амодіскусові, лінгулові та естерієві верстви, що

складають нижню частину кожулинської світи і віднесені до тоару. Верхня частина світи, а також світи, що залягають вище, належать до середнього та верхнього відділів юри. Це морські глинисті утворення з прошарками пісковиків, черепашників, лінзами бурого вугілля та бурих залізняків. Їх сумарна потужність досягає 800 м.

**Крейдова** система залягає трансгресивно на більш давніх утвореннях. Її нижній відділ складений континентальними піщано-глинистими та морськими піщаними фаціями, потужність яких збільшується від бортів до осі западини від 0 до 160 м, зменшуючись над склепіннями солянокупольних структур. Верхній відділ поширений всюди, але виходить на поверхню лише на правобережжі Десни. В низах верхнього відділу залягають глауконітові піски сеноману, а вище розміщується потужна (до 800 м) карбонатна турон-сенонська товща. Типовими для неї є відклади писальної крейди та мергелів.

**Кайнозой** представлений відкладами палеогенової, неогенової і четвертинної систем.

**Палеогенова** система складена переважно морськими мілководними фаціями, що на більшій частині ДДЗ перекриваються неогеном і вивчені завдяки бурінню. Виділяються всі три відділи палеогену: палеоцен (сумська серія), еоцен (канівська і бучацька серії, київська світа, обухівська світа харківської серії), олігоцен (межигірська світа харківської серії та берецька світа полтавської серії). У складі осадових товщ переважають кварц-глауконітові піски, алевроліти, глини, мергелі з морською фауною. Загальна потужність палеогену сягає 400 м.

**Неоген** представлений в основному на вододільних просторах та найдавніших річкових терасах. У його складі переважають континентальні утворення. Міоцен складений кварцовими пісками новопетрівської світи полтавської серії. В верхній частині мзіоцену трапляються прошарки морських вапняків і мергелів сармату. Вище розміщується товщі строкатих глин (міоцен-пліоцен) і червоно-бурих (скіфських) глин (пліоцен). Потужність неогену лише подекуди перевищує 100 м.

**Четвертинна** система розвинена на всій території ДДЗ, залягає на різних за віком породах, і характеризується великим розмаїттям генетичних типів. До плейстоцену належать льодовикові, лесові, алювіальні та інші за походженням товщі. Голоцен представлений алювієм заплавл, озерно-болотними відкладами та сучасними ґрунтами. Потужність четвертинних відкладів може становити 35–40 м.

Тектоніка

ДДЗ є однією із тектонічних структур, які складають трансконтинентальний Сарматсько-Туранський лінеамент (кряж Карпінського), що перетинає СЄП з південного сходу на північний захід (складчастий Донбас, ДДЗ, Прип'ятська западини, Поліська сідловина, Підлясько-Брестська западина). За результатами вивчення глибинної будови літосфери встановлено, що у межах центральної частини ДДЗ скорочується потужність консолідованої кори та збільшується її основність. Поверхня Мохо піднімається до 30 км, в той час як у межах суміжних УЩ і Воронезького масиву вона знаходиться на глибинах від 45 до 55 км [2, 7].

ДДНГО складається з докембрійського кристалічного фундаменту і фанерозойського платформного чохла [9]. Речовинний склад та структура докембрійського фундаменту вивчена за даними інтерпретації сейсмічних і гравімагнітних полів та буріння. Встановлено, що фундамент має гетерогенну складчасту-блокову будову – типову для фундаменту СЄП. Важливе місце у його складі належить архейським грануліто-гнейсовим і граніт-зеленокам'яним областям і палеопротерозойським лінійним гнейсово-залізородним структурам, розділеним субмеридіональними міжблоковими (дорифтовими) розломами. Найбільші серед них – Криворізько-Крупецький та Оріхово-Харківський – розділяють фундамент ДДНГО на мегаблоки: Подільсько-Брянський, Дніпровсько-Курський та Приазовсько-Бігородсько-Россошанський [15]. Останні є продовженням мегаблоків, які детально вивчені у межах УЩ та Воронезького масиву.

Рельєф поверхні **кристалічного фундаменту** вивчений за регіональними профілями КМЗХ з урахуванням даних буріння. В його структурі чітко виділяється Дніпровський грабен (авлакоген), обмежений з північного сходу та з південного заходу крайовими розломами (рис. 2.8). Вони є скидами північно-західного простягання з амплітудою від перших сотень метрів до 2–3 км, мають складну звивисту форму, утворюють мисоподібні виступи у бік грабена та затоки у бік бортів. На північному борту виділяються Добрянський, Бахмацький, Лебединський, Богодуховський і Дружелюбівський виступи, на південному – Сорокошицький, Гнилицький, Лубенсько-Білоцерківський, Царичанський, Самарсько-Вовчанський. Мисоподібні виступи, що розміщуються на обох бортах грабена навпроти один одного, розділяють грабен на еліпсоподібні депресії: Ніжинську, Лохвицьку, Полтавську, Ізюмську і Донецьку (рис. 2.9).



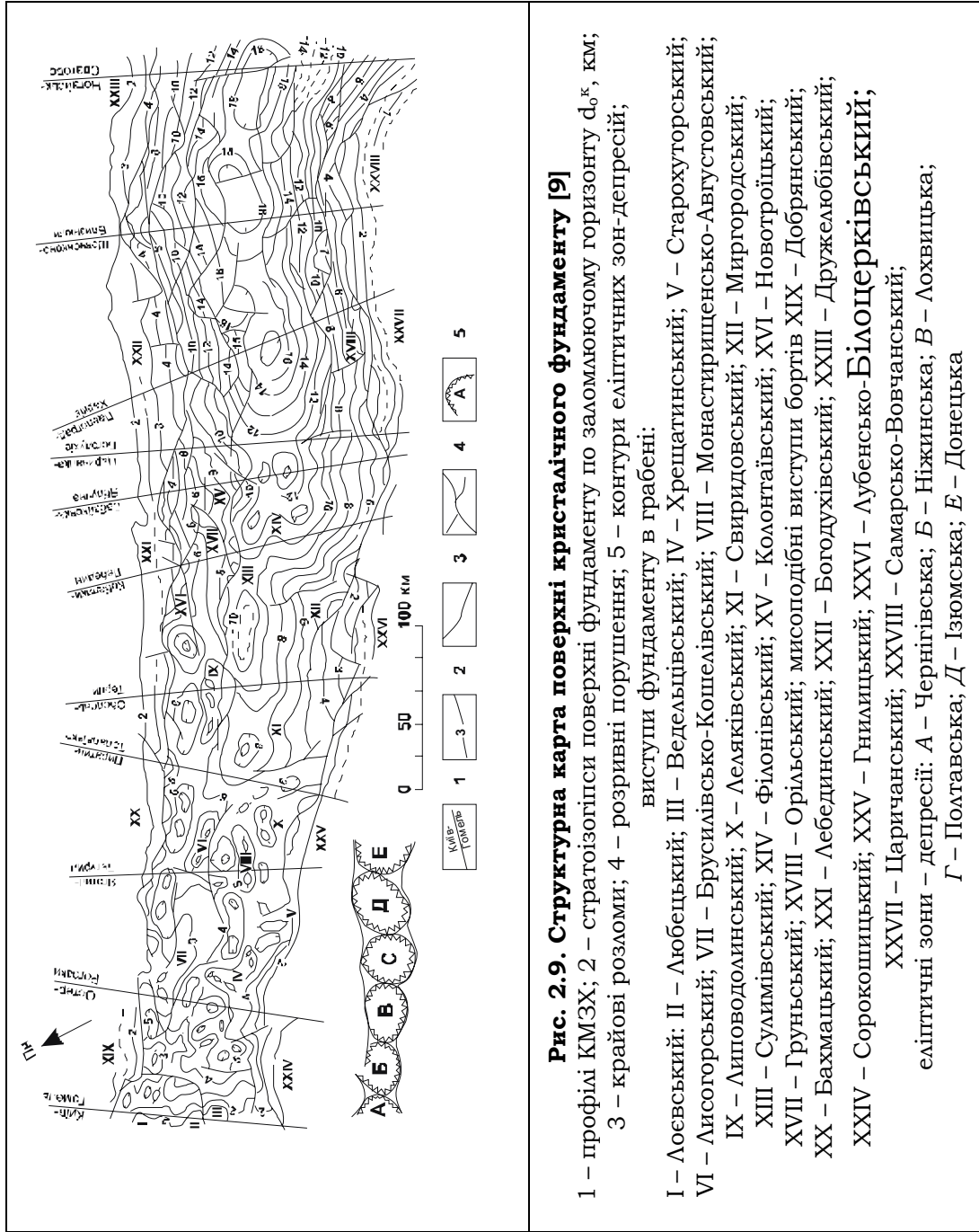
Рис. 2.8. Сейсмогеологічний розріз Бабайківка – Яблучне [9]

Осьові частини депресій ускладнені крупними прогинами, осі яких мають північно-західне простягання. В Ніжинській депресії – це Горбівський, Скоринецький, Ніжинський та Ічнянський прогини з абсолютними позначками поверхні кристалічного фундаменту в найбільш занурених частинах 5,25–7,25 км, в Лохвицькій – Срібнянській (8,5 км) та Лютезьській (10,75 км), в Полтавській – Солохівській (11,5 км), Ладиженській (12,0 км), Східно-Полтавській (13,75 км), в Ізюмській – Розпашновській (17,25 км), Миронівській (17 км) і Камишевахській (19 км).

В Донецькій депресії вивчена тільки західна частина, де розміщена Бахмутська улоговина з максимальною глибиною занурення кристалічного фундаменту 18,5 км. Розміри осьових прогинів змінюються від 25×10 до 70×25 км. Північна та південна прибортові зони грабена також ускладнені меншими за розмірами прибортовими прогинами, відокремленими виступами фундаменту від приосьових. Найбільш рельєфно виражені Синівський та Роменський прогини, що розміщуються у північній прибортовій зоні грабена, та відокремлюються від приосьових прогинів Липоводолинським виступом фундаменту.

У крайній північно-західній частині грабена основним структурним елементом фундаменту є Брагинсько-Лоєвський (Чернігівський) виступ, що відділяє Дніпровський грабен від Прип'ятського з мінімальними глибинами залягання кристалічного фундаменту 1,2–2,0 км.





Північний та південний борти Дніпровського грабена одночасно є схилами відповідно Воронезького масиву та УЩ. Ширина північного борту грабена становить 20–25 км, південного – 15–20 км. В їх межах поверхня фундаменту моноклінально занурюється під кутами 1–2° в напрямі осьової частини грабена, глибина його залягання змінюється від 1 до 4–5,5 км. На окремих ділянках моноклінальна форма залягання фундаменту ускладнена незначними за розмірами та амплітудами локальними виступами. Поблизу крайових скидів нахил поверхні кристалічного фундаменту подекуди збільшується до 5–6°.

Структура фанерозойського **платформного чохла** тісно пов'язана з геологічною будовою кристалічного фундаменту. Тектонічними елементами першого порядку у чохлі є Дніпровський грабен, обмежений крайовими розломами, його північний і південний борти. В грабені зафіксовані максимальні потужності і найбільша стратиграфічна повнота розрізу фанерозою. Висока тектонічна активність призвела до формування ускладнюючих структур різного порядку. Значного поширення набули складки, пов'язані з галокінезом.

Осадовий чохол характеризується поздовжньою зональністю – виділяються північна та південна прибортові і приосьова зона. Прибортові зони були найбільш тектонічно активні протягом всієї історії формування регіону. У напрямку приосьової зони відбувається стрімке збільшення потужності відкладів, це найбільш занурена частина грабена, де встановлені максимальні потужності розрізу фанерозою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, значні розміри структур. Загальна потужність відкладів на південному сході зони за даними сейсмічних досліджень перевищує 18 км.

На північному заході та південному сході ДДЗ виділяються відповідно північно-західна та південно-східна центрикліналі.

*Північно-західна центрикліналь* з мозаїчним розташуванням комплексів порід поділяється на дві частини: північно-західну, де в прибортових зонах зустрічаються найбільш давні утворення, та південно-східну – з переважним поширенням верхньовізейсько-серпуховського комплексу як в прибортових, так і в приосьовій зонах.

У *південно-східній центрикліналі* в напрямку Донбасу на фоні домінуючого верхньовізейсько-серпуховського комплексу поступово з'являються більш молоді відклади. Вони виповняють Бахмутську та Кальміус-Торецьку улоговини. Ця територія розглядається як перехідна зона, в межах якої складки Донбасу поступово переходять у платформні структури ДДЗ.

У геологічній структурі платформного чохла виділяють декілька структурних поверхів, які сформувались на різних стадіях його роз-

витку. Останні в свою чергу складаються з підповерхів, яким відповідають певні етапи розвитку [1].

**Ейфельсько-нижньофранський структурний поверх** (підсольовий комплекс) характеризується широким розвитком розломів, усадкаваних від фундаменту. Вони формують як тектонічні блоки, так і плікативні структури – антиклінали, тераси, структурні носи тощо.

В будові **верхньофрансько-нижньопермського структурного поверху** плікативні форми переважають над плікативно-блоковими. Важливе значення мають різноманітні за розмірами вали і депресійні зони, у межах яких виділяються численні брахіантиклінальні та солянокупольні структури, синклінали та мульди. Їх формування пов'язане з соляною тектонікою, яка є результатом диференційованих рухів блоків кристалічного фундаменту та гравітаційних навантажень, про що свідчить безперервно-переривистий характер їх формування [9]. У складі структурного поверху виділяються верхньофрансько-фаменський, турнейсько-нижньовізейський, верхньовізейсько-серпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-нижньопермський підповерхи.

*Верхньофрансько-фаменський структурний підповерх* включає дві соленосні товщі: нижню – євановсько-лівенську і верхню – данково-лебедянську. Перша з них визначає не тільки структурний план підповерху, а й форму та розміри солянокупольних структур в цілому.

*Турнейсько-нижньовізейський структурний підповерх* успадкував структурний план попереднього, він відрізняється лише зменшенням амплітуди локальних підняття, що викликане збільшенням інтенсивності теригенного осадконагромадження в синкліналах.

*Верхньовізейсько-серпуховський структурний підповерх* охоплює більші території. В його будові виділяються північний і південний борти ДДЗ, північна і південна прибортові зони та приосьова зона, для яких властиві різні потужності верхньовізейсько-серпуховських відкладів і структурні форми, включаючи солянокупольні.

Північний і південний борти ДДЗ характеризуються моноклінальним зануренням порід у бік грабену, на фоні чого виділяються окремі структурні тераси й носи, замкнуті підняття, не ускладнені соляною тектонікою. Ширина бортів збільшується у південно-східному напрямі, де ввиділяються Старобільсько-Міллерівська (північний борт) і Новомосковсько-Петропавлівська (південний) моноклінали.

Південна та північна прибортові зони крутим зануренням порід, поширенням замкнутих підняття та западин. З наближенням до приосьової зони збільшується кількість солянокупольних структур. Їх виникнення пояснюється відтоком соляних мас з приосьової зони западини (Синівський, Роменський штоки). На південному сході північної

прибортової зони на межі з Донбасом виділяється так звана зона Північних околиць Донбасу або зона дрібної складчастості, де розвинені кулісоподібні системи консидементаційних прирозломних складок.

Приосьова зона ДДЗ має найбільш складну будову. Перепад глибин залягання підосви структурного підповерху досягає тут 10 км, змінюючись від 1400 м на північному заході до 11 400 м на південному сході. Основними структурними формами підповерху є антикліналі і брахіантикліналі, що утворюють депресії, улоговини, мульди, депресійні зони, розділені протяжними валами, виникнення яких пояснюється масштабним перерозподілом соляних мас.

*Середньокам'яновугільний структурний підповерх* дислокований менш інтенсивно. Хоча він успадкував головні риси тектоніки верхньовізейсько-серпуховських відкладів, їх структурні плани не повністю співпадають. Це пояснюється стратиграфічною перервою між нижнім та середнім карбоном і регіональною незгідністю. У приосьовій зоні Глинсько-Розбишівський, Солохівсько-Диканьський, Розпашновсько-Мелехівський вали об'єднуються і утворюють приосьову зону підняття, на південний захід і північний схід від якої розташовані серії прогинів.

*Верхньокам'яновугільно-нижньопермський структурний підповерх* представлений лише в центральній частині ДДЗ. У його геологічній будові відображені основні структурні елементи ДДЗ – протяжні валоподібні підняття та депресійні зони північно-західного простягання. Солянокупольні структури зосереджені переважно в Орчиківській депресії. Девонські соляні маси часто змішуються з пермськими і, піднімаючись до передтріасової поверхні, утворюють складні дисгармонійні складки в приштокових зонах.

***Мезозойський і кайнозойський структурні поверхи*** складають верхню частину платформного чохла ДДЗ. Їх будова принципово не відрізняється від одновікових поверхів решти території СЄП. Вгору по розрізу структурні форми поступово перетворюються на ізометричні.

Багатостадійний розвиток западини, наявність трьох соленосних товщ, вулканічна діяльність, блокова тектоніка і значна дислокованість відкладів зумовили різноманіття локальних структур: наскрізні й поховані, вторинні й залишкові, консидементаційні та постседиментаційні. Багато позитивних структур ускладнені соляним діапїризмом з різними стратиграфічними рівнями підйому солі. Найпоширенішим є передчетвертинний та передмезозойський, менш розвинені передпалеогеновий, передсерпуховський, передверхньовізейський, передкам'яновугільний. Соляні діапїри мають форму ізометричних або еліпсоїдних штоків (Роменський, Дмитрівський, Пісочанський, Горіховщинський), порожнин, виповнених сіллю (Олексіївський), пасм (Чутів-

сько-Розпашнівський), кільцевих систем (Ічнянська група структур). Формування соляних піднять супроводжувалось утворенням специфічних систем диз'юнктивних порушень (грабенів просідання, радіальних скидів, просідання приштокових блоків по незгідних кільцевих або сегментних скидах). Соляний тектогенез обумовив утворення нових структур, позитивних (вторинні, залишкові), і негативних (мульди просідання над деградованими штоками, компенсаційні). Своєрідні грибоподібні локальні структури утворилися при взаємодії активної франської солі з пасивною пластовою нижньої пермі (Єфремівська, Хрещатинська, Ведмедівська).

### Історія геологічного розвитку

Найдавнішим структурним елементом ДДНГО вважається Дніпровсько-Донецький грабен (авлакоген), що виник у середньому девоні в результаті руйнування Сарматського щита. Наявність більш раннього рифейського грабена, існування якого припускається виходячи із загальної активізації ССП в неопротерозої, що супроводжувалась утворенням системи авлакогенів, поки що надійно не підтверджено. В геологічній історії регіону виділяються передавлакогенна, авлакогенна, синеклізно-міогеосинклінальна та синеклізна стадії.

**Передавлакогенна стадія** ( $D_2$ - $D_3fr_1$ ) почалася в ейфельський вік середнього девону після довгої перерви в осадконагромадженні. В цей час виникає смуга прогинання північно-західного напрямку. Одночасно з зануренням території і седиментацією формується система глибинних розломів. Багато з них досягали мантиї і слугували каналами проникнення магми. Площа вулканічної діяльності з часом збільшувалася. Розломи зумовили блокову будову ложа докембрійських утворень і мобільність його складових частин. Диференційовані рухи блоків змінювалися в часі як за напрямками, так і за інтенсивністю.

**Авлакогенна стадія** ( $D_3fr_2$  -  $C_1t-v_1$ ) включає три етапи: *девонський* (задонсько-елецький), *девонсько-кам'яновугільний* (лебедянсько-руденківський) та *кам'яновугільний* (турнейсько-ранньовізейський). Це була найактивніша тектонічна стадія, котра відобразилася в мозаїчному характері зміни потужності окремих стратиграфічних підрозділів, у розмаїтті речовинного складу порід, бурхливій вулканічній діяльності на території всієї западини. Під час лебедянсько-руденківського етапу з'явилися перші ознаки соляного тектогенезу, безперервно-перервчасті прояви якого продовжуються й донині. Найактивніші фази стадії зафіксовані значною кількістю незгідностей у розрізі девонських та турнейсько-нижньовізейських відкладів.

**Синеклізно-міogeосинклінальна стадія** (C<sub>1v2</sub>-P) поділяється на три етапи: *пізньовізейсько-серпуховський*, *середньокам'яновугільний* та *пізньокам'яновугільно-пермський*. На відміну від утворень попередньої стадії сформованим у цей час відкладам притаманна відносна латеральна літолого-фаціальна витриманість внаслідок їх накопичення в єдиному Дніпровсько-Донецькому седиментаційному басейні. Його швидке компенсоване прогинання охопило значно більшу, порівняно з попередньою стадією, територію. За межами Дніпровсько-Донецького грабена потужність одновікових порід приблизно така сама, як і в інших найбільших негативних структурах СЄП. Максимальні потужності відкладів усіх трьох етапів тяжіють до приосьової зони ДДЗ і в її південно-східній частині перевищують 10 км, що вже не вкладається в поняття звичайної платформної структури. Вздовж басейну не було будь-яких стабільних поперечних границь, за якими б змінювався речовинний склад нашарувань; всі зміни мали поступовий еволюційний характер. Найбільші трансгресії у кам'яновугільний період відбулись у пізньому візе і ранньому башкирі. Осадкові породи цих часів поширені далеко за межами грабена. За потужністю, а подекуди і за формаційним складом відклади ДДЗ і Донбасу подібні до типових міogeосинклінальних утворень. Наприкінці стадії розпочалося розмежування ДДЗ і Донбасу – після регіонального здійснення і дислокації відкладів у западині відновився режим прогинання й осадконагромадження, тоді як Донбас залишився у режимі переважного здійснення та активного формування складчастості. Саме в цю стадію відбулися найсуттєвіші дислокації осадкової товщі ДДЗ – з'явилися структури північно-західного напрямку, які є продовженням основних складок Донбасу. Інтенсивно проявлявся галокінез, що досяг максимальної активності на межі палеозойської і мезозойської ер.

**Синеклізна стадія** (T-Q) мала чотири етапи: *індсько-норійський*, *юрський*, *сеноман-маастрихтський* та *кайнозойський*. Регіон розвивався одночасно з іншими прогинами (синеклізами і авлакогенами) СЄП, про що свідчать близькі потужності і подібний речовинний склад осадків. Деяко по іншому представлені утворення тріасового періоду індсько-норійського етапу. Відклади всіх світ тріасу (дронівської, сребрянської протопівської) мають моласоїдний характер, що вказує на компенсуючу роль западини стосовно Донбасу. Найбільша трансгресія відбулася під час сеноман-маастрихтського етапу, коли теплий пізньокрейдний басейн поширився на всю південну частину СЄП крім Складчастого Донбасу. Дислокації цього періоду переважно лікативного типу, лише в межах активних солянокупольних структур формувалася розгалужена сітка тектонічних порушень (Погарщинська, Качанівська та інші брахіантиклінали).

**Нафтогазоносні комплекси**

За 70 років від часу отримання перших проявів нафти на Роменському піднятті в ДДНГО відкрито більше 200 родовищ вуглеводнів. Початкові видобувні запаси родовищ коливаються від 0,2 млн т умовного палива (Слов'яносербське) до 650 (Шебелинське). Ресурси надр ДДНГО оцінені на площі 75 тис. км<sup>2</sup>. Об'єм перспективних відкладів в її межах перевищує 350 тис. км<sup>3</sup>, і за цим показником вона посідає одне з провідних місць у Європі [1].

Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архей-неопротерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виділено 99 продуктивних горизонтів (ПГ) з покладами вуглеводнів.

За розміщенням у розрізі нафтогазонасичених і екрануючих товщ, особливостями їх латерального поширення, просторового розміщення скупчень вуглеводнів, а також з урахуванням умов формування покладів вуглеводнів (сингенетичні чи вторинні), величини ресурсів і їх практичного значення в ДДНГО виділяються декілька нафтогазоносних комплексів: мезозойський, верхньокам'яновугільно-пермський, середньокам'яновугільний, сурпуховський, верхньовізейський, турнейсько-верхньовізейський, девонський та докембрійський.

Мезозойський комплекс включає 11 покладів нафти та газу в товщі юри і тріасу (табл. 2.4), характеризується локальною нафтогазоносністю, встановленою для дев'яти родовищ із загальними розвіданими запасами 1,5 % від сумарних по ДДЗ. Невеликі запаси комплексу мали практичне значення лише на перших етапах освоєння регіону. Можливості подальшого нарощування запасів нафти і газу з ним не пов'язуються.

**Таблиця 2.4****Розподіл початкових сумарних ресурсів ВВ з а продуктивними комплексами, млн т у.п.**

Продуктивні комплекси	Видобуток	Розвідані запаси (кат. А+Б+С <sub>1</sub> )	Нерозвідані ресурси (кат. С <sub>2</sub> +С <sub>3</sub> +Д)	Початкові сумарні ресурси
MZ	19,8	2,9	8,7	31,4
P <sub>1</sub> -C <sub>3</sub>	1248,9	269,5	180,6	1699,0
C <sub>2</sub>	61,2	68,5	143,8	273,5
C <sub>1s</sub>	72,1	157,8	296,8	526,7
C <sub>1v2</sub>	219,9	378,4	666,2	1264,5
C <sub>1t-v1</sub>	46,4	170,7	474,7	691,8
D	17,4	14,1	267,5	298,0
PC	0,3	3,1	59,7	63,1

Умовне паливо	1686,0	1065,0	2098,0	4849,0
---------------	--------	--------	--------	--------

*Верхньокам'яновугільно-пермський комплекс* з 45 покладами 26 родовищ, де зосереджено 56,6 % розвіданих запасів газу ДДЗ та 38,7 % нафти, має субрегіонально-локальне поширення. Він найкраще вивчений бурінням. Можливість нарощування запасів вуглеводнів незначна, оскільки фонд позитивних замкнених піднять практично вичерпаний. Поки що не підтвердився прогноз скупчень нафти і газу в пастках неантиклінального типу. Подальші перспективи можна пов'язувати лише з приштоковими пастками. Потенційні ресурси розвідані більш ніж на 90 %.

*Середньокам'яновугільний комплекс* з 165 покладами 54 родовищ (понад 5 % розвіданих запасів вуглеводнів ДДЗ) за характером поширення є субрегіонально-локальним. Прогнозується відкриття значних за запасами родовищ. Пошукові роботи ведуться попутно при оцінці продуктивності товщі нижнього карбону.

*Серпуховський комплекс* із 164 покладами 68 родовищ (8,3 % розвіданих запасів вуглеводнів ДДЗ) за своєю характеристикою є субрегіональним. Відрізняється високим рівнем розвіданості початкових ресурсів (понад 30 %). Прогнозна оцінка його нафтогазоносності достатньо висока, особливо у зв'язку з відкриттям газоконденсатних покладів Котелевсько-Березівської групи родовищ.

*Верхньовізейський комплекс* з 332 покладами 119 родовищ (26,4 % розвіданих запасів вуглеводнів ДДЗ) регіонально поширений. За потенційними можливостями посідає провідне місце, незважаючи на те що майже половина його початкових ресурсів промислово оцінена. Саме з ним пов'язана більшість відкритих покладів неантиклінального типу.

*Турнейсько-нижньовізейський комплекс* з 83 покладами 70 родовищ (9,4 % розвіданих запасів вуглеводнів ДДНГО) регіонально поширений. За потенційними можливостями займає друге місце у регіоні. Характеризується наявністю вториннопорових теригенних і тріщинуватих карбонатних колекторів (Яблунівське, Багатовіське та інші родовища). Від попереднього комплексу відділяється субрегіональним флюїдоупором, відрізняється від нього більшою літологічною розчленованістю, невитриманістю глинистих прошарків у потужних товщах порід-колекторів, що зумовлює ймовірність утворення в ньому масивно-пластових покладів.

*Девонський комплекс* має поклади промислового значення лише у 8 родовищах, де зосереджено менше 1 % розвіданих запасів вуглеводнів регіону. Хоча в ньому є флюїдоупори найвищого класу, за характером латерального поширення він субрегіональний. Рівень потенційних можливостей комплексу на протязі всього часу вивчення запади-



ни значно коливався, і не виключено, що поточні й майбутні пошукові роботи суттєво вплинуть на підвищення його оцінки.

У докембрійському комплексі з чотирма покладами двох родовищ знаходиться трохи більше 0,5 % розвіданих запасів вуглеводнів ДДНГО. Відкриття Хухрянського (1985 р.) і Юліївського (1987 р.) родовищ мало принципове значення: воно не тільки підтвердило наявність промислових скупчень вуглеводнів у кристалічних утвореннях, але й суттєво розширило територію пошуків у палеозої.

### Колектори ті флюїдоупори

Нафтогазоносні комплекси ДДНГО вміщують різноманітні за речовинним складом і літофізичними властивостями породи колектори та флюїдоупори. При проведенні регіональних та пошуково-розвідувальних робіт об'єктами досліджень були перш за все теригенні колектори. Саме в них зосереджена переважна більшість відкритих у западині промислових скупчень нафти і газу. Колекторські властивості карбонатних порід вивчені недостатньо.

На емкісно-фільтраційні характеристики теригенних порід до глибин 3500–4000 м суттєво впливають умови седиментації. Для всіх літолого-стратиграфічних комплексів закономірним є те, що при їх зануренні погіршуються колекторські властивості піщано-алеєритових утворень. Чим менший в них вміст глинистого цементу, тим краще зберігаються функції колектора на великих глибинах.

Теригенні породи девонського нафтогазоносного комплексу характеризуються значним вмістом глинистого цементу (до 20–35 %), тому первиннопорові колектори навіть на помірних глибинах прибортових зон належать до V–VI класів з ефективною пористістю до 6 % і проникністю до 0,01 мкм<sup>2</sup>. На невеликих глибинах у межах виступів фундаменту менш глинисті пісковики мають пористість до 16–20 %, а проникність до 0,05–0,3 мкм<sup>2</sup>.

Для всіх піщаних горизонтів карбону встановлена єдина закономірність у зміні колекторських властивостей на території западини: від бортів до приосьової зони, а також з північного заходу на південний схід вони погіршуються внаслідок ущільнення та зростання глинистості. Загальний вміст пісковиків у розрізі турнейського і візейського ярусів у вказаних напрямках зменшується від 30–50 до 10–20 %, а потужність окремих пластів – від 5–40 до 2–15 м.

У південній та північній прибортових зонах, а також на крайньому північному заході западини серед теригенних порід переважають первинні колектори III класу з середніми значеннями відкритої порис-

тості 11–15 % і проникністю від 0,1 до 0,5 мкм<sup>2</sup>. Зустрічаються пісковики з кращими емкісно-фільтраційними властивостями (II клас).

До середнього класу (II, III) відносяться колектори північно-західної частини регіону. В пограничних з Донбасом зонах, де відклади занурювалися на значні глибини, у розрізах домінують колектори нижчих класів (IV, V). У районах переходу прибортових зон у схили депресій фільтраційно-емкісні властивості теригенних порід поступово погіршуються до IV класу, їх ефективна пористість не перевищує 11 %, а проникність коливається в інтервалі від 0,01 до 0,1 мкм<sup>2</sup>.

У депресіях центральної і південно-східної частин западини у візейських і серпуховських теригенних породах переважають колектори низьких класів (V і VI) з ефективною пористістю 1–6 % і проникністю 0,0005–0,01 мкм<sup>2</sup>. Проте в приосьовій зоні ці самі породи середнього, верхнього карбону і пермі на глибинах до 3,0–3,5 км не зазнали значного ущільнення і мають досить високі колекторські властивості. Приклад тому – піщані продуктивні пласти араукаритової і картамиської світ Шебелинського газоконденсатного родовища, для яких характерні висока ефективна пористість (19–22 %) і проникність до 0,35 мкм<sup>2</sup>, що відповідає колекторам III класу.

У первиннопорових теригенних породах, занурених на глибини понад 5 км, фільтраційно-емкісні властивості погіршуються внаслідок регіональних епігенетичних змін. Натомість у нижній частині зони мезо-катагенезу при температурах 458–505 °К в результаті структурно-мінералогічних перетворень як в теригенних, так і в карбонатних породах формується вторинна пористість за рахунок стилоліто-тріщиноутворення, гіпогенного вилуговування та інших процесів [19]. Колектори глибинних (понад 5 км) зон є переважно вториннопоровими, хоча первинні (седиментаційні) фактори продовжують відігравати важливу роль в їх формуванні. Це підтверджується на прикладі глибокозанурених теригенних колекторів візейського віку Луценківсько-Червонозаводської групи родовищ і турнейських – Яблунівського підняття, які відносяться до III і IV класів.

Пошуки скупчень вуглеводнів у карбонатних породах ще не набули в регіоні належного масштабу, але відкриті родовища і прогнозні об'єкти дають підстави для оптимізму. Перший поклад нафти, пов'язаний з рифовими карбонатами, був відкритий у межах Леляківської структури. Колекторами є цукровидні доломіти ядра масиву микитівської світи пермі. Їх ефективна пористість 25–30 %, проникність перевищує 1,0 мкм<sup>2</sup>. З карбонатами візейського та турнейського віку пов'язані резервуари Мачуського і Гнатівського родовищ. Вторинні колектори тріщинно-порово-кавернового типу мають емкісно-фільтраційні властивості від низьких до середніх (іноді до висо-

ких), відносяться до V–II класів. Карбонатний резервуар такого типу у відкладах турнейського ярусу містить 94 % розвіданих запасів газоконденсату Багатойського родовища.

Поклади вуглеводнів ДДГНО екрановані регіональними, зональними і локальними покришками. За речовинним складом це переважно глинисті та хемогенні відклади, рідше карбонатні і вулканогенні породи різних стратиграфічних рівнів.

*Девонськими* регіональними флюїдоупорами вищого класу А є єванівсько-лівенська (нижня) та данківсько-лебедянська (верхня) соленосні товщі потужністю до 1900 і 300 м відповідно. Нижня товща більш поширена. Крім того, виділяються три зональні покришки:

- глиниста “кавелінова” товща (100–140 м, класи А-В), що екранує нижню частину надсолевого девону;
- лиманська (більська) глиниста, місцями карбонатно-глиниста товща (120–160 м, класи В-С), що може бути екраном для лебедянсько-нікольських і тургенівсько-кудеярівських відкладів;
- руденківські (верхньофаменські) глинисті пачки (30–140 м, клас С), що можуть бути покришками для резервуарів озерсько-хованського віку.

*Турнейські та нижньовізейські* флюїдоупори починаються з мальовської глинистої товщі (30–220 м, класи В-С), що зонально перекриває глинисто-карбонатні та карбонатні відклади нижньої частини турне (поклади Руденківсько-Перещепинської ділянки).

Вапняково-глинисті пачки морських утворень пізнього турне регіонально поширені (30–210 м, класи В-С) і екранують скупчення вуглеводнів у черепетських і більш давніх відкладах турне на Рудівсько-Червонозаводському, Валюхівському, Свиридівському родовищах.

У розрізі є ще дві слабопроникні товщі: зонально поширена пачка сухарних глин верхнього турне і нижнього візе (21–30 м, клас D, місцями В-С) та нижньотульська глинисто-карбонатна (нижньовізейська карбонатна плита) потужністю від 5–20 до 150–200 м. Там, де остання не тріщинувата і не кавернозна, вона є надійним екраном класів В і С.

*Верхньовізейські* флюїдоупори починаються глинистими пачками товщі XIIa МФГ (від 50–150 до 400–600 м, клас В). Ними екрануються резервуари ПГ В-21 – В-23 Луценківського, Свиридівського, Мехедівського та інших родовищ.

Окські глинисті пласти є покришками численних покладів у ПГ В-14 – В-20, їх потужності порівняно невеликі (5–30 м). Якщо частка алевритового матеріалу незначна, а вміст сапропелевої органічної речовини збільшений, вони є надійними покришками класів А-В. При зростанні кількості алевритової фракції і відсутності сапропелю пласти втрачають екрануючі властивості, їх клас знижується до С і навіть D.

*Нижньосерпуховські* глинисті покришки потужністю 30–80 м поширені на меншій території, ніж верхньовізейські. Каолінітовий склад, вміст алевритового матеріалу, вуглистого шламу, гумусової органіки забезпечують їм середні екрануючі властивості. В межах Жданівської та Срібнянської депресій ця глиниста товща досягає потужності 150 м.

*Верхньосерпуховська товща* містить пласти з хорошими екрануючими властивостями завдяки гідролюдистому складу морських глинистих утворень. Її потужність коливається від 10–15 до 30–70 м. Цією покришкою (клас В) утримуються значні за запасами скупчення газу Семенцівського, Абазівського, Котелевського, Березівського родовищ.

*Середньокам'яновугільні* глинисті пачки мають переважно лагунне походження, не витримані по площі, тому великих скупчень вуглеводнів не утримують. Тільки у верхній частині комплексу виділяється однорідна морська субрегіональна карбонатно-глиниста товща (від 15–50 до 150 м), яка екранує поклади нафти і газу Качанівського, Рибальського, Богданівського і Мільківського родовищ.

*Верхньокам'яновугільні* глинисті флюїдоупори відіграють роль локальних, рідше зональних покришок морського й озерного (на північному заході) походження потужністю 25–70 м. Їх середні та високі екрануючі властивості (класи С і В) дозволяють утримувати газові та нафтові скупчення Миролюбівського, Ланнівського, Машівського, Качанівського родовищ.

*Пермські* сульфатно-галогенні товщі є покришками найвищого класу. Завдяки їм виникли і збереглися гігантські масивно-пластові газоконденсатні поклади в утвореннях картамиської і микитівської світ Шебелинського, Західно-Хрестищенського, Західно-Єфремівського родовищ.

*Пересазька* червоноколірна глиниста товща (від 50 до 90–130 м, клас В) є регіональним екраном, під яким зформувались найбільші за запасами нафтові поклади регіону в межах Лесяківської, Гнідинцівської, Глинсько-Розбишівської та інших структур.

*Мезозойськими* флюїдоупорами є глинисті утворення сребрянської світи нижнього тріасу (до 400 м, клас В) та батської товщі юри (від 40 до 120 м, клас В).

### Фазовий склад та фізико-хімічні властивості вуглеводнів

Фізико-хімічні властивості, компонентний склад вуглеводнів ДДНГО дуже різноманітні і залежать як від термобаричних умов в надрах, так і від розподілу органічної речовини на глибинах. За низьких температур системи мають підвищений вміст нафтоєвих, а при

високих – ароматичних сполук. Але загалом метанові гомологі кількісно переважають нафтенів і ароматичні компоненти разом взяті.

За співвідношенням газової та рідкої фаз виділяються чотири типи вуглеводнів: вуглеводневі гази, газоконденсати, системи перехідного стану та нафти. Розмежування між двома останніми має умовний характер.

*Вуглеводневі гази* без конденсату зустрічаються зрідка. До суто газових віднесено всього 10 невеликих за запасами родовищ. Вміст конденсату в них мізерний, під час випробувань не вимірювався, не вивчався його склад і не підраховувалися запаси. 115 родовищ газоконденсатні. Як і газові, вони розташовані у південно-східній частині регіону. На північний схід від лінії Качалівського-Новоукраїнського-Голубівського родовищ поклади газу чергуються зі скупченнями нафти (окремі поклади, об'ямівки різної товщини) або зустрічаються у вигляді газових шапок. Налічується 48 таких родовищ.

Промислові скупчення газу виявлені в усьому продуктивному розрізі і в значному інтервалі глибин. Найближчі до поверхні зустрінуті в Вільховому (450 м, ПГ М-3), Співаківському (440 м, ПГ А-5) родовищах. На глибинах понад 5000 м вони відомі в 34 родовищах, у тому числі Перевозівському (6300 м, ПГ В-22), Комишнянському (5900 м, ПГ В-22), Західно-Харківцівському (5700 м, ПГ В-23) та ін.

Основні розвідані запаси газу припадають на інтервали 1500–2000 м (25,2 %) та 3500–4000 м (21,45 %), на глибинах понад 5000 м їх налічується усього 6,25 %.

Густина вуглеводневих газів відносно густини повітря у середньому становить 0,6–0,8, але в мезозойських покладах нижча – 0,6. Вільні гази з найбільшою густиною виявлені на північному заході регіону (1,4 – Мільківське родовище, ПГ М-4). Найменші значення цього показника характерні для південного сходу приосьової зони грабена (Шебелинське та інші родовища). Відносна густина розчинених газів, як правило, вища, в середньому становить від 0,7 до 0,95.

Основною складовою частиною вільних газів є метан, вміст якого коливається від 35 % (Мільківське родовище, ПГ М-4) до 99,6 % (Червонопопівське родовище, ПГ І-2). В розчинених газах кількість його змінюється в ширших межах – від 0,8 % (Гнідинцівське родовище, ПГ К-4) до 90 % (Голубівське, ПГ В-16, В-18). У межах одного родовища вільні і розчинені гази можуть суттєво відрізнитися за своїм складом. Так, у вільних газах Гнідинцівського родовища частка метану становить 75–85 %, а в розчинених – 0,8–2,3 %. Сума важких вуглеводнів у вільних газах не перевищує декількох відсотків, хоча в окремих випадках може досягати 58,6 % (Мільківське родовище, ПГ М-4).

Особливістю вуглеводневих газів регіону є наявність гелію в промислових кондиціях (0,04–0,08 %, до 0,14–0,17 % в Коробочкинському родовищі) і дуже низький вміст сірководню (як виняток, його вміст досягає 0,22–0,4 % в розчинених газах Качанівського і Артюхівського родовищ).

*Газоконденсатні поклади*, як і скупчення вуглеводневих газів, виявлені у широкому стратиграфічному діапазоні – від юри (Більське родовище) до докембрію (Хухрянське родовище).

Найбагатші за вмістом C<sub>5+</sub> (0,8–1,5 кг/м<sup>3</sup>) газоконденсатні поклади зосереджені на обмеженій ділянці північної прибортової зони – Анастасівське (ПГ В-26), Талалаївське (ПГ В-17-В-19, В-26), Васиївське (ПГ В-15) та інші родовища. На південний захід (до приосьової зони) і південний схід вміст газоконденсату в пластових системах знижується до 0,1–0,5 кг/м<sup>3</sup>. У південно-східній частині западини від згаданої лінії до Донбасу його кількість у природному газі невисока (до 0,1 кг/м<sup>3</sup>).

На 1.01.1994 р. початкові видобувні запаси конденсату (кат. А+В+С<sub>1</sub>) містилися в основному у двох інтервалах глибин: 3500–4000 м (25,8 % загального об'єму конденсату), та 4000–5000 м (38,5 %). В діапазоні глибин 1500–2000 м, де сконцентрована більшість розвіданих запасів вільного газу, об'єм конденсату становить 4,9 %.

*Системи перехідного стану* – вуглеводневі флюїди зі значною кількістю розчиненого газу в рідкій фазі (від 345 до понад 1000 м<sup>3</sup> в 1 м<sup>3</sup>) або великий вміст стабільного конденсату в газі (більше 0,8 кг в 1 м<sup>3</sup>); подібність до газових конденсатів за фізико-хімічними властивостями; висока взаєморозчинність газової і рідкої фаз. Ці вуглеводневі системи ще недостатньо вивчені і не мають чітких критеріїв визначення. Вони зустрінуті в покладах ряду родовищ центральної та північно-західної частин ДДЗ: Матлахівського (ПГ В-20), Талалаївського (ПГ В-17), Артюхівського (ПГ В-19–20), Південно-Панасівського (ПГ В-18), Західно-Харківцівського (ПГ В-18), Малодівицького (ПГ В-15–17) та ін. Усадка систем перехідного стану у цілому перевищує 50 %, тобто об'ємні коефіцієнти вищі від 2,0. Початкові тиски насичення змінюються від 18 до 37 МПа. В'язкість низька і, як правило, не перевищує 0,49 (в середньому 0,2–0,3 мПа·с).

Переважає більшість конденсатів за груповим складом нафтенено-метанові, лише в деяких родовищах північного борту та північної прибортової зони (Юліївське, Островецьке, Платівське, Сахалінське та ін.) вони відносяться до ароматично-метанових. В поодиноких випадках тип їх нафтенено-ароматичний (Островецьке, ПГ С-8–9 і Платівське, ПГ С-17–18, родовища).

Густина конденсатів коливається в широкому діапазоні. Найлегші (695–759 кг/м<sup>3</sup>) зустрінуті в південній прибортовій зоні, а найважчі

(820–830 кг/м<sup>3</sup>) – в межах Котелевсько-Березівського структурного валу. В середньому густина конденсатів становить 705–795 кг/м<sup>3</sup>. Чільне місце в них займає бензинова фракція. Найвищий її вміст зафіксовано у вуглеводнях південної прибортової зони (70–90 %). У них майже відсутні смолисті речовини і твердий парафін. Найменша частка цієї фракції (21 %) зафіксована у покладах ПГ В-22 Сахалінського родовища з одночасним збільшенням кількості твердого парафіну (4,0 %). У середньому вміст бензинової фракції становить 50–70 %, смолистих речовин – 0,2–1,5 % (максимально 3,8 %). На твердий парафін припадає 0,1–0,9 % і, як виняток, у конденсатах візейських покладів – 1,8–4,2 %. У конденсатах верхньокам'яновугільно-пермських покладів переважає газова фракція.

Вміст сірки у конденсатах незначний і в середньому для регіону становить 0,066 %. Як правило, цей показник вищий для флюїдів північно-західної частини западини.

*Нафти* виявлені в нафтових, нафтогазових, газонафтових та нафтогазоконденсатних родовищах. Відкрито 32 родовища, де відомі лише нафтові поклади. Вони зосереджені в крайній північно-західній частині ДДЗ та в межах Охтирського структурного виступу та його периферії. На території останнього знаходиться найбільше нафтове родовище – Бугруватівське з запасами понад 20 млн т (запаси решти родовищ не перевищують 1,0–1,5 млн т). Найбільші початкові видобувні запаси нафти серед газонафтових родовищ встановлені в межах Лесяківської (майже 60 млн т) і Гнідинцівської (понад 48 млн т) структур. Найглибший поклад виявлено у турнейських утвореннях Сухівської площі (5050 м, ПГ Т-3). На глибинах понад 4000 м скупчення нафти відомі на 25 родовищах, у тому числі Західно-Харківцівському (4900 м, ПГ В-19), Тростянецькому (4900 м, ПГ В-25), Анастасівському (4800 м, ПГ В-21). Найближче до поверхні землі поклади залягають у південній прибортовій зоні в Решетняківському (500 м, ПГ Ю-1) та інших родовищах. Основні розвідані запаси нафти пов'язані з глибинами 1500–2000 (49,7 %) та 3500–4000 м (19,6 %).

За фізико-хімічними властивостями, груповим, вуглеводневим і фракційним складом нафти різноманітні. Кількість розчиненого газу змінюється в них від 20 до 350 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> і більше. Значно коливаються тиск насичення (2,3–48,5 МПа), об'ємний коефіцієнт (1,055–3,725), в'язкість (0,20–2,56 МПа·с). Більшість нафтових покладів (77 %) залягає на глибинах понад 3000 м. З них 24 гранично насичені, в тому числі дев'ять звичайної нафти та 15 газонафти. Тиск їх насичення дорівнює пластовому і складає 25,6–48,5 МПа, вміст газу – 141–321 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, об'ємний коефіцієнт – 1,375–1,811, в'язкість – 0,33–1,4 МПа·с.

Густина нафти становить 650–990 кг/м<sup>3</sup> (здебільшого 800–860 кг/м<sup>3</sup>), температура застигання 197–309°K, молекулярна маса 150–400 (у середньому близько 200). У фракційному складі домінують високиплячі вуглеводні: вихід фракції від початку кипіння до 423°K становить 10–34 %, від 423 до 573°K – 25–45 %, вміст сірки – 0,02–0,63 % (зрідка до 1,13 %), парафіну – 1–4 % (максимально до 7 %). Спостерігається закономірне збільшення насичення нафти парафіном з глибиною. Вміст асфальтово-смолистих компонентів коливається від 1 до 48 %, найчастіше – 3–16 %. За груповим складом нафти метаново-нафтенів, нафтеново-ароматичні, ароматичні або, найчастіше, нафтеново-метанові.

В цілому для ДДНГО в нафта складає 20,5 % загальної кількості розвіданих запасів, конденсат – 5,5 і газ – 74 % [9]. Доля газової складової збільшується у східному напрямі, що пояснюється складною взаємодією декількох факторів (ступінь метаморфізму продуктивних порід, температура надр, відмінності в потужності і глибині занурення осадових товщ, екрануючі властивості флюїдоупорів тощо).

Незважаючи на часте перемещування в одному родовищі різних за фазовим станом покладів, певних закономірностей у їх вертикальному розміщенні не виявлено, що пояснюється багаторазовим і різночасовим формуванням покладів, особливостями геологічної будови пасок. Очевидно, не існувало єдиної схеми заповнення родовищ вуглеводневими флюїдами.

### Гідрогеологічні умови нафтогазоносності

В ДДНГО існує два гідродинамічних поверхи: верхній – в основному з латеральним рухом підземних вод і нижній – вертикальним.

Верхній поверх пов'язаний з великим артезіанським басейном ДДЗ. Північний борт і крайня північно-західна частина регіону є областями його живлення, південна прибортова зона – областю розвантаження. Поверх починається зоною активного водообміну, яка охоплює розріз відкладів від четвертинних до верхньоюрських, а по периферії западини – до нижнього карбону. Глибше знаходиться зона обмеженого водообміну. У грабені та в зануреній частині південного борту вона пов'язана з формуваннями середньої юри і тріасу. Зона дуже обмеженого водообміну починається під хемогенними породами пермі і досягає глибин 3600–4000 м. Води верхнього поверху високонапірні з дебітами 1000 м<sup>3</sup>/добу і більше.

Характерною особливістю нижнього гідродинамічного поверху є переміщення вод по порушеннях осадового чохла і кристалічного фундаменту. Води теж високонапірні, але їх дебіт внаслідок ущіль-



нення порід-колекторів не перевищує 500–600 м<sup>3</sup>/добу. Незначний вертикальний рух вод існує і у верхньому поверсі внаслідок локального розвантаження високонапірних вод. Він відбувається в основному у межах криптодіапірових структур, інтенсивно порушених диз'юнктивами, і фіксується локальними гідрохімічними, п'езометричними та геотемпературними аномаліями.

Палеозойські підземні води, в оточенні яких зосереджені відомі скупчення вуглеводнів і в яких очікуються нові відкриття, за класифікацією В.А. Суліна в основному відносяться до хлоркальцієвого типу. У відкладах нижнього карбону на північному заході та півночі регіону трапляються також води гідрокарбонатно-натрієвого та сульфатно-натрієвого типів. Мінералізація палеозойських підземних вод коливається від 3 до 420, здебільшого становить 100–250 г/кг. Коефіцієнт метаморфізації (Na/Cl) змінюється в межах 0,70–0,85, але спостерігаються і його аномальні значення: 0,07 у девонських і 0,99 у середньокам'яновугільних відкладах.

У ДДНГО на глибинах 1,5–6,0 км зафіксовані зони аномально високих пластових тисків (АВПТ). Тут виділяються три флюїдодинамічні зони: гідростатична, закрита та напівзакрита.

*Гідростатична зона* охоплює обидва борти, північно-західну частину грабена до лінії Талалаївська – Прилуцька структури, невеликі смуги вздовж прибортових зон у центрі грабена (до Охтирського виступу на півночі і Зачепилівської структури на півдні), промислово газонасні території півночі Донбасу, де пластові тиски близькі до гідростатичних.

*Закрита зона* охоплює значну частину западини, пов'язана з відкладами, які зазнали перетворення до пізнього катагенезу. Поверхня її знаходиться на глибинах 4–6 км, максимальне занурення зафіксоване в межах депресій. Залежно від геотермічних умов глибина поширення АВПТ змінюється. Коефіцієнт аномальності досягає 1,8–2,2.

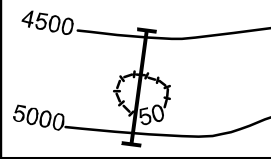

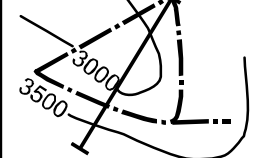
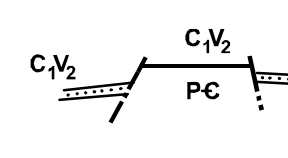
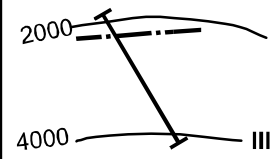
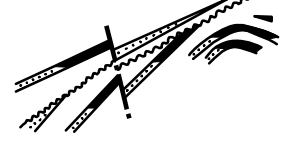

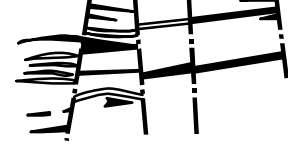

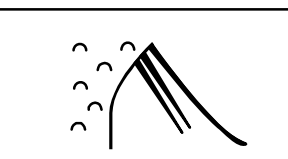
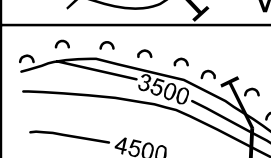
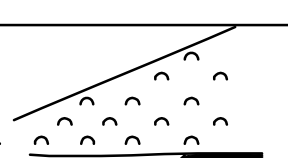
У *напівзакритій зоні* АВПТ проявляються у відкладах, які знаходяться на стадії раннього катагенезу, їх формування пов'язане з розвантаженням флюїдів закритої зони, яка охоплює структурні ваги приосьової частини западини, а також невеликі ділянки Ольшанської площі і Нехворощанського виступу. Тут АВПТ трапляються на глибинах 1,5–2,0 км.

### Характеристика структур нафтогазоносних покладів

Існує багато морфологічних типів локальних структур і пасток вуглеводнів ДДНГО, що зумовлене розмаїттям і складною взаємодією проце-

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

сів пасткоутворення (складні переміщення блоків осадового чохла, ви-кликані тангенційними рухами, прояви галокінезу, числені диз'юнктивні порушення, літофаціальна мінливість порід-колекторів, їх епігенетичні перетворення тощо). Це призвело до появи численних кла-сифікацій пасток і покладів регіону. Одна з них наведена на рис. 2.10.

Клас	Типи пасток	Структурні форми		Родовища
МОНОКЛІНАЛЬНИЙ	Слабо-структурно-літологічний			Волошківське Абазівське
	Літолого-тектонічний			Хухрянське
	Тектонічно-стратиграфічний			Руденківське
	Напівсклепінно-тектонічний			Бугруватівське
	Напівсклепінно-літологічний			Решетниківське
	Присклепінно-літологічний			Розпашнівське

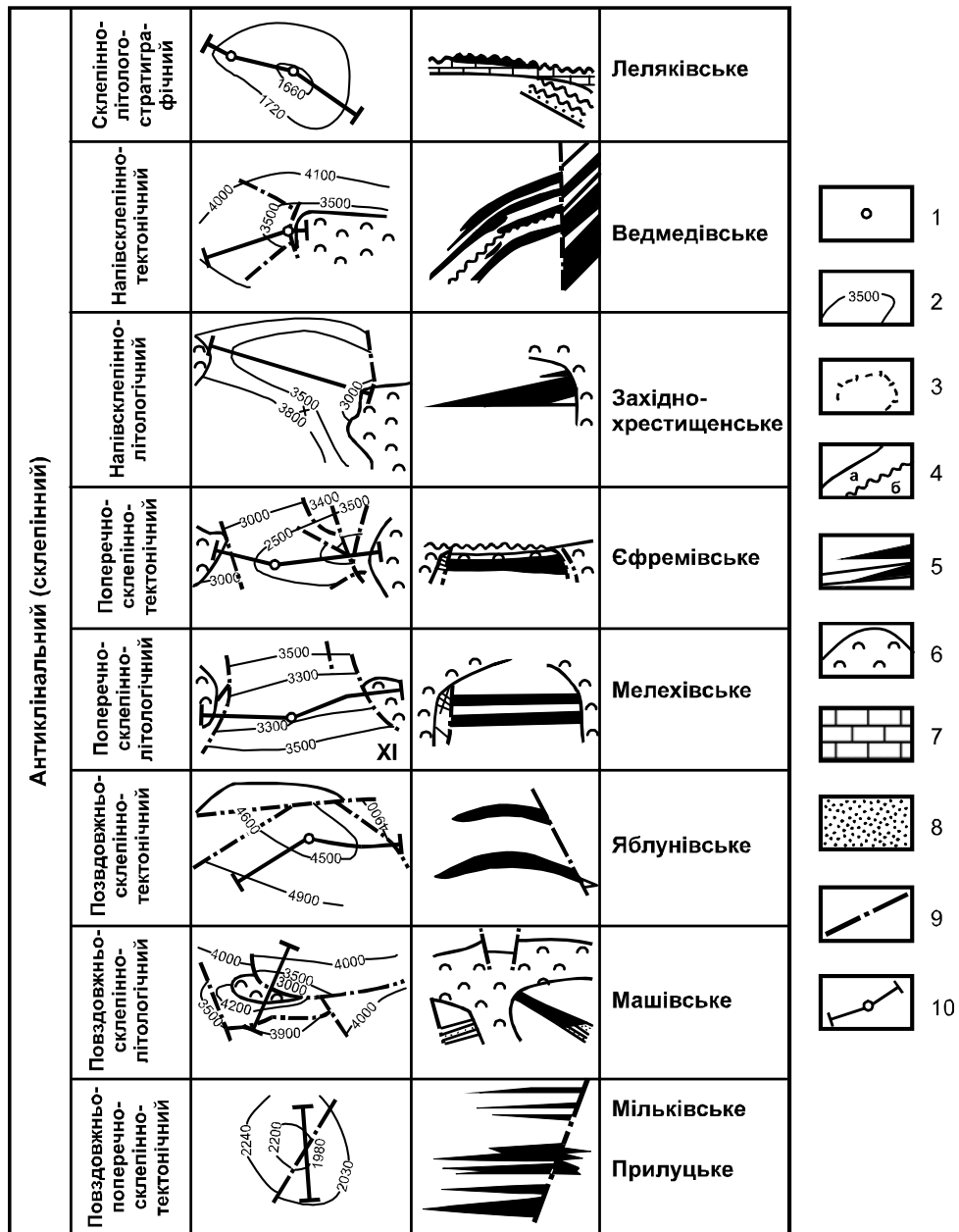


Рис. 2.10. Структурно-генетична класифікація комбінованих нафтогазоносних пасток ДДНГО [7]

В основу класифікації покладів закладені три головні ознаки: тип вуглеводневого флюїду (газ, газоконденсат, нафта); тип резервуару (пластовий, масивно-пластовий); морфологія структурної форми (антикліналь, неантикліналь з поділом на підтипи – склепінні, моноклінальні).

В ДДНГО найпоширеніші пластові поклади з різними обмеженнями – переважно комбінації літологічних і тектонічних екранів. Серед тектонічних екранів найбільш надійними є поперечні скиди.

Останнім часом особливого значення набули пошуки неантиклінальних літологічно екранованих покладів. Поки що не знайдено скупчень вуглеводнів неантиклінального типу, пов'язаних із стратиграфічними незгідностями, хоча останні інколи обмежують продуктивні пласти антиклінальних структур (Радченківська, Гнідинцівська).

Площа покладів коливається від частки квадратного кілометра до 270 км<sup>2</sup> (Шебелинське родовище), висота – від одиниць до сотень метрів (Західно-Хрестищенське, Західно-Єфремівське та інші родовища).

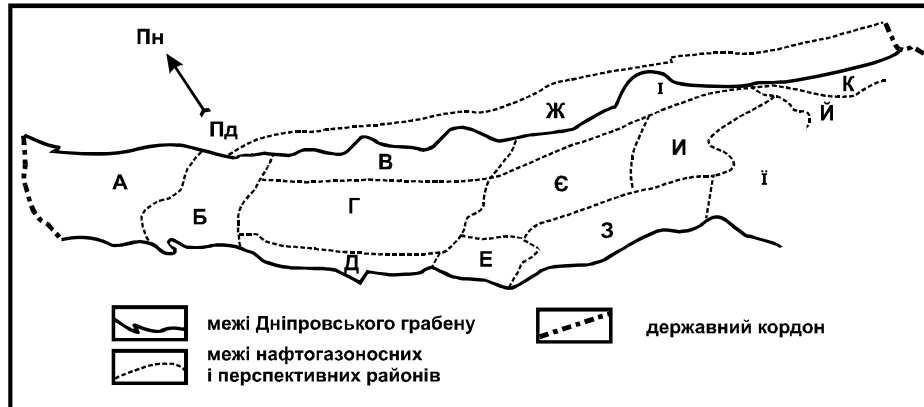
Родовища можуть вміщувати один або декілька покладів, що в проекції на земну поверхню повністю чи частково перекриваються, роз'єднані в плані поклади, що контролюються однією локальною структурою.

За кількістю покладів виділяють прості (однопокладові) та складні (багатопокладові) родовища. В регіоні налічується 60 однопокладових родовищ (3 газових, 15 нафтових, 40 газоконденсатних, 2 нафтогазоконденсатних). Деякі з них містять менше 1 млн т умовного палива (Ромашівське, Левківське, Чорнухинське та ін.), але є й такі великі, як Західно-Хрестищенське, Західно-Єфремівське та ін., з запасами в декілька сотень мільйонів тонн умовного палива.

Багатопокладові родовища можуть вміщувати десятки скупчень вуглеводнів. Вони утворюють майже безперервний продуктивний розріз від мезозойських до нижньокам'яновугільних, а іноді й девонських відкладів, наприклад, Качанівське і Рибальське родовища, де поверхи нафтогазоносності становлять відповідно 2000 та 2300 м. Значну висоту мають і деякі окремі скупчення вуглеводнів, якщо вони пов'язані з масивно-пластовими пастками (1180 м для Шебелинського родовища). В межах однієї площі зустрічаються поклади різних типів. Наприклад, в Глинсько-Розбишівському та Гнатівському родовищах поряд з пластовими є масивно-пластові.

### Нафтогазогеологічне районування

ДДНГО за особливостями геологічної будови, розвитком локальних структур, просторовим розміщенням покладів і родовищ вуглеводнів, їх фазовим станом, продуктивністю нафтогазоносних комплексів та ін. поділяється на 15 нафтогазоносних, нафтоносних, газонафтоносних та перспективних районів з різним рівнем розвіданих запасів, перспективних ресурсів, вивченості та освоєння надр (рис. 2.11).



**Рис. 2.11. Нафтогазоносні і перспективні райони ДДНГО [29]**

Райони: А – Чернігівсько-Брагинський перспективний; Б – Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний; В – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний; Г – Глинсько-Солохівський газонафтоносний; Д – Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний; Е – Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний; Є – Машівсько-Шебелінський газонафтоносний; Ж – Північного борту нафтогазоносний; З – Октябрьсько-Лозівський перспективний; И – Співаківський газонафтоносний; І – Рябухинсько-Північногубівський газонафтоносний; Ї – Кальміус-Бахмутський перспективний; Й – Лисичанський перспективний; К – Красноріцький газонафтоносний

Чернігівсько-Брагинський перспективний район (8386 км<sup>2</sup>, 25,3 млн т потенційних ресурсів) не має відкритих родовищ. Об'єднує всі зони грабена, простягається до границі з Прип'ятською западиною, що проходить між Лоївсько-Брагинським і Кошелівським виступами. Можливе відкриття дрібних нафтових родовищ у прибортових зонах, де в процесі буріння спостерігалися прямі прояви вуглеводнів.

Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний район (5071 км<sup>2</sup>, 54,7 млн т) відрізняється від попереднього суттєвим збільшенням потужності кам'яновугільних відкладів, в яких відкрито промислові скопчення нафти в середньокам'яновугільному, верхньовізейському і

нижньовізейсько-турнейському комплексам. Поширені структури, формування яких зумовлено галокінезом. Дрібні нафтові родовища пов'язані переважно з невеликими антиклінальними підняттями. Ступінь розвіданості ресурсів 25,8 %.

*Талалаївсько-Рибальський* нафтогазоносний район (5970 км<sup>2</sup>, 291,3 млн т) має високу щільність нерозвіданих ресурсів. Доказана промислова нафтогазоносність від юрських до девонських утворень. Відкрито поклади вуглеводнів на значних глибинах: газоконденсату – 5600 м (Степове родовище), нафти – понад 5000 м (Сухівське родовище). Значна кількість піднять пов'язана з соляним тектогенезом. У результаті відтоку солі до цих піднять утворилися компенсаційні мульди (Дмитрівська, Бобрицька, Синівська), де в подальшому можливе відкриття нових родовищ. Поширені структури третього порядку – вали і виступи. Ступінь розвіданості ресурсів 57,6 %.

*Глинсько-Солохівський* газонафтоносний район (10663 км<sup>2</sup>, 660 млн т) має найбільші нерозвідані ресурси. В ньому знаходиться найглибший поклад газоконденсату (Перевозівське родовище, 6200–6300 м). До складу району входять обширні соляні вали, кожен з яких має по декілька родовищ (у тому числі такі значні за запасами, як Глинсько-Розбишівське). Цей район відрізняється розмаїттям типів покладів, а також найбільшими розвіданими запасами нафти, пов'язаними з родовищами його північно-західної частини. Велика потужність регіонально нафтогазоносних відкладів нижнього карбону, які залягають на глибинах до 7000 м, робить цей район найперспективнішим для пошуків нових родовищ вуглеводнів. Ступінь розвіданості 48,9 %.

*Антонівсько-Білоцерківський* нафтогазоносний район (2568 км<sup>2</sup>, 23,7 млн т) за обсягом нерозвіданих ресурсів посідає одне з останніх місць. Пошуковими роботами оцінений практично весь фонд антиклінальних структур, а також моноклінальні схили Білоцерківського виступу. В результаті відкрито лише два дрібні родовища (Кибинцівське нафтове та Сагайдацьке газонафтове). Подальші перспективи пов'язуються з нетрадиційними пастками. Ступінь розвіданості 2 %.

*Рябухінсько-Північногубівський* газонафтоносний район (3818 км<sup>2</sup>, 249,5 млн т) включає одну з найбільших монокліналей ДДЗ – Зміївську. В його межах встановлена продуктивність середньокам'яновугільних, серпуховських та верхньовізейських відкладів. Район характеризується обмеженою кількістю наскрізних антиклінальних піднять, тому концентрація нерозвіданих ресурсів пов'язується з похованими складками або з неантиклінальними пастками. Ступінь розвіданості запасів становить 7,9 %.

*Машівсько-Шебелінський* газонафтоносний район (7267 км<sup>2</sup>, 187,1 млн т) розташований у зануреній частині западини, де знаходяться найбі-

льші газоконденсатні родовища. Вони приурочені до міжкупольних похованих структур у відкладах нижньої пермі. Пластова кам'яна сіль нижньої пермі разом з діапировою франського віку утворюють грибовидні тіла, під якими в масивнопластових пастках сформувалися великі поклади газоконденсату. Структури цього типу оцінені пошуковим бурінням. Подальше нарощування розвіданих запасів пов'язується з відкриттям приштокових покладів, аналогічних за будовою скупченню вуглеводнів Котлярівського родовища, а також покладів у неантиклінальних пастках на схилах структурних валів. Ступінь розвіданості 88,2 %.

*Руденківсько-Пролетарський* газонафтоносний район (4240 км<sup>2</sup>, 184,4 млн т) відрізняється від сусіднього Антонівсько-Білоцерківського високими перспективами та широким стратиграфічним діапазоном продуктивних відкладів від юрського до турнейського віку включно. Винятком є породи верхньокам'яновугільно-нижньопермського комплексу, значною мірою редуковані передмезозойською перервою в осадконагромадженні. Переважна більшість родовищ розташована в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу вздовж південного крайового розлому. Ступінь розвіданості 43,5 %.

*Октябрьсько-Лозівський* перспективний район (4230 км<sup>2</sup>, 63,6 млн т) є прямим продовженням попереднього, але суттєво відрізняється від нього геологічною будовою. Він включає одну з найбільших в регіоні структуру третього порядку – Лозівську монокліналь. Незважаючи на багаторазові сейсмічні дослідження, в районі не знайдено жодного локального підняття. Разом з тим тут виявлена значна кількість незгідних скидів, які є надійними екранами для багатьох покладів північної прибортової зони ДДЗ.

*Співаківський* газонасний район (5326 км<sup>2</sup>, 70,6 млн т) розташований на території, де встановлена багатокілометрова товща кам'яновугільних відкладів. На величину запасів вуглеводнів негативно впливає безпосереднє сусідство Складчастого Донбасу з його активними тектонічними та епігенетичними процесами. Разом з тим відкриті тут родовища газоконденсату свідчать про реальну можливість існування промислових скупчень вуглеводнів, пов'язаних як з традиційними, так і з нетрадиційними пастками. Ступінь розвіданості початкових ресурсів 2,6 %.

*Кальміус-Бахмутський* перспективний район (7020 км<sup>2</sup>, 44,9 млн т) охоплює площу двох однойменних великих улоговин та їх схилів, на схід від яких починається Складчастий Донбас. До відкриття невеликого Лаврентіївського газоконденсатного родовища цей район вважався малоперспективним. Через досить складні сейсмогеологічні умови підготовка пошукових об'єктів ведеться повільно. Тому подальша

промислова оцінка території значною мірою залежатиме від методичних прийомів сейсморозвідки. Ступінь розвіданості менше 1 %.

*Північний борт* – це нафтогазоносний район (19821 км<sup>2</sup>, 238,1 млн т), розташований за межами грабена, де відсутні хемогенні і галогенні утворення нижньої пермі, розвинені складки північно-західного простягання. Для нього характерні невеликі потужності осадового чохла, що не перевищують 3,5–4,0 км. Відкриттям Володимирівського, Хухрянського, Скворцівського та інших родовищ доказана промислова нафтогазоносність району. Тут вперше підтвердився прогноз перспективності утворень кристалічного фундаменту, хоча методика виявлення і підготовки до пошуку таких об'єктів, а також їх розвідки ще не розроблена. Тому подальша промислова оцінка цієї території буде здійснюватися в основному для відкладів середнього та нижнього карбону, а також верхньої частини розрізу кристалічного фундаменту. Ступінь розвіданості початкових ресурсів 17,7 %.

*Красноріцький* газоносний район (2088 км<sup>2</sup>, 42,8 млн т) розміщений на північних околицях Донбасу, хоча за нафтогазогеологічним районуванням входить до складу ДДНГО. У тектонічному відношенні це перехідна зона від Складчастого Донбасу до схилу Воронезької антеклизі, розчленована системою субширотних скидів, до яких прилягають видовжені конседиментаційні складки зі зрізаними північними крилами. Поки що встановлена промислова газоносність лише відкладів середнього карбону, проте прямі ознаки газоносності отримані з серпуховських відкладів Муратівської структури. Ступінь розвіданості початкових ресурсів 25,5 %.

*Лисичанський* перспективний район (12488 км<sup>2</sup>, 18,7 млн т) розташований у зоні дрібної складчастості Донбасу. Третина його площі перекрита малопотужним мезокайнозойським чохлам, на решті території кам'яновугільна товща виходить на денну поверхню. Широко розвинена система насувів, під якими прогноуються скупчення газу. Ймовірність цього підтверджується метановим складом розчиненого в підземних водах газу і інтенсивними газопроявами в гірничих виробках вугільних шахт.

Найвищий ступінь розбуреності (понад 300 м/км<sup>2</sup>) мають райони центральної частини ДДНГО – Талалаївсько-Рибальський, Машівсько-Шебелинський та Руденківсько-Пролетарський; високий (100–300 м/км<sup>2</sup>) – Монастирищенсько-Софіївський і Рябухинсько-Північногубівський. Ступінь розбуреності інших районів коливається від середнього (50–100 м/км<sup>2</sup>) до дуже низького (менше 10 м/км<sup>2</sup>) [29].



Поклади вуглеводнів ДДНГО зосереджені переважно в колекторах, що мають високі фільтраційно-ємкісні властивості та водонапірні системи. Вони містять легкі малов'язкі нафти з низьким тиском насичення, що є передумовою їх ефективного вилучення з надр.

Сприятливі умови, а також введення у розробку значних за запасами Гнідинцівського, Лесяківського, Глинсько-Розбишівського, Шибелінського, Хрестищенського, Єфремівського та інших родовищ в окремі періоди забезпечували високі темпи зростання видобутку вуглеводнів.

Максимальні відбори нафти (1969–1973 рр.) становили 10,1–10,9 млн т, а газу (1975–1978 рр.) – 58–60 млрд м<sup>3</sup>. Надалі через виснаження запасів основних родовищ видобуток нафти і газу знизився. Залучення до розробки нових невеликих родовищ не компенсувало цього спаду. В 1993 р. з надр відібрано 2,7 млн т нафти, 17,2 млрд м<sup>3</sup> газу і 0,9 млн т конденсату. В наступні роки спостерігається незначне падіння видобутку вуглеводнів [29]. В 1996–2000 рр. у ДДНГО щорічно видобувається 2,0 млн т нафти, 16 млрд м<sup>3</sup> газу та 1 млн т конденсату (рис. 2.12).

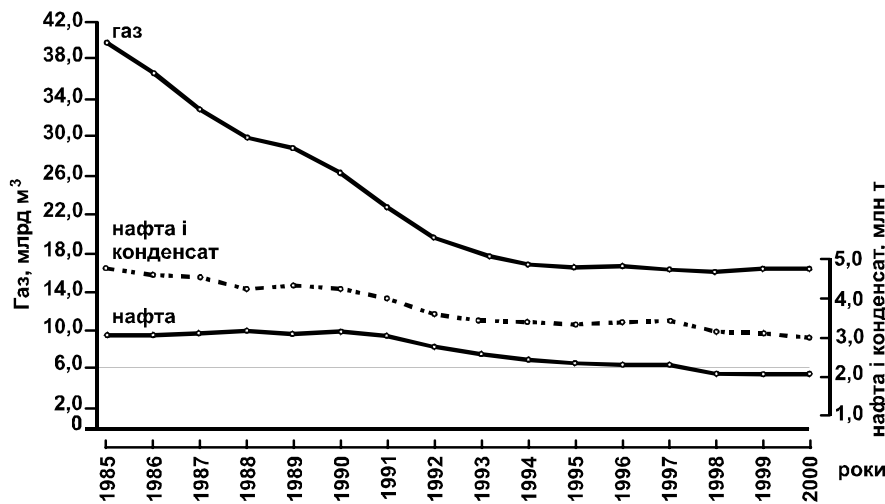


Рис. 2.12. Динаміка видобування нафти, газу і конденсату у ДДНГО (1985-2000 рр.) [29]

Для стабілізації видобутку на багатьох родовищах вдосконалювались системи розробки: згущувалась сітка свердловин, підтримува-

лись пластові тиски, впроваджувались нові методи підвищення нафтовилучення, регулювались процеси розробки.

Заводнення в широких масштабах проводилось на 12 родовищах, зокрема Лесяківському, Гнідинцівському, Анастасівському, Перекопівському, Бугруватівському та інших. За рік закачувалось близько 7 млн м<sup>3</sup> води, причому більше 50 % – на Лесяківському та Анастасівському родовищах. Додатково видобуто 6760 тис. т нафти. Кінцеву нафтовіддачу на об'єктах заводнення очікується збільшити у два рази.

На початку 80-х років на одній з ділянок Гнідинцівського родовища (глибина 1800 м) застосовано процес внутрішньопластового горіння в умовах повністю обводненого пласта. Додатково видобуто 95,4 тис. т нафти. Проводилися також промислові дослідження впливу на нафтовіддачу води з високими термобаричними параметрами (тиск 22 МПа, температура 623°K). Вода при цьому повністю розчиняла нафту.

На Лесяківському родовищі вивчалася ефективність вилучення нафти з покладів на пізній стадії розробки за допомогою композицій хімічних реагентів, протягом трьох років додатково видобуто 31 тис. т нафти.

Розробка газових і газоконденсатних родовищ здійснюється на природних режимах за винятком Новотроїцького, Котелевського (поклади горизонту С-5), Тимофіївського та Куличихинського (поклади горизонту Т-1), де впроваджено або планується застосувати сайклінг-процес.

Розробка Новотроїцького родовища в режимі сайклінг-процесу проводилася протягом 1981–1992 рр. У пласт закачано 2,23 млрд м<sup>3</sup> газу, відібрано 3,5 млрд м<sup>3</sup> газу і 1,5 млн т конденсату, з них 530 тис. т додатково. В результаті закачування сухого газу кінцева конденса-товіддача збільшиться з 30 до 44 %.

Найбільші за запасами родовища (Шебелинське, Хрестищенське, Єфремівське) мають масивні поклади висотою до 1600 м, в яких пластовий тиск у склепінній частині перевищує гідростатичний у 1,5–1,7 рази. В таких випадках, а також у межах багатопластових родовищ виділяються 2–3 об'єкти, які розробляються окремими сітками свердловин з відстанню між рядами 1000–2000 м і між свердловинами до 500–700 м.

Основні газові поклади, відкриті в утвореннях пермі – верхнього карбону, вступили у завершальну стадію розробки. З них відібрано до 80 % початкових запасів. Скупчення газу у відкладах турнейсько-візейського віку знаходяться на глибинах понад 4 тис. м і характеризуються гіршими фільтраційними властивостями колекторів та умовами їх освоєння. На окремих об'єктах дебіти свердловин суттєво знижуються навіть за період дослідно-промислової розробки. Особливо це характерно для низькопроникних колекторів. Створення вели-

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

ких депресій у таких пластах призводить до випадіння конденсату, руйнування цілісності порід, що ускладнює експлуатацію свердловин.

За час розробки родовищ ДДНГО з надр видобуто 168,9 млн т нафти, 1411,9 млрд м<sup>3</sup> газу і 59,2 млн т конденсату [1]. Фонд діючих експлуатаційних свердловин становить 2011, у тому числі 600 нафтових та 1411 газових.

Важливим резервом нарощування видобутку газу є розробка ефективних технологій освоєння низькопроникних колекторів. Крім того, ступінь освоєння ресурсів надр (57 %) вказує на можливість відкриття нових високопродуктивних родовищ вуглеводнів.

### Запаси і ресурси вуглеводнів

Перспективи нафтогазоносності ДДНГО визначаються співвідношенням початкових сумарних ресурсів вуглеводнів, їх розвіданих запасів, нерозвіданих ресурсів та видобутку [29]. Початкові сумарні ресурси становлять 4849 млн т умовного палива (табл. 2.5). В їх структурі накопичений видобуток складає 1686 млн т у. п. (34,8 %), розвідані запаси категорій А+В+С<sub>1</sub> – 1065 млн т (22 %), нерозвідані ресурси категорій С<sub>2</sub>+С<sub>3</sub>+Д – 2098 млн т (43,2 %). Освоєність ДДНГО досить висока і становить 57 %.

Таблиця 2.5

#### Розподіл початкових сумарних ресурсів вуглеводнів у ДДЗ за видами палива (газ – млрд м<sup>3</sup>; нафта, конденсат – млн т)

Категорії ресурсів	Вид палива				Всього млн т умовного палива
	газ вільний	Газ розчинений	нафта	конденсат	
Видобуток	1411,9	28,0	168,9	59,2	1686,0
А+В+С <sub>1</sub>	901,3	11,1	79,1	73,5	1065,0
С <sub>2</sub>	255,1	1,9	15,6	15,9	288,5
С <sub>3</sub>	468,6	-	34,1	-	502,7
Д	1005,9	40,9	165,6	94,4	1306,8
Всього	4042,8	81,9	481,3	243,0	4849,0

Нерозвідані ресурси (категорії С<sub>2</sub>+С<sub>3</sub>+Д) становлять 2098 млн т умовного палива. Більше половини з них (51,8 %) сконцентровано на глибинах 4–6 км (табл. 2.6). Це свідчить про достатньо високу перспективність регіону і доцільність подальшого проведення тут геологорозвідувальних робіт. Велика ймовірність відкриття родовищ нафти і газу пов'язується з трьома комплексами нижнього карбону, в яких міститься 68,5 % нерозвіданих

ресурсів. Друге місце посідає девонський комплекс, який поряд з достатньо високою оцінкою (13 % нерозвіданих ресурсів) характеризується незначним ступенем розвіданості. Решта нерозвіданих ресурсів припадає на інші комплекси (середній карбон, перм – верхній карбон, фундамент). Найбільша їх частина зосереджена в Глинсько-Солохівському, Талалаївсько-Рибальському, Рябухинсько-Північногубівському, Руденківсько-Пролетарському і Машівсько-Шебелинському районах, а також в районі північного борту. Левова частка нерозвіданих ресурсів (більше 70 %) розміщується на території Полтавської та Харківської областей.

**Таблиця 2.6**

**Розподіл початкових сумарних ресурсів ВВ за глибинами, млн т у.п.**

Глибина, км	Видобуток	Розвідані запаси (кат А+Б+С <sub>1</sub> )	Нерозвідані ресурси (кат. С <sub>2</sub> +С <sub>3</sub> +Д)
0-3, у тому числі	912,6	226,2	342,6
0-2	22,5	46,7	87,1
3-4	600,4	356,3	359,8
4-5	153,6	329,9	546,8
>5	19,4	152,6	848,8
Σ	1686,0	1065,0	2098,0
до 3	912,6	226,2	342,6
до 4	1513,0	582,5	702,4
до 5	1666,6	912,4	1249,2
до 7	1686,0	1065,0	2098,0

До найбільш перспективних напрямів подальших пошуково-розвідувальних робіт відносяться [11]:

- пошуки вуглеводнів на малих глибинах; у карбонатних колекторах; на глибоких горизонтах родовищ центральної частини ДДЗ;
- оцінка нафтогазоносності маловивчених територій Північного та Південного бортів; девонського комплексу у північній прибортовій частині; нетрадиційних скупчень газу центральнобасейнового типу.

Оскільки ДДНГО вивчена достатньо добре, немає підстав сподіватися на відкриття великої кількості значних за запасами родовищ, основні перспективи подальшого нарощування ресурсів вуглеводнів пов'язуються з невеликими родовищами [15].

### Приклади родовищ

В ДДНГО відкрито 211 газових (Г), газоконденсатних (ГК), нафтогазоконденсатних (НГК) і нафтових (Н) родовищ [29]. Серед них 25 великих із запасами понад 30 млн т умовного палива (у.п.), 27 – серед-

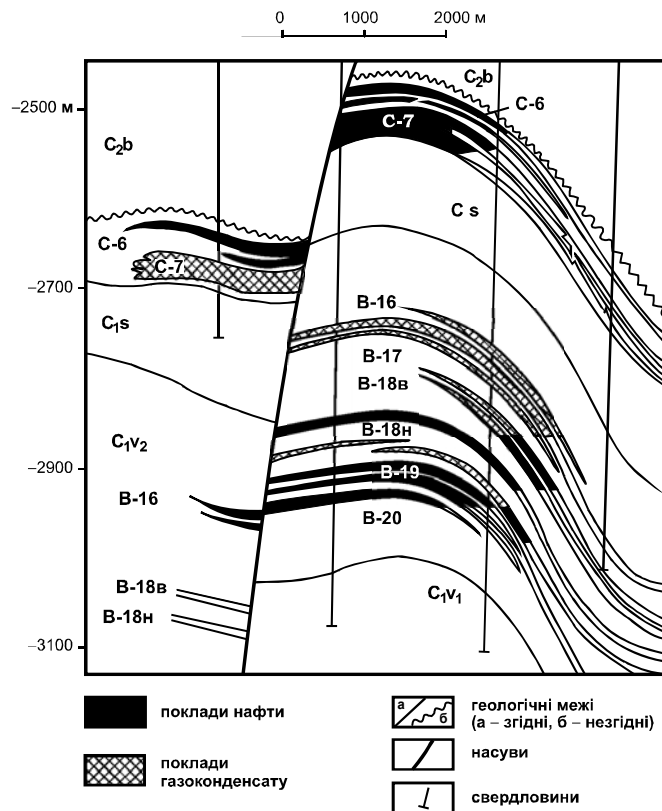
## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

ніх із запасами від 10 до 30 млн т у.п., решта – дрібні із запасами до 10 млн т у.п.

Характерними для ДДНГО є такі родовища: Південнопанасівське, Багатовське, Більське, Гнатівське, Качанівське, Козіївське, Лесяківське, Сахалінське, Чутівське, Шебеленське.

**Південнопанасівське нафтогазоконденсатне родовище** розташоване неподалік від м. Ромни Сумської області у межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району. Знаходиться в північно-західній частині північної прибортової зони ДДЗ. Відкрито у 1983 р. під час буріння пошукової свердловини № 1 в межах Південно-Панасівського блоку Панасівської структури. Пошуково-розвідувальні роботи завершені в 1989 р. В результаті виявлено нафтові і газоконденсатні поклади в горизонтах нижнього карбону. Бурінням розкрито розріз карбонатно-теригенних відкладів від четвертинних до девонських.

По покрівлі продуктивного горизонту С-7 серпуховського ярусу структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання, ускладненою трьома склепіннями та розділеною діагональним скидом амплітудою до 150 м на два блоки (рис. 2.13).



**Рис. 2.13. Південнопанасівське нафтогазоконденсатне родовище: розріз продуктивної частини [1]**

Розміри підняття по ізогіпсі -2700 м – 4,8 × 3,2 км, амплітуда понад 200 м. У серпуховських відкладах встановлено два нафтові (С-6 і С-7) і один газоконденсатний (С-7) поклади, у верхньовізейських – три нафтові (В-18в, В-19, В-20), один газоконденсатний (В-16) і два газоконденсатні з нафтовими об'явками (В-17, В-18н). Скупчення вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Висота поверху нафтогазоносності становить 465 м. Колектори складені пісковиками з високими ємкісно-фільтраційними властивостями. Їх пористість коливається в межах 15–20 %, проникність – 0,001–0,5 мкм<sup>2</sup>. Потужність продуктивних горизонтів становить 28–38 м. Вільний газ, крім метану (77–79 %), включає значні кількості етану (10–11 %). Вміст пропану становить приблизно 4 %, вуглекислого газу – 2,4–2,8 %, азоту – 3,2–3,8 %, гелію – 0,01–0,02 %. Потенційний вміст стабільного конденсату в природних газах становить (314–455)×10<sup>-3</sup> кг/м<sup>3</sup>. Нафти легкі, їх густина становить 618–630 кг/м<sup>3</sup>, малосірчані. Дослідно-промислова розробка розпочата у 1985 р. видобутком нафти з горизонту С-6. За технологічною схемою розробки в розрізі виділено 10 нафтових і 5 газоконденсатних об'єктів. Основними нафтовими об'єктами є поклади горизонтів С-7 і В-19 південного блоку та С-6 – північного, де зосереджено 74 % запасів нафти, а газоконденсатними – горизонтів С-7 північного блоку і В-16 південного, що містять 93 % запасів газу та 94 % конденсату.

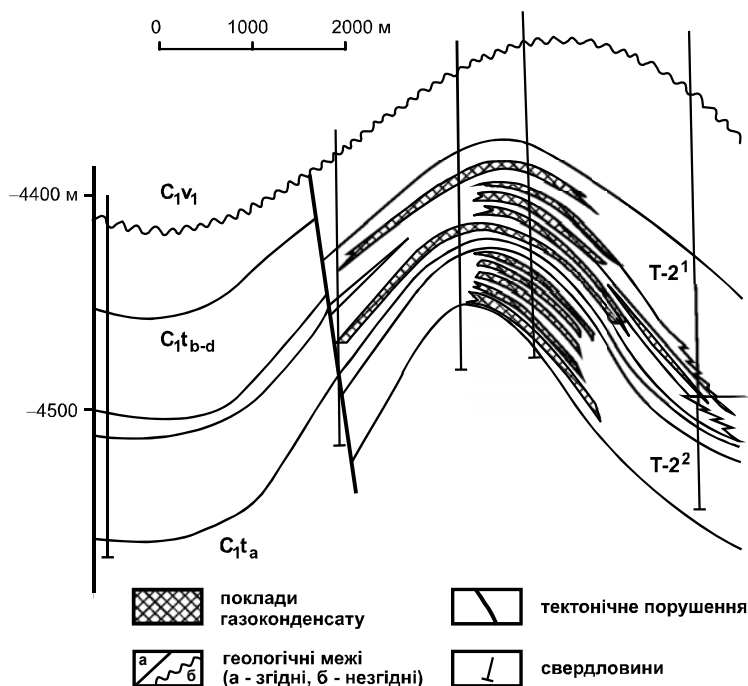
Розвідані запаси становлять 4,6 млрд м<sup>3</sup> природного газу, 2,3 млн т конденсату і 4,7 млн т нафти, за їх кількістю родовище відноситься до середніх. Південнопанасівське родовище перебуває в розробці.

**Багатовіське газоконденсатне родовище** розташоване у Новомишковському районі Дніпропетровської області на відстані 8 км від селища Перещепине, в південно-східній частині південної прибортової зони ДДЗ у межах Руденківсько-Пролетарського газонафтоносного району.

Пошуковий об'єкт виявлено в результаті сейсмічних робіт у 1955 р. У 1975 р. при випробуванні параметричної свердловини 403, з карбонатних порід турнейського ярусу (Т-21, інт. 4520–4567 м) одержано приплив газу дебітом 96 тис. м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 8 мм. Для деталізації будови нижньовізейських, турнейських та девонських утворень у 1976 р. проведені додаткові сейсмічні роботи, в результаті яких у нижньому палеозої виявлено замкнену структурну форму, що стало основою для продовження пошуків покладів вуглеводнів. У 1980 р. свердловиною 2 відкрито газовий поклад ПГ С-2, у 1981 р. свердловиною 5 – ПГ Т-3, у 1985 р. свердловиною 14 – ПГ Д-1.

Бурінням розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських, а також соленосні утворення франського ярусу. По розмитій поверхні девону структура є брахіантиклінально північного простягання розміром  $2,7 \times 1,7$  км, амплітудою 50 м (рис. 2.14). По турнейському зрізу її амплітуда зменшується до 25 м, а у нижньовізейських відкладах фіксується лише структурний ніс. З глибиною спостерігається зміщення склепіння брахіантикліналі в напрямі регіонального занурення пластів. У турнейських і девонських породах антикліналь ускладнена тектонічними порушеннями амплітудою 40–60 м, які в розрізі нижнього візе вже не простежуються.

Пошуковими роботами виявлено шість покладів газоконденсату (С-1, С-2, Т-21, Т-22, Т-3, Д-1) у серпуховських, турнейських і девонських відкладах. Колектори турнейського ярусу є карбонатними, ймовірно рифогенними утвореннями з тріщинно-кавернозною структурою порового простору. Резервуари інших продуктивних горизонтів складені пісковиками з поровим типом колектора. Фільтраційні властивості колекторів турне (пористість 3–9 %, проникність 0,002–0,1 мк м<sup>2</sup>, ефективна товщина 5–13,5 м), зумовлюють невеликі дебіти вуглеводнів: для ПГ Т-21, Т-22 їх значення коливаються від 48 до 96 тис. м<sup>3</sup>/добу при надмірних депресіях на пласт – відповідно 40,1 і 32,5 МПа. Для введення родовища в експлуатацію треба згрупувати продуктивні горизонти в три експлуатаційні об'єкти. Основний з них має містити усі поклади турнейського ярусу, а інші – серпуховського. Для вилучення газу використовуватиметься фонд пошукових і розвідувальних свердловин.



**Рис. 2.14. Багатойське газоконденсатне родовище: розріз продуктивної частини [1]**

Склад природного газу такий: метан – 93 %, етан – 3 %. Вміст пропану, бутану, вуглекислого газу, азоту не перевищує 1 % кожного з газів. Визначена присутність гелію (0,05–0,09 %). Потенційний вміст стабільного конденсату незначний і становить від 31 до 95 кг/м<sup>3</sup>. Розвідані запаси природного газу перевищують 10 млрд м<sup>3</sup>.

**Більське газоконденсатне родовище** розташоване в Зіньківському районі Полтавської області на відстані 18 км від м. Зіньків, у центральній частині приосьової зони ДДЗ на північному схилі Шилівської депресії. На першому етапі пошуково-розвідувальних робіт (1957–1963 рр.) пробурені 27 свердловин і підготовлено до розробки поклади вуглеводнів у породах тріасу та юри. Сейсмічними роботами 1963–1977 рр. структура підготовлена до буріння по відбиваючих горизонтах середнього і нижнього карбону.

В результаті проведення другого етапу робіт встановлена промислова нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів. За цей період пробурені вісім свердловин, якими розкрито карбонатно-теригенні відклади від четвертинних до нижньокам'яновугільних (турнейський ярус). По кам'яновугільних утвореннях структура є криптодіапіровою брахіантикліналлю північно-західного простягання. Серією поперечних і діаго-



## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

---

нальних скидів амплітудою 50–200 м вона розчленована на ряд тектонічних блоків. По покрівлі продуктивного горизонту В-156 підняття має розміри 18,0 × 5,5 км і амплітуду 450 м (рис. 2.15).

Газоконденсатні поклади встановлені в утвореннях середньої юри (ПГ Ю-1), тріасу (ПГ Т-1, Т-2, Т-3) і нижнього карбону (ПГ В-14, В-15). Поклад горизонту Т-3 має нафтову облямівку. Скупчення вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані. Колекторами є пісковики з високими ємкісно-фільтраційними властивостями. Пористість колекторів юри сягає 34 %, з глибиною вона поступово зменшується і у відкладах нижнього карбону становить 11 %.

Поклади горизонтів Т-1, Т-2, Т-3 розробляються з 1974 р. Видобуто 789,4 млн м<sup>3</sup> газу і 4 тис. т конденсату (відповідно 50 і 8,4 % від їх початкових видобувних запасів). Нафтова облямівка ПГ Т-3 введена в розробку в 1964 р. Експлуатація свердловин супроводжувалася швидкими проривами вільного газу і води, зниженням дебітів нафти. У зв'язку з переходом на фонтанування чистим газом вони законсервовані. За період експлуатації свердловин (1964–1966 рр.) видобуто 23,1 тис. т нафти і 64 млн м<sup>3</sup> газу. Поточний коефіцієнт вилучення нафти 0,019.

Газоконденсатні поклади горизонтів В-14 і В-15 введені в розробку у 1969 р. як основний об'єкт. На 1.01.1994 р. з них видобуто 1082 млн м<sup>3</sup> газу і 56,3 тис. т конденсату, або відповідно 28,4 і 20,5 % від початкових видобувних запасів. Видобуток проводиться трьома свердловинами.

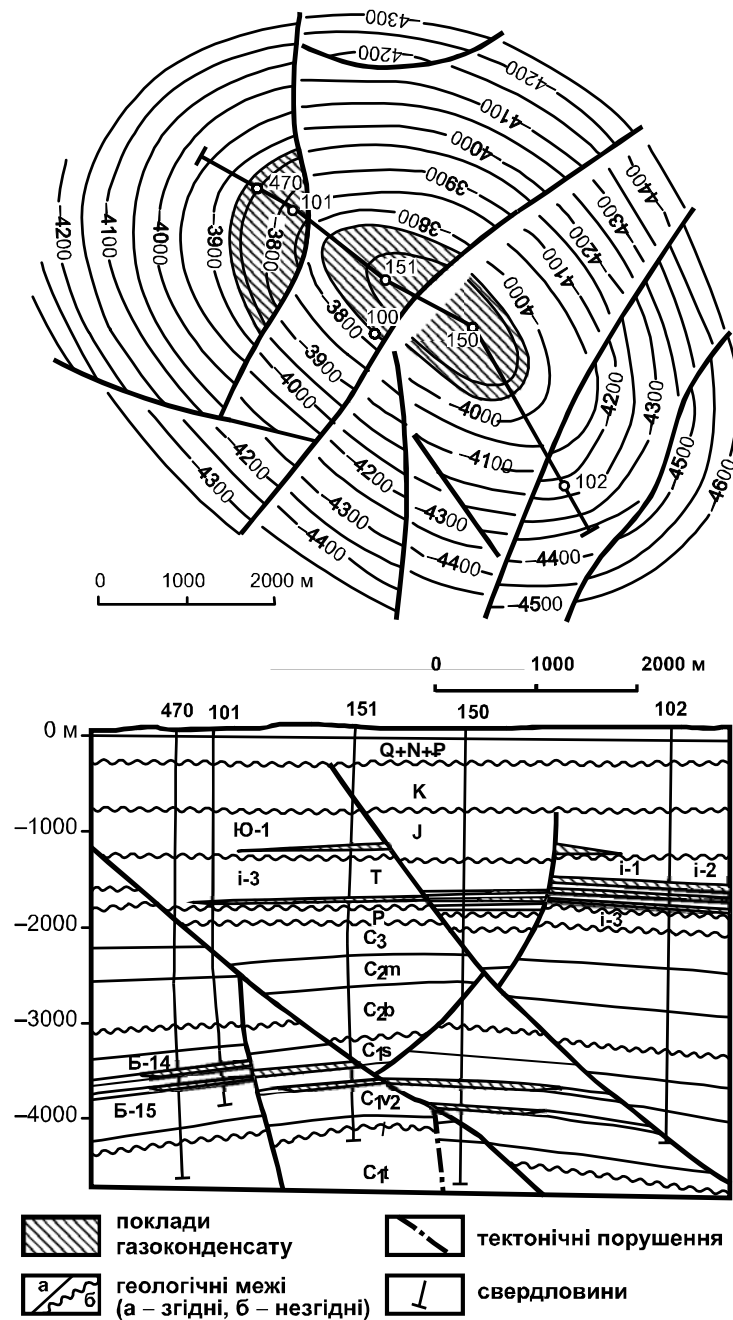
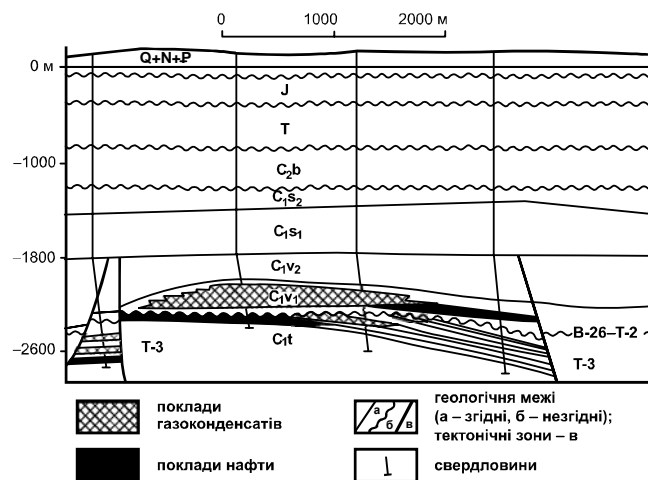


Рис. 2.15. Більське газоконденсатне родовище [1], структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-156 та геологічний розріз

**Гнатівське нафтогазоконденсатне родовище** розташоване в Новосанжарівському районі Полтавської області на відстані 30 км від смт. Нові Санжари. Тектонічно воно входить до складу Нехворощанського структурного виступу, розміщеного у межах центральної частини південної прибортової зони ДДЗ. Згідно з прийнятим нафтогазогеологічним районуванням відноситься до Руденківсько-Пролетарського газонафтоносного району.

Гнатівська структура виявлена в 1965 р. у складі Новогригорівсько-Руденківської групи підняття і як окремий пошуковий об'єкт підготовлена до глибокого буріння у 1966 р. сейсмічними дослідженнями МВХ по відбиваючих горизонтах нижнього карбону. Перші спроби промислової оцінки нафтогазоносності цих відкладів свердловиною № 12 не принесли позитивних результатів. В 1971 р. з метою вивчення глибинної будови складки розпочато буріння параметричної свердловини № 23, яка розкрила газонасичені пласти в турнейському теригенному комплексі. У 1983 р. при випробуванні свердловини № 24 з карбонатних відкладів нижнього візе і турне (інт. 2338–2380 м) отримано приплив нафти дебітом 79,8 т/добу через штуцер діаметром 8 мм. Газовий фактор при цьому становив 125,2 м<sup>3</sup> газу на 1 м<sup>3</sup> нафти. Більше двох десятків глибоких свердловин розкрили розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських.

По покрівлі горизонту В-26-Т-2 підняття є асиметричною брахіантикліналлю північно-західного простягання з крутим північно-східним крилом та пологим південно-західним (рис. 2.16).



**Рис. 2.16. Геологічний розріз Гнатівського нафтогазоконденсатного родовища [1]**

Її розміри в контурі ізогіпси 2300 м дорівнюють  $5,0 \times 3,5$  км, амплітуда понад 300 м. Від Руденківської моноклінали на північному заході вона відокремлюється скидом амплітудою 50–100 м, а на південному сході через неглибоку сідловину межує з Мовчанівським підняттям. В апікальній частині складки у відкладах візейського ярусу встановлено рифогенне тіло, з яким пов'язана пастка вуглеводнів. Структура порушена розгалуженою системою скидів амплітудою 75–250 м. Разом із літологічними екранами вони сприяють утворенню пасток вуглеводнів у відкладах нижнього карбону в межах периферійних частин підняття.

У результаті буріння встановлено й оцінено газоконденсатні поклади ПГ В-15, В-25, Т-3 та нафтові – ПГ В-26-Т-2 (з газовою шапкою), Т-2 і Т-3. Висота поверху нафтогазоносності становить 1400 м. Колекторами є тріщинно-порові вапняки нижньовізейського під'ярусу та пісковики турнейського ярусу. Їх фільтраційно-ємкісні властивості невисокі. Розвідані запаси родовища складають приблизно 6 млрд м<sup>3</sup> природного газу та 10 млн т нафти. За запасами воно належить до середніх.

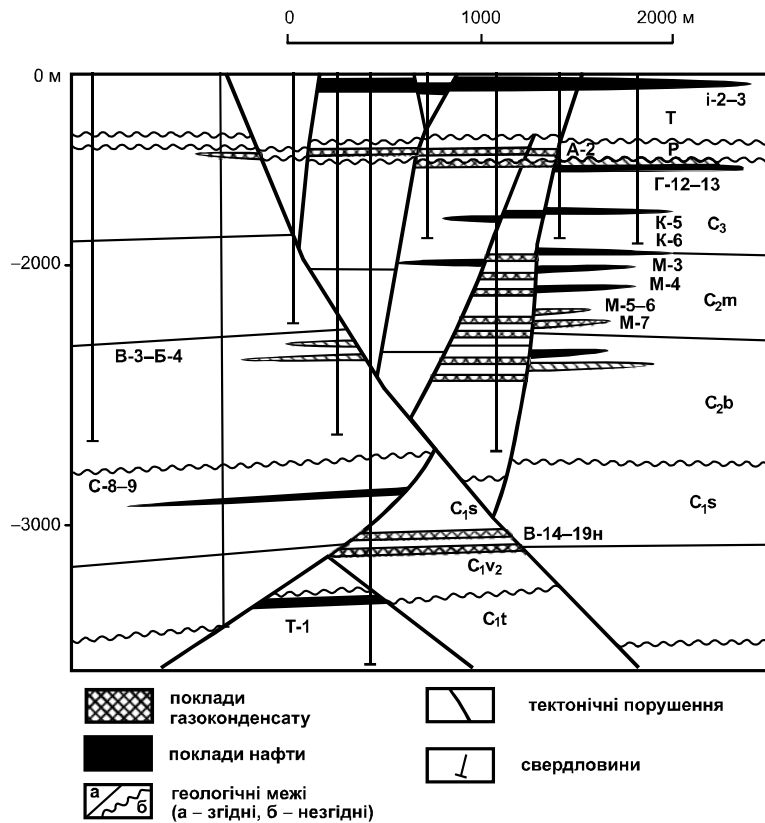
Розробка газових покладів ПГ В-25 і Т-3 розпочата у 1979 р. Початкові дебіти становили 50–141 тис. м<sup>3</sup>/добу. За період видобутку газу пластовий тиск в горизонті Т-3 знизився від 29,9 до 9,4 МПа. Поклад ПГ В-15 розробляється свердловиною № 9 з 1980 р. За цей період пластовий тиск зменшився від 17,1 до 7,8 МПа. Внаслідок низьких фільтраційних властивостей колекторів тиск у пластах після відбору з них газу відновлюється повільно, тому свердловини експлуатуються періодично. Основний поклад нафти вміщують продуктивні горизонти В-26 – Т-2. Нафти високопарафіністі (вміст парафінів 8–10 %) слабосмолисті (вміст смол 3,5–9,4 %).

**Качанієське нафтогазоконденсатне родовище** розташоване в Охтирському районі Сумської області на відстані 20 км від м. Охтирка, в центральній частині північної прибортової зони ДДЗ (Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район). Підняття виявлене в 1953 р. структурно-картувальним бурінням у сантонських відкладах верхньої крейди. Всього у межах родовища пробурено 56 пошукових і розвідувальних свердловин загальним обсягом 165,5 тис. м, які розкрили розріз осадочних порід від четвертинних до девонських.

По покрівлі горизонту С-20 структура є брахіантиклінальною північно-західного простягання з девонським соляним ядром. Уверх по розрізу вона стає більш пологою. Кути падіння верств нижнього карбону становлять 8–12°, пермі – 4–5°, крейди – 1–2°. Складка порушена системою поперечних та поздовжніх скидів амплітудою 10–250 м. Вони утворюють у склепінні грабен просідання, характерний для криптодіапирових структур (рис. 2.17).

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

Промислові скупчення вуглеводнів встановлені у відкладах тріасу (ПГ I-2-3), пермі (А-2) верхнього (Г-11, Г-12-13, К-4, К-5, К-6), середнього (М-3, М-4, М-5-6, М-7, Б-3 – Б-4) і нижнього (С-8-9, С-20, В-14-19н, В-20-22, Т-1) карбону. З пластовими та масивно-пластовими склепінними тектонічно екранованими та літологічно обмеженими пастками пов'язані 28 покладів родовища. Висота поверху нафтогазоносності становить приблизно 2000 м.



**Рис. 2.17. Качанівське нафтогазоконденсатне родовище: розріз продуктивної частини [1]**

Колектори Качанівського родовища складені пісковиками, а колектори пермського ПГ А-2 ще й тріщинно-кавернозно-поровими ангідритами та вапняками. Найвищу відкрити пористість мають пісковики тріасу, пермі та верхнього карбону – до 33 %. Їх проникність сягає 2,9 мкм<sup>2</sup>. З глибиною фільтраційно-ємкісні властивості колекторів поступово погіршуються і для порід нижнього карбону ці параметри становлять відповідно 8–14 % і 0,001–0,27 мкм<sup>2</sup>. Колектори верхнього карбону, москов-

ського та візейського ярусів добре витримані по площі, а пермі, башкирського та турнейського ярусів – літологічно заміщуються непроникними відкладами.

Протягом експлуатації у розробці перебувало 20 нафтових і 8 газоконденсатних покладів, об'єднаних у 7 експлуатаційних об'єктів, шість з яких нафтові, та один газоконденсатний.

Видобуток нафти з першого і другого об'єктів розпочався відповідно у 1960 і 1964 рр. Режим розробки цих об'єктів – пружноводонапірний. За цей період пластовий тиск знизився від 20,0 до 16,8 МПа, газовий фактор зріс від 134 до 250 м<sup>3</sup>/т. Обводненість продукції досягла 97,5 %. Третій об'єкт розробляється з 1962 р. в режимі розчиненого газу з періодичним закачуванням води у законтурну зону. Освоєння четвертого об'єкта здійснювалось протягом двох етапів: покладів ПГ М-3 – з 1966 по 1992 р., ПГ М-4 – з 1963 р. Режим їх розробки пружноводонапірний. Для скупчень нафти характерні стабільні пластовий тиск і газовий фактор. П'ятий об'єкт вводився в розробку поетапно: нафта з покладу ПГ С-8-9 видобувається з 1966 р., а В-14-19н – з 1965 р. Пластовий тиск підтримується шляхом закачування води в законтурну зону. Найефективнішою є розробка шостого об'єкта, яка розпочалася у 1970 р. Режим його розробки – пружноводонапірний. У 1969 р. видобуто найбільшу кількість нафти – 1669,3 тис. т. Фонд видобувних свердловин на той час складав 83 одиниці. Падіння пластових тисків у 1,2–1,3 рази змусило застосувати законтурне заводнення. З 1971 по 1974 р. пробурені п'ять нагнітальних свердловин, які щорічно закачували в середньому 420 тис. м<sup>3</sup> води. Це дало змогу стабілізувати пластові тиски на рівні 16–22 МПа. Починаючи з 1969 р. швидкими темпами зростає обводненість свердловин, яка в 1993 р. досягла 95,3 %. Всього з родовища видобуто 16,5 млн т нафти (96 % видобувних запасів).

Видобуток газу з покладів горизонтів М-5-6, М-7 розпочався в 1971 р. Вони розроблялися як єдиний експлуатаційний об'єкт. Максимальна кількість експлуатаційних газових свердловин (5) діяла в 1990–1991 р. На 1.01.1994 р. діючий фонд налічував три свердловини. За період розробки пластовий тиск знизився від 27,0 до 16,0 МПа. Всього з родовища вилучено 3010 млн м<sup>3</sup> газу та 187 тис. т конденсату, що становить відповідно 73 і 63 % їх видобувних запасів.

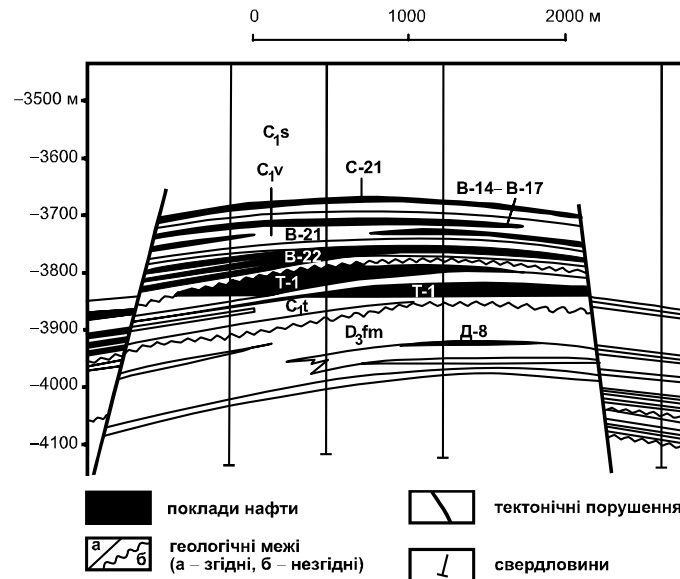
**Козіївське нафтове родовище** розташоване в Краснокутському районі Харківської області на відстані 5 км від м. Краснокутськ, в центральній частині північної прибортової зони ДДЗ поблизу Охтирського виступу фундаменту.

Протягом 1951–1959 рр. на площі виконано великий обсяг геологічних і геофізичних досліджень. За даними цих робіт в 1960 р. були проведені тематичні дослідження, у результаті яких в мергелях кийвської

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

світи встановлено підняття. У 1963 р. це підтвердилося сейсморозвідкою МВХ, а в 1972–1973 рр. підняття виявлене і по відбиваючих горизонтах пермі, карбону і девону; пошуково-розвідувальне буріння розпочате в 1974 р. При випробуванні свердловини №6 в 1975 р. з відкладів візейського ярусу (ПГ В-21, інт. 4034–4042 м) одержано фонтанний приплив нафти дебітом 118 т/добу через штуцер діаметром 6 мм. Початкові балансові запаси становлять 10 млн т нафти. Всього пробурені 11 пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від кайнозою до девону та утворень кристалічного фундаменту.

По покрівлі горизонту Т-1 (турнейський ярус) структура є брахіантиклиналлю північно-західного простягання, ускладненою поперечними і поздовжніми скидами. Два з них амплітудою понад 200 м відокремлюють південно-західне крило і південно-східну перикліналь від склепіння. Розміри складки по ізогіпсі 3875 м становлять 3,5 × 1,0 км, амплітуда 60 м (рис. 2.18).



**Рис. 2.18. Козіївське нафтове родовище, розріз продуктивної частини [1]**

У результаті проведених робіт встановлена промислова нафтоносність відкладів серпуховського (горизонт С-1), візейського (ПГ В-14в, В-14н, В-15, В-16в, В-17в, В-21, В-22), турнейського (горизонт Т-1) і фаменського (Д-8) ярусів. Пісковики ПГ мають високі колекторські

властивості. Винятком є породи ПГ В-21, для яких характерне часте заміщення пісковиків непроникними глинистими породами.

Скупчення нафти пластові склепінні тектонічно екрановані, рідше літологічно обмежені. Поклади горизонтів В-22, Т-1 і Д-8 масивно-пластові.

Дослідно-промислова розробка родовища розпочата в 1975 р. видобутком нафти з покладів ПГ В-22 і Т-1, які стали основним об'єктом розробки. Виробленість їх запасів не перевищує 42 %. У цілому по родовищу цей показник становить 27 %.

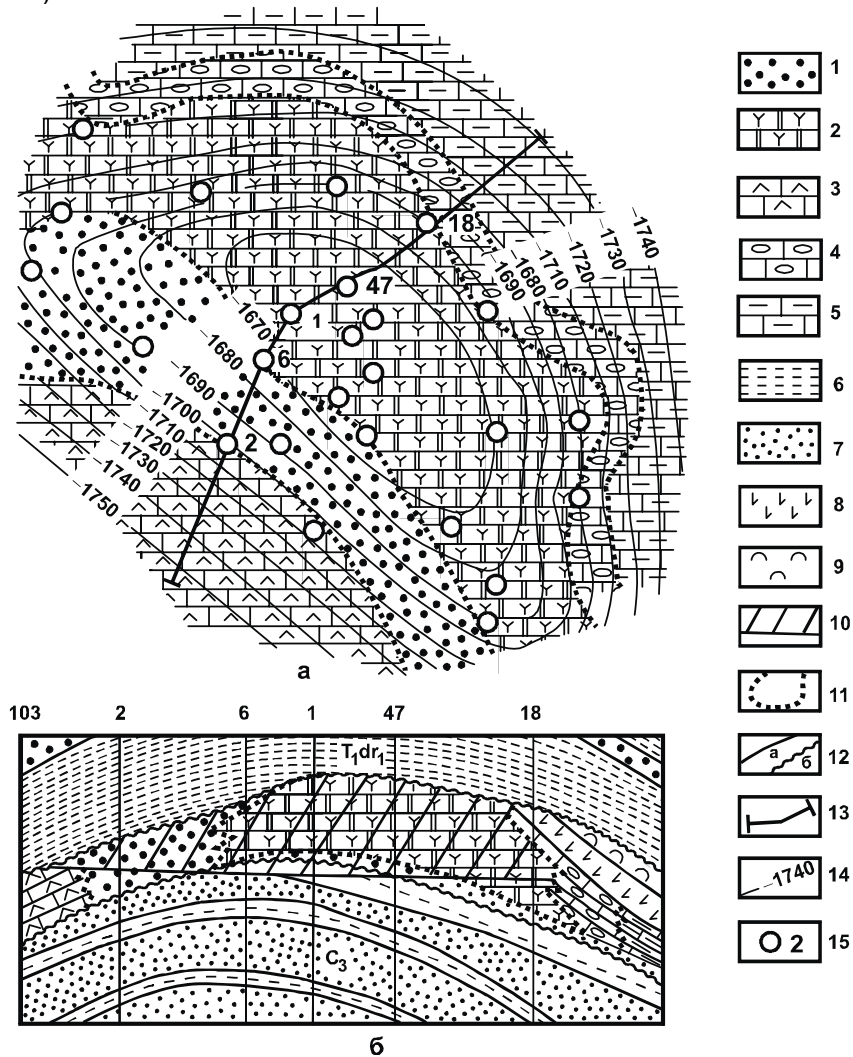
Темп річного відбору нафти в середньому складає 2,1 % початкових видобувних запасів. Максимальної його величини (3,8 %) було досягнуто в 1991 р., протягом якого видобуто 157,3 тис. т нафти. В умовах поступового зниження пластового тиску суттєве збільшення темпу відбору нафти в 1990–1991 рр. призвело до зростання обводненості продукції та збільшення газового фактора. На 1.01.1994 р. розроблялися лише поклади ПГ В-22 і Т-1. Поточна нафтовіддача для них – 0,14, в цілому для родовища – 0,12. Режим розробки змінювався від пружного до малоактивного водонапірного та розчиненого газу в останні роки. Фонд видобувних свердловин налічував три, з яких дві експлуатувалися механізованим способом і одна – фонтанним. З 1992 р. для підтримання пластового тиску розпочато нагнітання води в законтурну частину покладів ПГ В-22 і Т-1.

**Леляківське нафтогазоконденсатне родовище** розташоване у Варвинському районі Чернігівської області за 8 км від смт. Варва, в північно-західній частині приосьової зони ДДЗ у межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району. Це одне з найбільших за запасами родовищ ДДНГО.

Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням і сейсмічними дослідженнями у відкладах мезозою та палеозою в 1954–1961 рр. Пошуково-розвідувальне буріння розпочато в 1962 р. Перший фонтанний приплив нафти дебітом 58,3 т/добу через діафрагму діаметром 7 мм отримано в 1962 р. у свердловині № 2 з пермських відкладів (інтервал 1875–1884 м, ПГ А-1-2). У 1964 р. завершено пошуково-розвідувальні роботи першого етапу, в результаті яких оцінені поклади нафти пермсько-верхньокам'яновугільних відкладів (ПГ А-1-2, Г-12, Г-13). Глибинна будова підняття по горизонтах нижнього карбону та девону вивчалася сейсмічними роботами МСГТ у 1966–1968 рр. На основі цих даних в 1969 р. пробурена параметрична свердловина № 500. Під час її випробування отримано приплив газу дебітом 98 тис. м<sup>3</sup>/добу через діафрагму діаметром 5 мм з інтервалу 3670–3674 м (ПГ В-26, нижньовізейський під'ярус) і 3720–3726 м (ПГ Т, турнейський ярус). Отже, було встановлено другий комплекс продуктивності. Ви-



явлено також нафтовий поклад в ПГ В-16 та газоконденсатні – в горизонтах В-26 і Т у межах окремих ділянок та Центрального склепіння (рис. 2.19).



**Рис. 2.19. Лесяківське нафтогазоконденсатне родовище а – карта гіпсометрії покривлі ранньопермського резервуару і його літолого-фаціального складу; б – розріз по профілю I-I [19]**

1 – пористі (відкрита пористість 31,6–38,7 %) калькареніти фації зарифової відмілини; 2 – кавернозно-вториннопорові (25,8–35,7 %) метасоматичні доломіти з реліктами біоморфних вапняків (ядро рифової споруди); 3 – щільні (менше 5 %) мікрозернисті доломіти з сульфатними вклученнями фації зарифової відмілини; 4 – брекчєподібні біоморфні вапняки (3–15 %) фації передрифового уламково-карбонатного шлейфа; 5 – щільні (менше 3 %) пелітоморфні глинисті вапняки – пе-

редрифова депресійна фація; 6 – глини; 7 – пісковики; 8 – ангідрити; 9 – сіль; 10 – нафтоносність; 11 – фаціальні границі; 12 – геологічні границі згідні (а), незгідні (б); 13 – лінія розрізу; 14 – ізогіпси покривлі нижньопермських відкладів; 15 – свердловини

Всього пробурені 164 свердловини загальним обсягом 102,1 тис. м, які розкрили відклади від четвертинних до девонських. По горизонтах пермі (ПГ А-1-2) структура є асиметричною брахіантиклінально північно-західного простягання з пологим південно-західним (до 2°) і більш крутим північно-східним (до 4°) крилами, розміром 12,4 × 8,0 км по ізогіпсі 1760 м, амплітудою до 100 м. По покривлі ПГ В-26 розміри підняття 2,0 × 0,6 км, амплітуда 120 м. Поклади нафти пов'язані зі склепінними масивно-пластовими і пластовими пастками, а газові скупчення ПГ В-21-22, В-26 і Т – склепінні пластові літологічно обмежені. Поверх нафтогазоносності родовища становить 1900 м. Колектори тріщинно-порові з коефіцієнтом пористості до 31 % і проникністю до 0,54 мкм<sup>2</sup>. Рифогенні колектори нафти мають пермський вік [19]. Нафти легкі з вмістом розчиненого газу 198 м<sup>3</sup>. Встановлено підвищений вміст парафінів (3,6–6,2 %) і наявність сірки (до 0,27 %). Початкові розвідані запаси становили 90 млн т нафти. За цим показником родовище належить до великих.

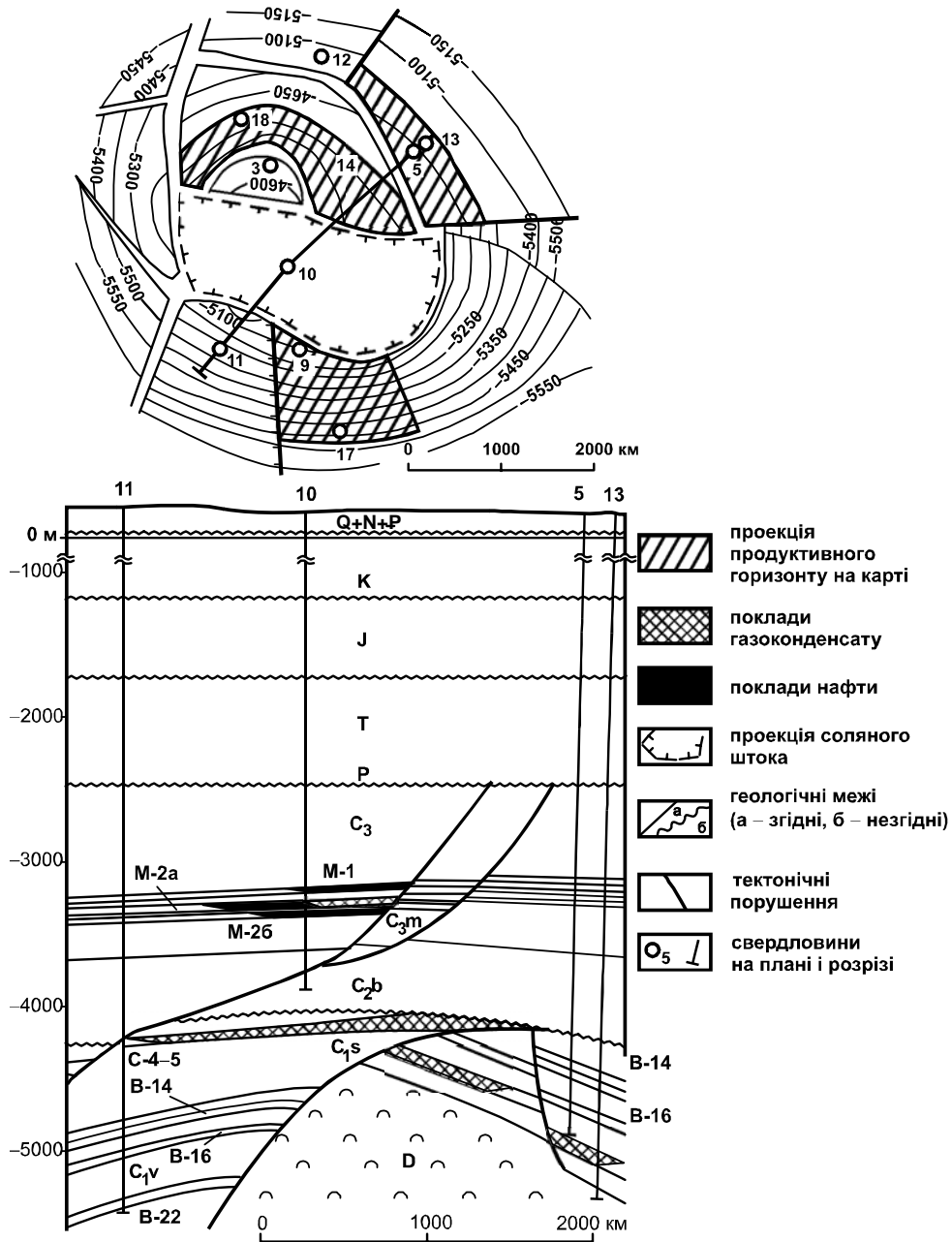
Розробка нафтових покладів розпочата в 1964 р. Основним об'єктом видобутку нафти є скупчення вуглеводнів ПГ А-1-2. Режим розробки водонапірний. Поклад перебуває на завершальній стадії розробки. Запаси ПГ Г-12 вироблені повністю. Режим розробки покладу ПГ Г-13 водонапірний, В-16 – розчиненого газу. З них видобуто більше половини запасів нафти. З газових покладів ПГ В-26, Т вилучено до 6 % початкових видобувних запасів. Закачування води для підтримання пластового тиску розпочато в 1970 р. і в окремі роки річний обсяг закачаних вод перевищував 5 тис. м<sup>3</sup>.

**Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище** розташоване в Краснокутському районі Харківської області на відстані 15 км від м. Краснокутськ, у центральній частині північної прибортової зони ДДЗ у межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району (рис. 2.20).

Підняття виявлене і підготовлено геофізичними роботами 1975 р. по сейсмічному горизонту Vб до пошуків нафти та газу у відкладах середнього і нижнього карбону. В 1976 р. розпочато пошукове буріння, а в 1981 р. у ході випробування свердловини № 8 з відкладів серпуховського ярусу (ПГ С-4-5, інт. 4280–4308 м) отримано фонтан газу дебітом 143 тис. м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 8 мм. До Державного балансу запасів родовище включене у 1982 р. Всього на площі пробурені 18 пошукових, розвідувальних та 2 експлуатаційні свердловини, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

від четвертинних до нижньокам'яновугільних. Деякі свердловини зустріли девонські галогенні відклади, які складають ядро підняття.



**Рис. 2.20. Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище, структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-22 та геологічний розріз[1]**

По покрівлі ПГ В-22 структура є куполоподібною криптодіапіровою складкою з крутим південним крилом (кут падіння пластів сягає 25–30°). Підняття порушене радіальними скидами амплітудою від 25 до 250 м. По нижній частині верхньовізейських відкладів розміри структури становлять 6,0×5,0 км, амплітуда – 450 м. Поклади нафти виявлені в ПГ М-1, М-2а (з газовою шапкою), М-26 московського ярусу та газоконденсату – С-4-5 серпуховського і В-14, В-16, В-22 візейського ярусів. Вони пластові склепінні тектонічно екрановані, деякі літологічно обмежені. Поверх нафтогазоносності родовища становить понад 2400 м. Колектори складені пісковиками з ефективною потужністю від 2,8 до 52 м, пористістю до 15–20 % і проникністю до 0,5 мкм<sup>2</sup>. Максимальні значення потенційного вмісту стабільного конденсату встановлені для горизонту В-22 і становлять 1269,8·10<sup>-3</sup> кг/м<sup>3</sup>. Початкові розвідані запаси наближаються до 10 млрд м<sup>3</sup> вільного газу, 3,4 млн т конденсату та 2,7 млн т нафти. За цими показниками родовище належить до середніх. Дослідно-промислова розробка розпочата в 1984 р. видобутком нафти з покладу горизонту М-2. Пізніше введені в розробку нафтові поклади горизонту М-1 та газовий – горизонту В-22. Режим розробки нафтових покладів – розчиненого газу і газової шапки, газоконденсатних – газовий.

**Чутівське газоконденсатне родовище** розташоване в Чутівському районі Полтавської області на відстані 35 км від м. Полтава, в центральній частині приосьової зони ДДЗ в межах Чутівсько-Розпашнівського структурного валу, належить до Машівсько-Шебелинського газоносного району.

Гравіметричною зйомкою 1950 р. встановлено мінімум сили тяжіння, зумовлений Чутівським соляним штоком. Пізніше дослідженнями МВХ і МСГТ по сейсмічному горизонту IVг виявлено структуру по пермі та верхньому карбону. Перший незначний приплив газу отримано при випробуванні свердловини № 5 у 1975 р. з пермських відкладів (ПГ А-6-8, інт. 3535–3563 м). Промислова газоносність пермі та середнього карбону встановлена в 1976 р. свердловиною № 6, при випробуванні якої отримано дебіти газу 90 тис. м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 8 мм (ПГ Б-10-12, інт. 3228–3322 м) та 140 тис. м<sup>3</sup>/добу через штуцер діаметром 10 мм (ПГ А-5, інт. 2994–3110 м).

Пробуреними свердловинами розкрито розріз карбонатно-теригенних відкладів від четвертинних до середньокам'яновугільних, а також солі пермського і девонського віку.

У результаті проведених робіт відкриті поклади газу в слов'янській (ПГ А-2), микитівській (А-5) та картамиській (А-6-8) світах пермі та башкирському (Б-10-12) ярусі середнього карбону (див. рис. 1.15). Основними є поклади ПГ А-5 і Б-10-12, розташовані в приштоковій зоні.

Бурінням свердловин № 38 і 40 встановлено, що це не єдиний масивно-пластовий поклад, як передбачалося раніше, а окремі: газонасичений ПГ А-5 – у свердловинах № 6 і 38, водоносний – в свердловині 40, газоносний ПГ Б-10-12 – в усіх перелічених свердловинах. Поклади ПГ А-2 і А-6-8 пластові тектонічно екрановані літологічно обмежені, а А-5 і Б-10-12 – масивно-пластові тектонічно екрановані. Висота поверху газоносності приблизно 750 м. Колектори представлені пісковиками з середнім значенням пористості 15–17 %.

Початкові розвідані запаси становили 10,1 млрд м<sup>3</sup> газу, 3,4 тис. т конденсату та 2,7 млн т нафти. За величиною запасів вуглеводнів родовище належить до середніх. Складний рельєф земної поверхні та населені пункти значно ускладнюють вибір місць для розташування свердловин, тому поклади родовища залишаються недорозвіданими.

**Шебелинське газоконденсатне родовище** розташоване в Балаклійському районі Харківської області на відстані 5 км від м. Балаклія, в приосьовій зоні східної частини ДДЗ, на межі з північною прибортовою зоною в Машівсько-Шебелинському газоносному районі. За величиною запасів вуглеводнів це найбільше родовище з виявлених в ДДЗ за весь час її вивчення.

Шебелинське підняття виявлене в 1947 р. при проведенні геологічної зйомки. В 1948–1949 рр. воно детально вивчалось структурно-пошуковим бурінням у відкладах мезозою. В 1949 р. на площі починається пошукове буріння. В 1950 р. свердловиною № 1 (інт. 1463–1484 м) виявлена промислова газоносність пермі. Пошуки і розвідка газових покладів проводилися з 1949 до 1956 р. За цей час пробурені 37 пошукових та розвідувальних і три експлуатаційні свердловини, якими розкрито розріз порід від четвертинних до кам'яновугільних. У результаті виконаних робіт доведена промислова газоносність відкладів микитівської, картамиської і араукаритової світ.

Структура є асиметричною брахіантикліналлю північно-західного простягання. Її південно-західне крило круте (38°), північно-східне пологіе (15°). Розміри по покрівлі картамиської світи в контурі газоносності 29,0 × 10,5 км, амплітуда понад 1000 м. Підняття ускладнене скидовими порушеннями (рис. 2.21).

На родовищі вперше в ДДНГО був виявлений унікальний масивно-пластовий склепінний поклад висотою 1180 м. Його складають ПГ А-5 (микитівська світа) і А-6 – А-8 (картамиська) пермі та Г-5 – Г-13 (араукаритова) верхнього карбону. За розмірами, запасами і геологічною будовою це одне з унікальних родовищ у світі. Його відкриття (разом з Радченківським ГН родовищем) започаткувало для регіону нову епоху пошукових робіт, в результаті яких було відкрито перспективну територію від кордону з Білоруссю до Ростовської області Росії.

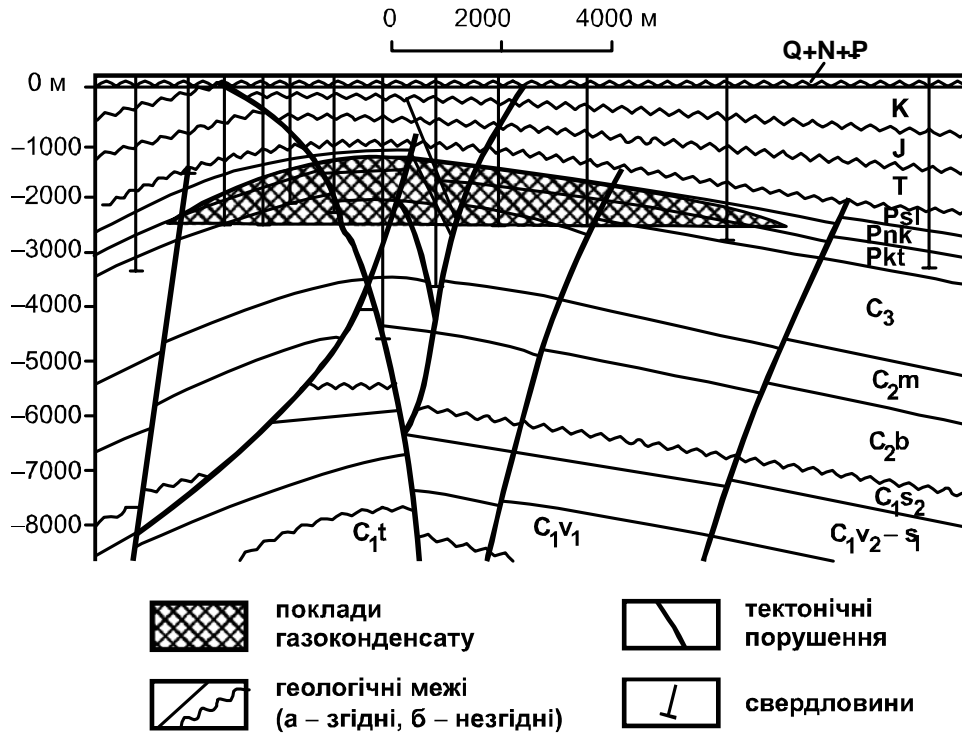


Рис. 2.21. Шебелинське газоконденсатне родовище, геологічний розріз [1]

У промислову розробку родовище введене в 1956 р. Поклад був розділений на три експлуатаційні об'єкти (зверху): в микитівській, картамиській і араукаритовій світах. Початкові дебіти свердловин становили 500–536 тис. м<sup>3</sup>/добу. Буріння експлуатаційних свердловин продовжувалося до 1979 р., що забезпечувало порівняно високі темпи розробки родовища і високу поточну газовіддачу пластів. Всього пробурені понад 600 свердловин.

Експлуатаційний фонд налічує більше 500 свердловин. Сумарний видобуток газу досяг 569,8 млрд м<sup>3</sup>, чи 88,0 % підрахованих (650 млрд м<sup>3</sup>) запасів. Сумарний видобуток конденсату порівняно низький (1555 тис. т), що пояснюється великими втратами на перших стадіях розробки. Пластовий тиск за період вилучення газу зменшився від 24,2 до 3,5 МПа. У складі природних газів переважає метан – близько 94 %. Вміст етану 3,8–4,5 %, пропану 0,8–0,9 %, бутану до 1 %. У незначній кількості присутні вуглекислий газ, азот і гелій.

Історію розробки родовища можна розділити на три основних періоди: 1) 1956–1967 рр. – період інтенсивного розбурювання площі експлуатаційними свердловинами (30–35 свердловин на рік) і зростаючого видобутку газу; 2) 1968–1971 рр. – нарощування експлуатаційного фонду свердловин і постійний видобуток газу на рівні 20,8–33,2 млрд м<sup>3</sup>/рік; 3) з 1971 р. – зниження видобутку газу.

Експлуатаційні свердловини родовища характеризуються високою продуктивністю. Багато з них дали до 5–6 млрд м<sup>3</sup> газу, а в середньому по родовищу на 1 свердловину припадає близько 930 млн м<sup>3</sup>. Їх висока продуктивність зумовлена розкриттям великих інтервалів продуктивних пластів і високими депресіями. Характерною особливістю розробки родовища є також збільшення з часом відбору газу на одиницю зниження пластового тиску. Якщо в початковий період (1956–1971 рр.) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд м<sup>3</sup>, то в 1972–1988 рр. він збільшився до 35,9 млрд м<sup>3</sup>, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд м<sup>3</sup>. Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренажних запасів газу (величина яких перевищує 700 млрд м<sup>3</sup> та є значно більшою, ніж початкові розвідані запаси) за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими ємкісно-фільтраційними властивостями після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі. Геологічні умови родовища, низький темп просування пластових вод у поклад в процесі його розробки (обводненість менше 0,5 % газонасичених пор) сприяли досягненню високої кінцевої газовіддачі пластів, величина якої оцінюється не нижче 95 %.

### ПРИЧОРНОМОРСЬКО-КРИМСЬКА НАФТОГАЗОНОСНА ПРОВІНЦІЯ

Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція охоплює Північне Причорномор'є та Приазов'є, Кримський півострів, північно-західний та прикерченський шельф Чорного та Азовське море. Її площа 290 тис. км<sup>2</sup> (у тому числі понад 100 тис. км<sup>2</sup> акваторій).

Природні вуглеводні були відомі на півдні України ще у IV ст. до нашої ери, за часів Боспорського царства: амфори з нафтою знайдені у могильниках на Керченському півострові. У другій половині XIX ст. Тут було створено невеликі нафтопромисли, де у 20–40-х рр. XX ст. почалися роботи по оцінці нафтогазоносності з вивченням стратиграфії, тектоніки, застосуванням геофізичних досліджень.



## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

Інтенсивний розвиток пошуково-розвідувальних робіт в Криму і Присивашші розпочався у другій половині ХХ ст. У 1960 р. в північній частині Криму було відкрито перше газове родовище (Оленівське), у 1961 р. – Октябрське нафтове, пізніше (1960–1970 рр.) – низку родовищ газу у палеоценових відкладах (Задорненське, Глібівське, Карлавське), в породах майкопської серії (Джанкойське), газоконденсатне Західно-Октябрське родовище (нижня крейда), нафтове Серебрянське (верхня крейда), доведено регіональну нафтогазоносність нижньо-верхньокрейдових, палеоценових і майкопських відкладів.

У 70-х рр. розпочалися інтенсивні пошуково-розвідувальні роботи на шельфі Чорного і Азовського морів, і в 1975 р. на піднятті Голіцина (північно-західна частина Чорного моря) отримано перший фонтан газу, а у 1976 р. одержано приплив газу із свердловини Північнокерченська-1 в Азовському морі. Зараз в провінції відомо 43 родовища вуглеводнів (14 – на акваторії Чорного та Азовського морів) із загальними видобувними запасами понад 53 млрд м<sup>3</sup>, розробляється шість – одне нафтове і п'ять газових (табл. 2.7). Фонд діючих експлуатаційних свердловин налічує 70, у тому числі 15 нафтових і 55 газових.

Таблиця 2.7

**Розподіл запасів і видобуток газу в акваторії Чорного та Азовського морів (млрд м<sup>3</sup>)**

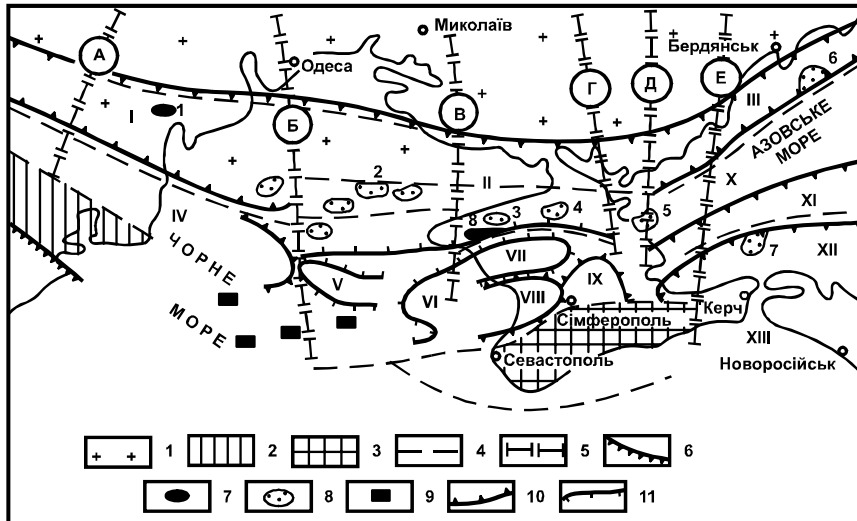
Поточні ресурси (кат. С <sub>3</sub> +Д <sub>1</sub> +Д <sub>2</sub> )	1817
Попередньо-розвідані запаси (кат. С <sub>2</sub> )	44,3
Поточні розвідані (видобувні) запаси	53,2
Видобуток з початку розробки	17,5
Видобуток у 2004 р.	1,1

### Геологічна будова

Причорноморсько-Кримська провінція характеризується досить складною геологічною будовою, тривалою історією розвитку і включає чотири основних структурних елементів: Східноєвропейську платформу (СЄП); Скіфську плиту; складчасту споруду Гірського Криму (родовищ нафти і газу не містить, тому будова її не розглядається); Чорноморську глибоководну западину (рис. 2.22).

Південна окраїна Східноєвропейської платформи займає північну частину Причорноморсько-Кримської провінції, моноклінально занурюється на південь від 2–3 до 6–8 км у центральній частині Каркінітського прогину. Враховуючи будову поверхні кристалічного фундаменту та розрізи осадового чохла, виділяють два райони: західний (Мол-

давська монокліналь) і східний (Причорноморська монокліналь), межею між якими є Одеський глибинний розлом. Молдавська монокліналь на відміну від Причорноморської по поверхні фундаменту більше занурена; в осадовому чохла тут фіксуються кембрійські, силурійські, юрські і молодші утворення. В Причорноморській монокліналі фундамент перекритий кайнозойськими відкладами, що свідчить про відсутність осадконагромадження впродовж рифею-палеозою.



**Рис. 2.22. Тектонічна схема Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції**

1 – Східноєвропейська платформа; 2–3 – складчасті споруди: Добруджа (2), Гірський Крим (3); 4 – основні тектонічні шви; 5 – субмеридіональні глибинні розломи (А – Фрунзенсько-Арцизький, Б – Одеський, В – Корсацько-Феодосійський, Г – Оріхово-Павлоградсько-Новоцарицинський, Д – Криворізько-Євпаторійський, Е – Білозерський); 6 – насуви; 7–9 – родовища нафтові(7), газові (8), виходи природного газу з дна моря (9); 10–11 – межі структур: прогинів (10), піднять (11)

Тектонічні структури: I – Переддобрудзький прогин, II – Каркінітсько-Північнокримський прогин, III – Північноазовський прогин, IV – Кілійсько-Зміїне підняття, V – Чорноморське підняття, VI – Каламітське підняття, VII – Новоселівське підняття, VIII – Альмінська западина, IX – Сімферопольське підняття, X – Азовський вал, XI – Південноазовський виступ, XII – Індольський прогин, XIII – Керченсько-Таманський міжпериклінальний прогин; Родовища: 1 – Саратське, 2 – Голцінське, 3 – Задорненське, 4 – Джпнкойське, 5 – Стрілкове, 6 – Морське, 7 – Північнокерченське, 8 – Октябрське

Скіфська плита з байкальським фундаментом облямовує з півдня СЄП, обмежена на півдні значним субширотним порушенням, що відділяє Рівнинний Крим від Гірського, на заході – субмеридіональним Одеським розломом; на схід плита простягається до Північного Каспію. На південь від Причорноморської та Молдавської монокліналей фіксується глибока депресія субширотного простягання, приурочена до складно побудованої зони зчленування СЄП і Скіфської плити. Ця протяжна структура складається з декількох прогинів грабеноподібної форми, роз'єднаних субмеридіональними розломами і поперечними перемичками. Прогини виповнені потужною товщею (до 8 тис. м ) платформних відкладів різних стратиграфічних діапазонів, переважно мезокайнозойських, місцями і більш давніх товщ [14].

Мезокайнозойська Чорноморська глибоководна западина є великою депресійною структурою, північна частина якої знаходиться в межах економічної зони України. Вона відокремлює складчасті споруди Балканського півострова і Понтійського узбережжя від Гірського Криму та Кавказу. Довжина западини становить понад 1100 км, ширина – від 150 до 300 км. Серед основних структурних елементів западини виділяють: вал Андрусова, який розділяє басейн на Західно-Чорноморську та Східно-Чорноморську улоговини; низку великих структур, зокрема вал Шатського, підняття Архангельського, прогини Сорокіна, Туапсинський, Гудаутський, Синопський та інші. Потужність кайнозойських відкладів, які заповнюють великі депресії Чорноморської западини, становить 10–11 тис. м (Східно-Чорноморська улоговина) та 13–14 тис. м (Західно-Чорноморська улоговина) [22].

До основних тектонічних споруд зони сполучення СЄП і западини Чорного моря є: Переддобрудзький, Каркінітсько-Північнокримський та Північноазовський прогини; Кілійсько-Зміїне і Чорноморське підняття; Центральнo-Кримське мегапідняття (Каламітське, Новоселівське і Сімферопольське підняття); Індольський прогин.

Переддобрудзький прогин заповнений вендськими, палеозойськими і тріасовими відкладами, на яких з розмивом залягають породи юри і крейди. За даними сейсмозвідки, поверхня докембрійського фундаменту у найбільш зануреній частині прогину залягає на глибині 7 тис. м. В осадовому чохлі встановлено лінійно витягнуті зони, утворені ланцюжками невеликих локальних позитивних структур північно-західного простягання. Аналогічне орієнтування, яке збігається також з простяганням складчастої споруди Добруджі, має накладена на Переддобрудзький прогин Молдавська западина юрського віку.

Каркінітсько-Північнокримський прогин охоплює значну частину північно-західного шельфу Чорного моря, Присивашся і північні райони Рівнинного Криму. Поверхня фундаменту залягає на глибинах

8–11 тис. м (Михайлівська улоговина, найбільш занурена частина прогину, на захід від Тарханкутського півострова), а потужність осадового чохла сягає 9 тис. м. Цей прогин – накладена структура з асиметричною будовою: південний борт, ускладнений серією субширотних порушень, вузький і майже втричі крутіший від північного. Прогин виповнений тріас-юрськими, нижньо-, верхньокрейдовими і палеоген-неогеновими товщами.

Північноазовський прогин є східним продовженням Каркінітсько-Північнокримського, відокремлений від нього перемишкою в районі коси Бірючий Острів. Ця структура є неглибокою асиметричною депресією завширшки 20–30 км, що розміщена лише на дорифейській кристалічній основі і заповнена породами середньої юри, крейди і палеогену. З півдня прогин обмежений так званим Головним Азовським порушенням амплітудою до 1000 м, в якому північне крило на 300–400 м опущене відносно південного. Осьова зона Північноазовського прогину зміщена до південного борту, найбільша глибина залягання фундаменту – 2000 м.

На південь від системи причорноморських прогинів фіксується зона виступів складчастої основи рифейського та палеозойського віку, які чітко виражені в структурі осадового чохла. Це Кілійсько-Зміїне підняття, яке охоплює територію дельти Дунаю і прилеглу частину акваторії Чорного моря з островом Зміїний. На схід структура простежується до Одеського глибинного розлому, поступово занурюючись назустріч західному флангу Чорноморського підняття, яке являє собою велику структуру субширотного простягання, що розташована в зоні переходу від шельфу до континентального схилу. Розміри підняття по ізогіпсі 2250 м – 80 x 30 км. Далі на схід у зоні виступів фундаменту фіксуються позитивні структури, які об'єднуються в Центрально-Кримське мегапідняття: Каламітське, Новоселівське, Сімферопольське підняття.

Каламітське підняття поступово занурюється від Криму на захід, де межує з Чорноморським підняттям; на сході структура відокремлена від Новоселівського підняття крутим порушенням північно-західного простягання і приуроченими до нього вузькими синклінальними прогинами. Новоселівське підняття розміщене в Центральному Криму і відокремлено з півдня вузьким субширотним грабенем від Сімферопольського підняття і Альмінської западини, яка складається з крейдових і палеоген-неогенових відкладів (до 2000 м).

Центрально-Кримське мегапідняття відокремлене на сході неглибокою сідловиною від Азовського валу, який займає всю центральну частину Азовського моря, а його південний борт переходить у Південно-Азовський виступ – нахилену на південь монокліналь шириною від

18–20 до 40–45 км з інтенсивним зануренням поверхні фундаменту і осадового чохла в південному напрямі.

На півдні відносно слабо занурений Південно-Азовський виступ межує з глибоко зануреним Індольським прогином (західним продовженням Індоло-Кубанського прогину), який займає південну частину Азовського моря від Темрюцької затоки на сході до південної частини Арабатської стрілки на заході. За даними глибинного сейсмічного зондування, ширина найбільш зануреної частини прогину становить приблизно 65–70 км, максимальна потужність осадової товщі – 15 тис. м, причому близько 5 тис. м припадає на відклади майкопської серії. В центральній частині Індольського прогину виявлені кілька невеликих поодиноких піднять: Північноказантипське, Керченське.

Слід зазначити також, що серед тектонічних структур регіону важливу роль відіграють розломи, які утворюють субмеридіональну і субширотну системи. Розломи першого типу складають групу давніх дорифейських диз'юнктивних дислокацій. Вони спрямовані майже перпендикулярно до загального простягання складчастості. Найважливішими серед них є Одеський, Фрунзенсько-Арцизський, Білозерський. Групу молодих диз'юнктивних порушень складають субширотні розломи, які розділяють блоки земної кори з різною геологічною історією і режимом тектонічних рухів. Це шовні структури, що є границями великих тектонічних елементів регіону, таких як Східноєвропейська платформа, Скіфська плита, складчасті споруди Криму.

Відповідно до найбільших структурно-тектонічних елементів регіону, у межах Причорноморсько-Кримської провінції виділені нафтогазоносні області: Переддобрудзька, Північночорноморсько-Кримська, Азовська, Індольська та Чорноморська перспективна.

Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція складена утвореннями раннього і пізнього докембрію, палеозою, мезозою і кайнозою (рис. 2.23, 2.24).

**Ранній докембрій** представлений магматичними та метаморфічними комплексами архею і палеопротерозою, які складають фундамент південної окраїни СЄП. Це мігматити, гнейси, гранодіорити, кристалічні сланці. Породи залягають на значних глибинах і перекриті товщею мезозой-кайнозойських (Північне Причорномор'я, Приазов'я) і палеозой-кайнозойських (Західне Причорномор'я) відкладів.

**Пізній докембрій** чи неопротерозой – найдавніші утвореннями осадового чохла, які незгідно перекривають породи кристалічного фундаменту і виділені у складі вендської системи Західного Причорномор'я. Представлені теригенною товщею аргілітів, алевролітів, дрібнозернистих пісковиків загальною потужністю до 1500 м.

**Палеозой** складає геосинклінальний фундамент Рівнинного Криму, а у Західному Причорномор'ї входять до складу осадового чохла.

**Кембрій** представлений балтійською серією (нижній кембрій) і трапляються лише на обмеженій ділянці молдавської частини Західного Причорномор'я. Літологічно це різнозерністі пісковики, алевроліти, аргіліти, гравеліти потужністю до 300 м.

## Розділ 2. Нафтогазоносні провінції України

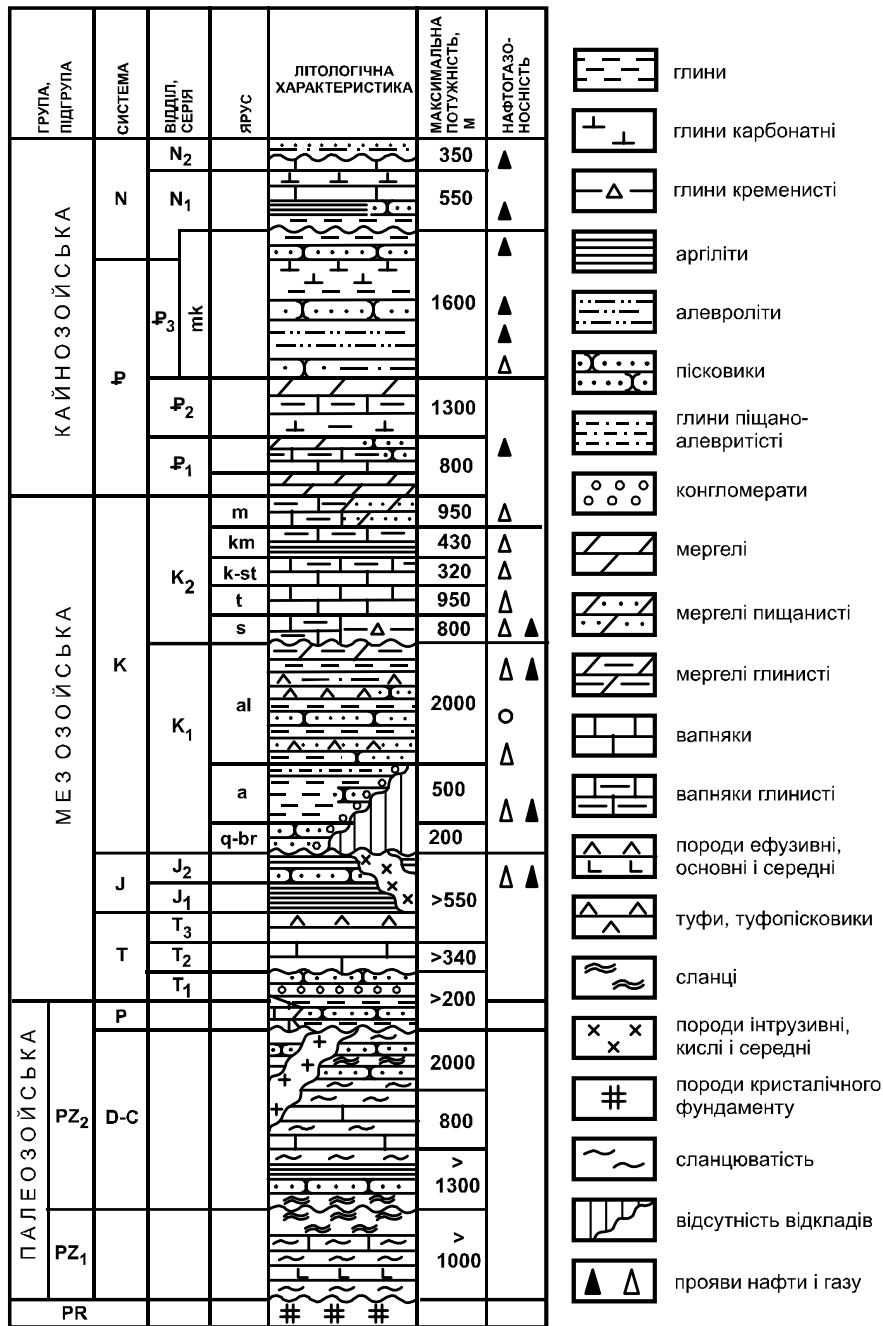


Рис. 2.23. Стратиграфічна колонка Північночорноморсько-Кримської нафтогазоносної області

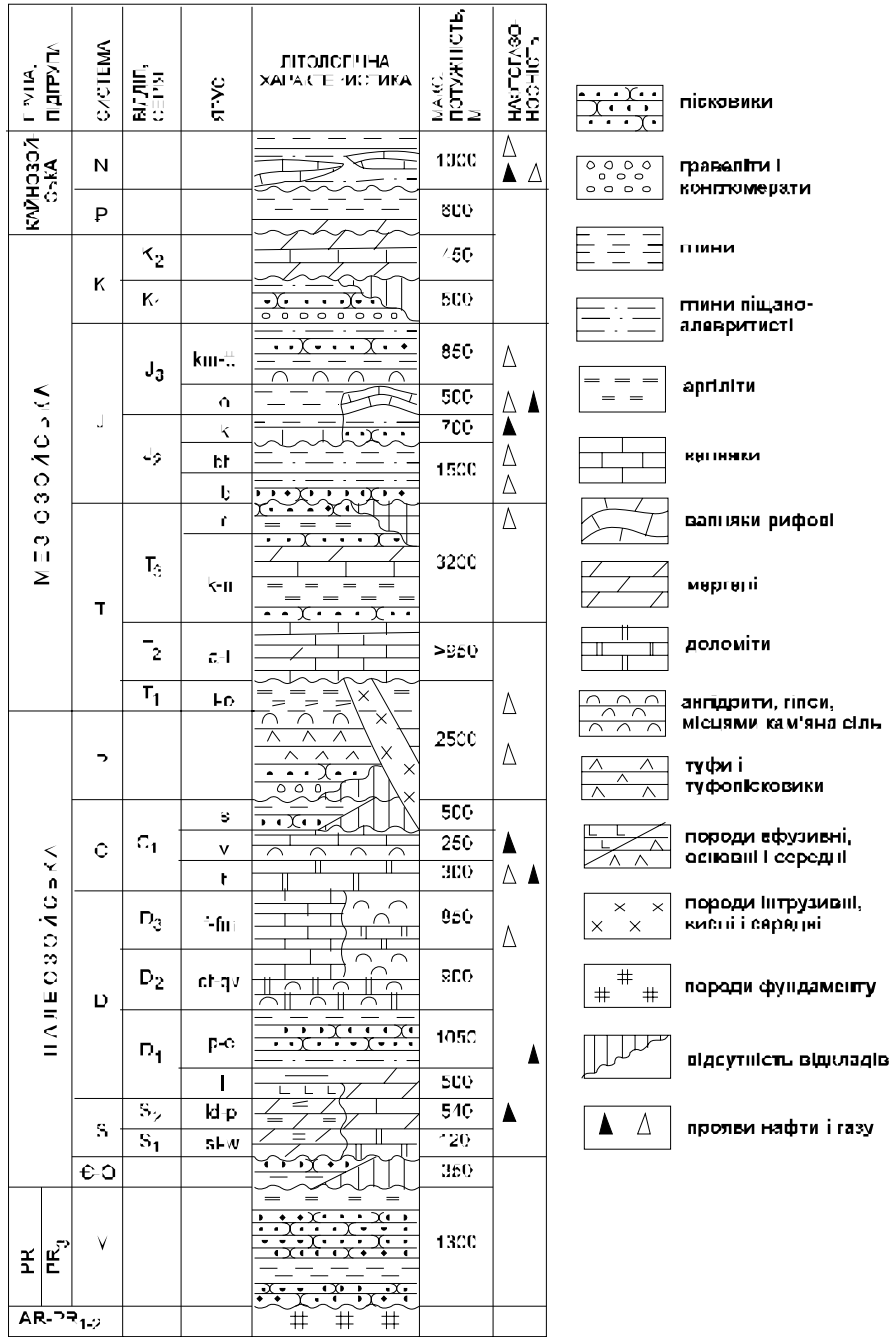


Рис. 2.24. Стратиграфічна колонка Переддобрудзької нафтогазоносної області



**Ордовик** має обмежене поширення в тому самому районі, що і нижній кембрій, представлений кварцитоподібними пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів потужністю до 30 м.

**Силур** представлений всіма чотирма ярусами нижнього та верхнього відділів: ландоверійським, венлокським, лудловським та пржидольським і поширений майже на всій території Західного Причорномор'я й на о. Зміїний. Літологічно це товща доломітизованих вапняків, у південних районах – мергелів з прошарками аргілітів загальною потужністю до 650 м. Силур залягає на більш давніх різновікових утвореннях (неопротерозой, нижній кембрій, ордовик).

**Девон** без слідів перерви перекриває силур і складається з трьох відділів. Нижньому девону відповідають відклади лохківського, пражського і емського ярусів, представлені переважно вапняковистими аргілітами та алевролітами з тонкими прошарками мергелів, пісковиків, доломітів, вапняків потужністю 1500 м. Середній девон у складі ейфельського та живетського ярусів представлений доломітами та ангідритами потужністю до 900 м. Верхній девон (франський і фаменський яруси) складений на заході переважно вапняками, а на узбережжі і в акваторії – доломітами, вапняками, ангідритами потужністю до 850 м. Загальна потужність девону складає понад 3000 м.

**Кам'яновугільна система** у Західному Причорномор'ї представлена лише нижнім відділом. Турнейський і візейський яруси складені карбонатними утвореннями (вапняки, доломіти), які згідно залягають на верхньодевонських відкладах і мають потужність до 550 м. Серпуховський ярус представлений теригенно-глинистою товщею сірих аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками кам'яного вугілля (0,02–3 м) потужністю до 650 м. Найбільш повні розрізи карбону виявлені в північно-східних районах Переддобруджя та в прилеглій акваторії, де їх сумарна потужність може сягати 1200 м.

**Пермсько-нижньотріасові** відклади представлені в Західному Причорномор'ї товщею червоноколірних аргілітів, алевролітів і пісковиків континентального походження з прошарками конгломератів, гравелітів, покривами ефузивних порід потужністю понад 2000 м. В північно-західному Приазов'ї до пермо-тріасу належить товща зеленувато-сірих аргілітів, конгломератів, гравелітів, пісковиків.

**Мезозой** поширений в Причорномор'ї, Криму, на шельфі Чорного та Азовського морів, представлений тріасом, юрою, крейдою.

**Тріас** представлений середнім і верхнім відділами.

*Середній тріас* відомий в центральній частині Північно-Західного Причорномор'я, складений переважно карбонатними різновидами (сірі вапняки, доломіти, мергелі) потужністю понад 950 м. Вони відслонюються на берегах Дунаю і розкриті свердловинами.

*Верхній триас* у цьому ж районі у складі карнійського та норійського ярусів представлений товщею сірих пелітоморфних та тонко- і дрібнозернистих мергелів з пластами вапняків, прошарками алевролітів і різнозернистих пісковиків загальною потужністю понад 3000 м. Верхньотриасові відклади разом з нижньоюрськими утворюють флішоїдну таврійську серію гірського Криму, яка представлена складно дислокованою потужною товщею (1500 м і більше) теригенних утворень (ритмічне чергування аргілітів, алевролітів, зрідка гравелітів, локальний розвиток магматичних утворень).

**Юра** стратиграфічно найбільш повно представлені у Гірському Криму, широко розвинуті також у Західному Причорномор'ї, де виражені середнім і верхнім відділами. Вони заповнюють Молдавську западину, накладену на Переддобрудзький прогин [14].

*Середня юра* встановлена в обсязі байоського, батського і келовейського ярусів, розріз яких складений переважно теригенно-глинистою товщею аргілітів, алевролітів і глин з прошарками дрібнозернистих пісковиків (байос-бат), вапняків і мергелів (келовей). Потужність середньоюрських утворень у найбільш прогнутій частині западини перевищує 3000 м. Аналогічні породи, віднесені до середньої юри, розбурені на акваторії Чорного моря під крейдою (Десантна, Іллічівська площі). Середньоюрський вік аргілітів з прошарками дрібнозернистих пісковиків доведений фауністично у центральній і південно-східній частинах Рівнинного Криму, а також у північно-західному Присивашші (район м. Генічеськ).

*Верхня юра* представлена всіма трьома ярусами. Утворення оксфордського віку в Переддобруджі складені переважно карбонатними породами – органогенно-уламковими, рифогенними вапняками. Кімеризький ярус представлений карбонатно-евапоритовим комплексом – доломітами, вапняками, гіпсами і ангідритами. До титонського ярусу відносяться строкаті глини, пісковики, алевроліти. Сумарна потужність верхньоюрських порід понад 1500 м. Верхньоюрські відклади, представлені карбонатами і теригенними утвореннями потужністю до 1200 м, розкриті свердловинами в Південно-Східному Криму.

**Крейда** розвинута широко у складі нижнього і верхнього відділів.

*Нижня крейда* найчастіше незгідно залягає на різновікових породах (від архею до юри) і перекрита сеноманськими відкладами. Літолого-фаціальний аналіз її відкладів свідчить, що основними джерелами привносу теригенного матеріалу у цей час були Добруджа, УЩ, гірський Крим та Азовський вал, а також кілька внутрішніх палеопіднять, які підіймались над рівнем моря і впливали на фаціальний склад порід нижньої крейди [25]. У межах таких піднять у центральній частині Азовського моря та пониззі р. Дунай крейдові відклади відсутні.

Майже в усьому регіоні в підшві нижньокрейдового розрізу залягають строкаті континентальні пісковики, гравеліти і глини готеривського й баремського ярусів потужністю понад 100 м. Вони перекриті лагунно-континентальними та прибережно-морськими алевритистими глинами й аргілітами апту. Альб представлений осадово-вулканогенною товщею, де ефузивні утворення перешаровуються з вапнистими глинами, аргілітами і пісковиками, які містять проверстки туфів та туфітів. Літолого-фаціальний склад відкладів пов'язаний з проявами альбського вулканізму в Каркінітсько-Північнокримському прогині. У Північно-Західному Приазов'ї у розрізі теригенної товщі істотну роль відіграють кременисті утворення. Загальна потужність нижньокрейдових відкладів у рівнинному Криму 200–2500 м, в Північному Причорномор'ї – 100–400 м, в Західному Причорномор'ї – 0–400 м. Максимальні потужності зафіксовано в Каркінітсько-Північнокримському прогині в межах Михайлівської улоговини.

*Верхня крейда* представлена переважно карбонатними породами. Сенман складений вапняками й доломітами з прошарками та лінзами пісковиків, алевролітів, вулканогенних порід (від 1–2 см до 5–6 м), у Північному Причорномор'ї – з проверстками кременистих утворень. Турон, коньяк, сантон представлені товщею органогенно-детритових вапняків з включеннями кременів; кампан-маастрихт – білими крейдоподібними вапняками з прошарками органогенно-уламкових, алевритистих вапняків і сірих мергелів. У межах Переддобрудзького та Каркінітсько-Причорноморського прогинів для розрізу верхньої крейди характерні глауконітові пісковики та писальна крейда. Потужність верхньої крейди в Західному та Північному Причорномор'ї, в південній частині Рівнинного Криму, в акваторії Азовського моря становить 0–500 м, а в північно-західному Криму сягає 2600 м.

**Кайнозойські утворення** представлені палеоценовими вапняками, еоценовими глинами та мергелями, олігоцен-нижньоміоценовими переважно глинистими породами майкопської серії .

**Палеоцен** складений дрібнозернистими глинистими вапняками та блакітно-сірими мергелями потужністю від 0 до 800 м. В зоні Середньоазовського підняття палеоцен відсутній.

**Еоцен** складений вапнистими глинами, мергелями, глинистими вапняками. В північному та Західному Причорномор'ї, на Керченському півострові, в Східному Присівашші в розрізі трапляються піщано-алевритові відклади. Потужність еоцену становить від 0 до 1300 м.

**Олігоцен-нижньоміоценові** породи утворюють майкопську серію, яка широко розвинена в регіоні. Вона представлена одноманітною товщею сірих і темно-сірих слабовапнистих глин, зрідка з прошарками алевролітів, пісковиків, дрібнозернистих пісків. Відклади серії від-

сутні у Східному Приазов'ї і на Новоселівському піднятті; найбільше поширення мають в Каркінітсько-Північнокримському прогині (північно-західний Крим, підняття Голицина) – 900–1100 м і в Індольському прогині (Керченський півострів) – 3000–4000 м.

**Неоген-четвертинні** утворення незгідно (крім складчастої споруди Гірського Криму) перекривають більш давні відклади і представлені теригенно-карбонатною товщею.

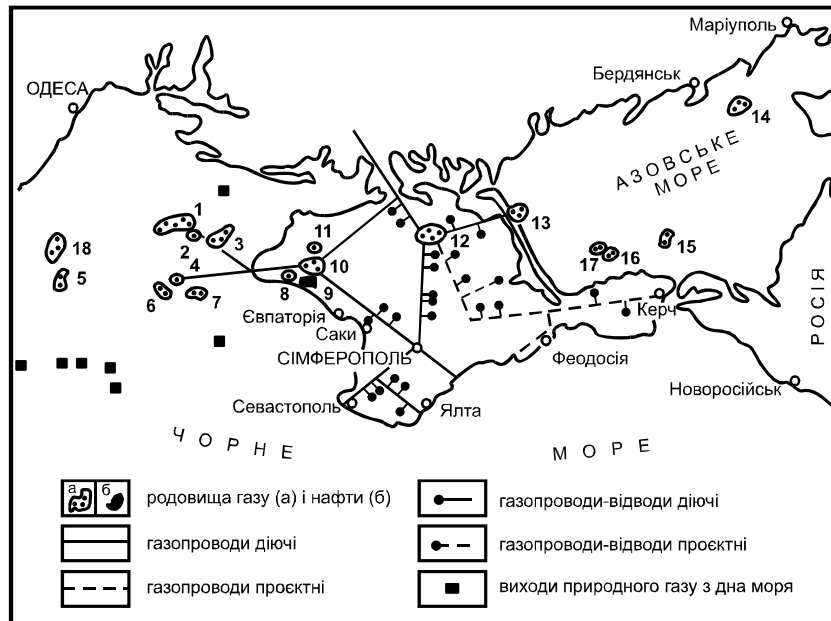
*Середній міоцен* на більшій частині регіону представлений піщанистими глинами, мушлевими вапняками, мергелями, пісковиками у складі тарханського, чокракського, карганського і конкського ярусів.

*Верхньому міоцену* відповідають сарматський і меотичний яруси. Сармат представлений у Рівнинному Криму черепашковими, оолітовими і мікрозернистими вапняками та мергелями з прошарками глин і пісковиків. У Індольському прогині поширені переважно глини, у Західному Причорномор'ї – карбонатні породи. Меотичні відклади представлені органогенно-уламковими вапняками, пісками, глинами та конгломератами. В Західному Причорномор'ї меотис складений річковими, дельтовими та морськими піщано-глинистими осадами.

*Нижній пліоцен* складений мушлевими та оолітовими вапняками; середній і верхній пліоцен – вапнистими глинами, пісками і пісковиками. На пліоценових відкладах залягають суглинки і супесі четвертинного віку. Потужність неоген-четвертинних порід в Індольському прогині сягає понад 1100 м, у Північно-Кримському прогині – 200–800 м, в Західному Причорномор'ї – 200–700 м.

### Нафтогазоносні комплекси

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній провінції за умовами залягання покладів нафти і газу, літолого-фаціальними, структурно-тектонічними особливостями виділяють чотири нафтогазоносних (нижньокрейдовий, верхньокрейдово-еоценовий, олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський), середньоміоценово-пліоценовий) і два перспективних (силурійсько-кам'яновугільний, тріасово-юрський) комплекси. Основними продуктивними горизонтами є нижньокрейдовий і майкопський. Найбільша кількість газових і газоконденсатних родовищ розташована у межах Північночорноморсько-Кримської НГО. Тут на суші розвідані Глібівське, Задорненське, Західнооктябрське, Джанкойське, Карлавське, Тетянівське родовища; у межах північно-західного шельфу Чорного моря – Голицинське, Архангельське, Штормове, Шмідтівське, Одеське, Безіменне та інші (рис. 2.25).



**Рис. 2.25. Схема розміщення родовищ вуглеводнів у північно-західній частині Чорного моря, в Криму й Азовському морі**

Родовища газу і нафти (цифри на схемі): 1 – Голіцинське, 2 – Південноголіцинське, 3 – Шмідта, 4 – Архангельське, 5 – Одеське, 6 – Штормове, 7 – Кримське, 8 – Західнооктябрське, 9 – Октябрське, 10 – Глібівське, 11 – Задорненське, 12 – Джанкойське, 13 – Стрілкове, 14 – Морське, 15 – Північнокерченське, 16 – Східноказантипське, 17 – Північноказантипське, 18 – Безіменне

Нижньокрейдовий комплекс складений в основному глинами, пісковиками, алевролітами, вулканокластичними породами, мергелями і характеризується регіональною нафтогазоносністю. Потужність нижньокрейдових відкладів сягає 2500–3000 м, причому більш частина розрізу належить до альбського ярусу [24]. Найкращими і найбільш витриманими по площі колекторами нафти і газу є пісковики та алевроліти базальної пачки неокому-апту і теригенно-вулканогенна товща низів верхнього альбу. З цими горизонтами пов'язані поклади нафти і газу з конденсатом та припливи газу на площах, розміщених у Каркінітсько-Північнокримському та Індольському прогинах. До базальних пісковиків нижньої крейди приурочений продуктивний горизонт на Октябрській площі, газоконденсатний поклад на Тетянівському родовищі. Ємкісні та фільтраційні властивості порід-колекторів обумовлені мікро- і макротріщинуватістю. Загальна потужність піщано-алевролітових горизонтів 50–60 м, ефективна – 10–30 м. Основни-

ми субрегіональними покришками порових і тріщинно-порових колекторів цього комплексу є глинисті утворення середньоальбського і верхньої частини верхньоальбського під'ярусів і меншою мірою глинисті пачки верхнього ашту.

Верхньокрейдово-еоценовий комплекс представлений переважно карбонатними породами з прошарками глин, пісковиків і алевролітів. З ним пов'язані Серебрянське та Октябрське родовища нафти; Карлавське, Глібівське, Задорненське, Чорноморське та інші родовища газу, чисельні газопрояви. Породи-колектори, як правило, порового і порово-тріщинного типу, розташовані по всьому розрізу. На Октябрській площі отримано приплив нафти (24 м<sup>3</sup>/добу) з відкладів сеноману. Серед вапняків турон-кампанського ярусу фіксуються порово-кавернозно-тріщинні колектори. Відносно кращі колекторські властивості мають породи коньяк-сантонського віку. З цих відкладів отримано промислові припливи нафти на Серебрянській площі. Продуктивні горизонти представлені органічно-детритовими вапняками; ефективна потужність колектора 27 м. Значними газопроявами характеризуються маастрихтські відклади (Північно-Вулканівська структура на Керченському півострові). Нафтогазопрояви фіксуються в Каркінітсько-Північнокримському прогині на Бакальській площі.

Палеоценові відклади характеризуються промисловою газонасністю на Краснополянському, Оленівському, Кіровському, Глібівському, Голіцинському та інших родовищах. Колекторами порового типу є пісковики та алевроліти з глинистим цементом. Тріщинно-порові колектори представлені органічно-детритовими вапняками. Товща мергелів та глин еоценового віку, що перекидає палеоценові відклади, слугує покришкою.

Олігоцен-нижньоміоценовий (майкопський) комплекс представлений потужною піщано-глинистою товщею, яка в межах провінції поширена практично повсюдно, має одноманітний літологічний склад. Майкопська серія порід регіонально нафтогазоносна. Промислове значення має газонасність Джанкойського, Стрілкового, Мошкарівського, Південно-Сиваського, Міжводненського та інших родовищ. У розрізі майкопської серії переважають глини. Кількість піщано-алевритового матеріалу не перевищує 20 %, але саме дрібнозернисті пісковики, алевроліти та піски, прошарки яких мають потужність від 10 до 100 м, є породами-колекторами. Пачки щільних глин потужністю 15–100 м, що їх розділяють, відіграють роль покришок. Найбільша кількість пісковиків і алевролітів та максимальна їх потужність фіксується в межах Каркінітсько-Північнокримського, Північно-Азовського та Індольського прогинів.

У цілому майкопська піщано-глиниста серія є регіональним екраном для колекторів, які приурочені до залягаючих нижче утворень. З олігоцен-нижньоміоценовим комплексом пов'язана низка нафтогазоносних покладів у Чорному та Азовському морях, Рівнинному Криму, на Керченському півострові.

Середньоміоценово-пліоценовий комплекс представлений теригенно-карбонатною товщею, яка складається з глин, органічно-детритових, черепашкових, оолітових вапняків, збагачених органічним матеріалом мергелів, зрідка пісковиків, пісків, алевролітів. Потужність її на окремих ділянках сягає 1000 м, вона максимально поширена в Індольському прогині. Породи-колектори залягають малопотужними прошарками серед глин, які домінують у розрізі. Продуктивні горизонти пов'язані з пісковиками, органічно-детритовими вапняками і мергелями чокракського, караганського, конкського горизонтів середнього міоцену та сарматського ярусу верхнього міоцену. До покришок відносяться досить потужні пачки глин, які чергуються з колекторами, а також нижньосарматські глини, що є субрегіональним екраном. З цим комплексом пов'язані невеликі за запасами нафтові та нафтогазові родовища Керченського півострова – Приозерне, Борзівське, а також газові поклади у Чорному і Азовському морях та Північному Приазов'ї.

Сидурійсько-кам'яновугільний перспективний комплекс поширений у Західному Причорномор'ї і представлений в основному теригенними (глини, пісковики, алевроліти) та карбонатними (вапняки, доломіти, ангідрити) формаціями. В межах Переддобрудзької НГО відкрито два невеликих нафтових родовищ: Східно-Саратське та Жовтоярське. Припливи важкої в'язкої нафти отримані на Білоліській, Саратській, Сариярській і Ярославській площах.

Колектори цього комплексу складені в основному органічно-уламковими дрібнозернистими вапняками і доломітами силурійського та середньодевонсько-ранньокам'яновугільного віку і належать до порово-тріщинного та порово-кавернозно-тріщинного типу колекторів невисокої ємності.

Потужність карбонатної товщі середнього і верхнього девону Білоліського блоку становить 500–2000 м, що відповідає потужностям палеозойських відкладів, поширених на північно-західному шельфі Чорного моря, де прогнозується розвиток нафтоносних сульфатно-карбонатних відкладів середнього й верхнього девону та нижнього карбону [3].

Тріасово-юрський перспективний комплекс викликає інтерес у Переддобрудзькому, Індольському, Північноазовському прогинах, на північному схилі Середньоазовського підняття. Промислова нафтогазо-

носність його на півдні України і акваторіях не доведена, але зафіксовано багато газових й нафтових проявів, пов'язаних з породами цього комплексу. Найчастіше останні трапляються на південному схилі Каркінітсько-Північнокримського прогину, зокрема в межах Октябрської, Західно-Октябрської та інших структур.

Породи-колектори пермсько-нижньотріасового віку представлені в основному пісковиками та алевролітами з низькою відкритою пористістю. Верхньотріасові пісковики мають кращі колекторські властивості.

Отже, пермсько-тріасова товща порід вміщує колектори порового і тріщинно-порового типу низької та середньої ємності. Пачки аргілітів і щільних мергелів, що залягають у різних частинах розрізу, виконують роль покришок. Товща пермсько-тріасових порід поширена у межах Переддобрудзького прогину.

До порід-колекторів середньоюрського віку належать алевроліти і пісковики, приурочені до приосьової зони Переддобрудзького прогину. Вони залягають серед теригенно-глинистої товщі і характеризуються як колектори порового і тріщинно-порового типу малої та середньої ємності.

Серед порід верхньоюрського віку як колектори виділяються органічно-уламкові вапняки оксфордського ярусу та пісковики, алевроліти і піски в кімеридж-титонських відкладах. Останні можна розглядати як колектори порового типу середньої і високої пористості.

На акваторії Чорного моря в пермсько-тріасових відкладах виявлена одна структура – Безіменна; в породах юрського віку – три структури – Карбишева, Сундучна та Шатського.

### **Характеристика структур нафтогазових покладів, приклади родовищ**

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній провінції відкрито 43 родовища, з них 10 нафтових, 26 газових. У межах акваторій Чорного і Азовського морів розміщуються 14 родовищ. Переважна частина родовищ розташована у межах Каркінітсько-Північнокримського та Індольського прогинів, кілька – на Азовському валу, одне на Приазовській монокліналі Східноєвропейської платформи.

Родовища в межах провінції контролюються в основному структурним фактором і пов'язані з брахіантиклінальними складками двох типів: нормальними та такими, що ускладнені грязьовим діапіризмом (діапірові та криптодіапірові складки).

Найпоширеніші у провінції складки першого типу, які морфологічно виражені пологими, асиметричними підняттями еліптичного, зрідка куполоподібного обрису, іноді з дуже витягнутими формами. Роз-



міри складок становлять 5–10 км, інколи до 40 км завдовжки, їх амплітуди – від 50 до 600–700 м. Простягання брахіантикліналей переважно субширотне, іноді північно-західне або північно-східне. Більшість структур характеризується складною будовою завдяки наявності диз'юнктивної тектоніки.

Орієнтація антикліналі часто підпорядкована напрямку великих розломів, з якими вони генетично пов'язані. Кількість і амплітуди другорядних розривів збільшуються з глибиною, що надає окремим структурам блокову будову (Карловська, Татянівська, Октябрська).

Для деяких піднять характерне зменшення потужності окремих стратиграфічних горизонтів до їх склепінь, в інших випадках з глибиною зростає крутизна крил складок, змінюється їх конфігурація і розміри. Інколи антиклінальна форма піднять виявляється тільки в нижніх горизонтах осадового чохла, іноді, навпаки, фіксується тільки в верхній частині розрізу. Антиклінальні складки в таких випадках переходять у структурні носи, монокліналі або синкліналі. Але більш поширеними є наскрізні структури, які зберігають форму антикліналі по всіх стратиграфічних комплексах осадового чохла [25].

З нормальними брахіантиклінальними складками пов'язані нафтогазонакопичення в межах Каркінітсько-Північнокримського прогину і Азовського валу, де відомі родовища нафти Октябрське і Сєребрянське, газу – Архангельське, Джанкойське, Задорненське, Кіровське; газоконденсату – Західно-Октябрське, Голіцинське, Карлавське, Тетянівське, Оленівське, Глібівське, Чорноморське, Краснополянське та ін.

**Октябрське нафтове родовище** розташоване в 35 км на північний захід від м. Євпаторія на березі оз. Донузлав, приурочене до південного борту Каркінітсько-Північнокримського прогину. Відкрито воно у 1961 р. Всього на родовищі пробурені 16 пошукових і розвідувальних свердловин: 12 – на нижньокрейдові та 6 – на сеноманські перспективні горизонти. Підраховані запаси становлять 0,026 млн т нафти і 15,7 млн м<sup>3</sup> газу.

Октябрська структура являє собою асиметричну брахіантикліналь субширотного простягання розміром 5 × 1,7 км і висотою понад 500 м (по нижньокрейдових відкладах). Кути нахилу верств на північному крилі 12–15°, на південному – до 35°. Розміри структури по верхньокрейдових (сеноманських) утвореннях збільшуються до 8,8 × 2,4 км, а висота зменшується до 320 м. Південне крило і склепіння ускладнені сіткою розривних порушень, що обумовило блокову будову антикліналі (рис. 2.26). Розкритий свердловинами розріз представлений відкладами таких стратиграфічних підрозділів (знизу):

- метаморфізовані і дислоковані породи палеозою-триасу (складчастий фундамент Скіфської плити);
- базальні шари апту-альбу, потужністю до 60 м;
- глинисто-карбонатні породи верхньої крейди, потужністю 2000–2500 м;
- піщано-глинисті відклади палеогену-неогену.

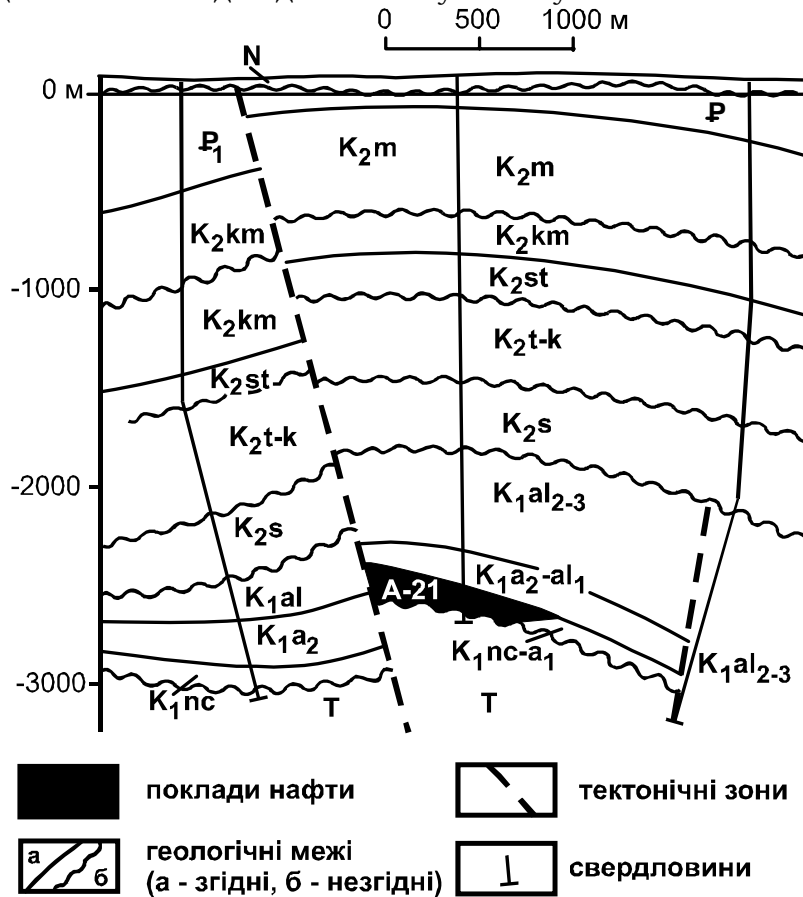


Рис. 2.26. Родовище Октябрське, геологічний розріз

Сумарна потужність платформного чохла сягає 2800–3200 м [31].

Продуктивний горизонт приурочений до базальних тріщинуватих різнозернистих пісковиків, алеволітів і конгломератів баремунижнього апту (горизонт А-21). Поклад пластового типу, тектонічно екранований. Нафта легка, метаново-нафтенового складу; є сумішшю вуглеводнів, яка зберігається у рідкому стані при пластовому тиску понад 22 МПа. В умовах атмосферного тиску 70 % цієї рідини переходить у газову фазу (метан та його гомологи).

Породи-колектори розвинуті спорадично, мають низку ємність і проникність. Скупчення нафти приурочено до найбільш піднятого блока в склепінній частині брахіантикліналі. Родовище не розробляється через складну геологічну будову і незначні запаси вуглеводнів.

**Архангельське газове родовище** розташоване на чорноморському шельфі, в 66 км від смт. Чорноморське. Продуктивні горизонти виявлено в 1978 р.: М-V і М-III в майкопських відкладах і N-I – в неогенових породах (рис. 2.27). Усього пробурені три свердловини. Структура являє собою брахіантикліналь субширотного простягання розміром 10 × 15 км, амплітудою 90 м (по ізогіпсі 915 м). Нижче за розрізом будова антикліналі ускладнюється розривними порушеннями.

Породи-колектори представлені переважно алевролітами. Промислова газоносність пов'язана з двома піщано-алевритовими пачками у глинистій товщі майкопу та з карбонатно-теригенними відкладами середнього міоцену. Тип покладів – пластовий склепінний з газовим режимом. Перспективним є палеоценове газоконденсатне скупчення (горизонт П-XI), газ якого за фізико-хімічною характеристикою подібний до газу палеогенових покладів на Голіцинському, Штормовому та Південноголіцинському родовищах.

Архангельське родовище прийняте на Державний баланс у 1987 р., розробляється з 1992 р. Початкові видобувні запаси категорій А+В+С<sub>1</sub> становлять по трьох продуктивних горизонтах 5413 млн м<sup>3</sup> газу. На родовищі експлуатується сім свердловин.

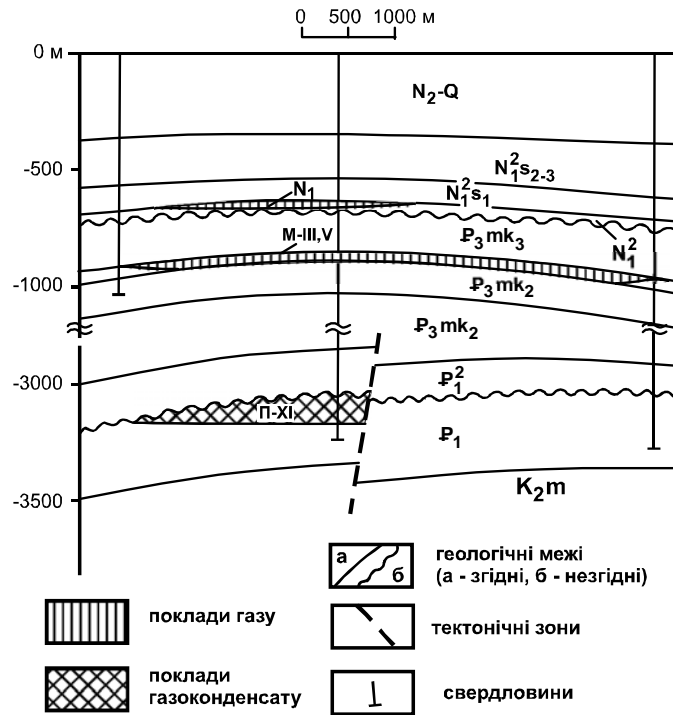


Рис. 2.27. Родовище Архангельське, геологічний розріз

Нафтові та газові родовища, пов'язані з брахіантиклінальними складками, що ускладнені грязьовим діапїризмом, поширені тільки в межах Індольського прогину на Керченському півострові. Серед них трапляються структури діапїрової та криптодіапїрової будови, для яких характерні певні морфологічні признаки, зокрема наявність в ядрах складок більш давніх і значною мірою дислокованих порід, ніж у її крилах; зростання потужності відкладів на крилах в порівнянні зі склепіннями. Останні часто складно побудовані, в них фіксується видавлювання пластичних порід, а також розриви, до яких інколи приурочені грязьові вулкани. Складки переважно асиметричні, кути падіння їх крил до склепінних частин різко зростають.

В Індольському прогині до такого типу структур приурочені переважно родовища нафти (Мошкарівське, Приозерне, Владиславівське, та ін.), рідше газові (Північнокерченське, Куйбишевське, Олексіївське, Придорожне) і газоконденсатні (Південносиваське, Фонтанівське).

Причорноморсько-Кримська провінція належить до регіонів з відносно слабо вивченою нафтогазоносністю. На сучасному етапі основні перспективи провінції на нафту і газ пов'язані з Каркінітсько-Північнокримським, Переддобрудзьким, Індольським прогинами, а також з Азовським валом. Заслужують на особливу увагу нижньокрейдові, дат-палеоценові, майкопські відклади, а також докрейдові комплекси: силурійсько-кам'яновугільний в Західному Причорномор'ї та тріас-юрський – в окремих районах провінції. Розвідку останнього структурно-тектонічного поверху доцільно проводити разом з розвідкою вище розташованого нижньокрейдового комплексу, оскільки будова їх значною мірою подібна.

Однією з важливих пошукових ознак у межах Причорноморсько-Кримського регіону є зони розломів. Першочерговими для нафтогазопошукового буріння є ділянки вздовж зон крайових розломів Каркінітсько-Північнокримського прогину й уздовж Кримського розлому, поблизу яких вже виявлено низку промислових родовищ. Необхідно також звернути увагу на пошукові роботи у межах північних і південних схилів Азовського середнього валу, дослідити вузли перетину регіональних розломів субширотного орієнтування з розривними порушеннями інших напрямків.

Початкові ресурси вуглеводнів у межах акваторії Чорного і Азовських морів оцінюються високо. На північно-західному шельфі крім палеогенового і крейдового нафтогазоносних комплексів перспективними можна вважати палеозойські, тріасові, юрські відклади морського продовження Переддобрудзького прогину. Має пошуковий інтерес Придунайська зона шельфу, Михайлівська депресія.

В акваторії Азовського моря перспективними є пошуки покладів вуглеводнів у крейдових, палеогенових і неогенових відкладах антиклінальних підняття в Індольському та Північно-Азовському прогинах. Бажаним є подальше вивчення зон виклинювання крейдових і палеогенових відкладів на схилах Азовського валу, з якими пов'язані Стрікове, Морське та інші газові родовища [32].

За глибиною залягання більша частина прогнозних ресурсів вуглеводнів у межах акваторії приурочена до інтервалу 2000–5000 м, а за глибиною моря – до 100 м. З урахуванням рифтогенної природи Чорноморської западини, сприятливих термобаричних умов, значного осадового виповнення можна прогнозувати високі перспективи нафтогазоносності не тільки шельфової зони, а й континентального схилу.

Отже, в акваторіях Чорного і Азовського морів є значні ресурси вуглеводнів, які можна виявити, розвідати і добути з надр за умови інтенсифікації робіт по їх засвоєнню.

### Газогідрати метану в Чорному морі

Проблема газогідратів – важливе питання сучасної геології. Останніми роками у світі активно розробляються енергозберігаючі технології, здійснюються пошуки й освоєння альтернативних джерел енергії. Особливе місце в переліку нетрадиційних джерел вуглеводнів займають газогідрати. Відкриті ще у 1810 р., вони довгий час залишалися маловивченою хімічною сполукою.

У природних умовах поклади газогідратів вперше були виявлені на початку 60-х р. ХХ ст. в Арктичному секторі Західно-Сибирського басейну. Проблему газогідратних покладів у земній корі вперше теоретично розробили радянські геологи А.А. Трофимук, Н.В. Черський, Ю.Ф. Макогон та ін. Результатом цих робіт стало відкриття першого в світі газогідратного родовища – Месояхського (Росія). У подальшому були встановлені основні закономірності утворення і розміщення покладів газогідратів, їх особливості та перспективи використання.

У хімічному відношенні газогідрати – це кристалічні тверді сполуки води з газами. В загальній хімії вони називаються клатратами. Останні є кристалічними комплексами, в яких ґратка води в твердому стані утворює порожнини, що можуть заповнитися молекулами газів, у природі – передусім метаном. Таким чином, газогідрат є поєднанням 6–8 молекул води і однієї молекули метану, який знаходиться там у дуже стисненому стані (до 25 МПа). 1 м<sup>3</sup> газогідрату – «горючого льоду» – вміщує 180–200 м<sup>3</sup> газу [34]. Крім метану в невеликих кількостях присутні етан, пропан, бутан, СО<sub>2</sub>, Н<sub>2</sub>, О<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>. У більшості газогідратних проявів вміст метану сягає 95–97 %.

Газогідрати, приурочені до континентальних і острівних схилів, підніжжя, глибоководних ділянок внутрішніх морів Світового океану, де пов'язані з підводними грязьовими вулканами. На суші найсприятливіші умови для їх утворення зафіксовані під зонами багаторічної мерзлоти.

Існує декілька моделей формування газогідратних покладів: криогенна, евстатична, седиментаційна, фільтрогенна, діагенетична. Всі вони засновані на припущенні, що газогідрати утворилися за рахунок газів при розкладанні похованої органічної речовини – «біогазу», або в результаті розвантаження глибинних газових чи нафтових родовищ, які своєю чергою формуються також за традиційною схемою органічного походження вуглеводневих родовищ.

Газ глибинних відкладів і «біогаз» відіграють відповідну роль при формуванні газогідратів, однак тільки альтернативна гіпотеза підтоку глибинних флюїдів повністю вирішує проблему первинного джерела газів, які формують газогідратні поклади за сприятливих термобаричних умов і відповідної геологічної ситуації: наявності потужного по-

криву неконсолідованих осадових порід, достатньої їх пористості, насиченості водою, легкої проникності [6]. Каналами надходження флюїдів є глибинні розломи – ослаблені зони, які періодично відновлюються.

У цьому відношенні басейн Чорного моря є сприятливим регіоном, де присутні всі фактори, що забезпечують формування газогідратів.

Метановий газогідрат утворюється з чистого метану у присутності води при температурі  $+3^{\circ}\text{C}$  і тиску 2 МПа. Ці параметри відповідають глибинам Чорного моря 200 і більше метрів. Суміш вуглеводнів, яка за складом є природним газом, за такої самої температури утворює клатрат вже в разі тиску 0,5 МПа (глибина моря приблизно 50 м) [21]. У разі підвищення температури до  $10^{\circ}\text{C}$ , початок процесу гідратування із чистого метану та води зміщується в область тисків вище 7 МПа, а за температури  $20^{\circ}\text{C}$  – більше 20 Мпа.

За таких граничних умов зниження тиску або підвищення температури призведуть до «танення» газогідрату і виділення вільного метану як у водну товщу, так і в осадовий покрив. Причому для зниження тиску достатньо порушення суцільності газогідратних покладів за рахунок таких явищ, як підводні зсуви та землетруси, що широко розвинуті у межах Чорноморського басейну.

Таким чином, газогідратні поклади, що утворилися в умовах граничного існування, перебувають у метастабільному стані і їхнє руйнування під впливом природних факторів супроводжується появою потоків метану. Такі потоки вже достатньо давно відомі в Мексиканській затоці, Ангольській улоговині, Персидській затоці та інших районах Світового океану. Повною мірою це явище стосується також і Чорного моря, яке характеризується підвищеною газовіддачею морського дна. Одним із проявів такої газовіддачі є газові факели, локалізовані по периферії Чорного моря: на болгарському шельфі, у південно-західній частині, на керченському шельфі, вздовж берегів Кавказу.

Глибини поширення газових факелів – від 5 до 700 м, висота – до 100–200 м. Більшість їх не доходить до поверхні води і розпилюється, але відомі випадки катастрофічних викидів газу у вигляді стовпів полум'я, спалахів і хмар, що горять. На керченсько-таманському шельфі більшість газових факелів приурочені до вершин позитивних структур неогенового і майкопського структурних поверхів [33].

Отже, в акваторії Чорного моря фіксується певна зональність: центральна глибоководна частина моря вміщує газогідрати, по периферії локалізовані факели газу.

Макроскопічно чорноморські газогідрати – льодоподібні кристаліти, дрібні стягнення в напіврідких мулах, снігоподібні виділення в порожнинах мулів. Потужність осадових порід, що вміщують газогідратні поклади, сягає 400–500 м, до 800–1000 м [18]. Осади, насичені газогідратом на

65–75 %, утворюють практично непроникний шар для газів, що надходять з надр, який є ідеальною літологічною покришкою. Нижче останньої нагромаджуються підгідратні поклади газу.

Більшість знахідок газогідратів приурочені у Чорному морі до викидів грязьових вулканів, що є своєрідними проявами діапирової тектоніки. У зв'язку з цим до перспективних районів на пошуки газогідратів можна віднести зони поширення діапирових структур, передусім ускладнених грязьовими вулканами, райони материкового схилу від глибин 700–800 м до його підніжжя, конуси виносу річок, зони суспензійних потоків і зсувів тощо [18]. Найсприятливішими для пошуків газогідратів структурами Чорного моря є западина Сорокіна, Туапсінський прогин і Західно-Чорноморська улоговина [33].

Потенційні ресурси покладів газогідратів Чорного моря оцінюються від 20–25 до 42–49 трлн м<sup>3</sup> [5, 18], проте їх вивчення знаходиться на початкових стадіях і об'єм ресурсів є приблизним. Практичне значення газогідратів як вуглеводневої сировини значною мірою визначається технічними можливостями їх освоєння. Методи розробки газогідратних родовищ ґрунтуються на загальному принципі переведення газу з гідратів у вільний стан безпосередньо у родовищі завдяки дестабілізації гідратів шляхом зниження тиску в газогідратній зоні або термічній дії шляхом нагнітання гарячого повітря [12].

Наразі розробка газогідратних родовищ вважається нерентабельною, проте є країни (США, Японія, Росія, Індія та ін.), які вже зараз займаються питаннями їх освоєння. Газогідрати, навіть за найнижчими оцінками їх ресурсів – це практично невичерпний резерв чистої вуглеводневої сировини.



### Запитання та завдання для самоперевірки

1. Назвіть основні нафтогазоносні провінції України.
2. Охарактеризуйте Карпатську нафтогазоносну провінцію.
3. Назвіть основні родовища нафти і газу Карпатської провінції.
4. Охарактеризуйте геологічну будову Передкарпатської нафтогазоносної області.
5. З якими комплексами порід пов'язані нафтогазові родовища Передкарпатської області?
6. Надайте порівняльну характеристику Більче-Волицького, Дашавського і Бориславського родовищ.
7. Назвіть родовища вуглеводнів Закарпатської газоносної області.
8. Охарактеризуйте перспективи Волино-Подільської НГО.
9. Надайте загальну характеристику Дніпровсько-Донецької нафтогазової області (ДДНГО).
10. Коли були відкриті перші поклади нафти і газу ДДНГО?
11. Якими породними комплексами складена ДДНГО?
12. Охарактеризуйте тектонічну будову ДДНГО?
13. Назвіть основні стадії розвитку ДДНГО?
14. З чим пов'язана нафтогазоносність ДДНГО?
15. Назвіть основні продуктивні нафтогазоносні комплекси ДДНГО.
16. Охарактеризуйте регіональні флюїдоупори ДДНГО.
17. Назвіть характерні риси фазового складу та типові фізико-хімічні властивості вуглеводнів ДДНГО.
18. Які гідрогеологічні умови притаманні ДДНГО?
19. Назвіть основні морфологічні типи пасток вуглеводнів ДДНГО.
20. У чому полягають особливості нафтогазогеологічного районування ДДНГО.
21. Охарактеризуйте запаси і ресурси вуглеводнів ДДНГО.
22. Наведіть приклади родовищ ДДНГО.
23. Надайте порівняльну характеристику Шебелинського і Леяківського родовищ.
24. Охарактеризуйте геологічну будову Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції.
25. Охарактеризуйте основні нафтогазоносні комплекси Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції.
26. Наведіть приклади родовищ Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції.
27. Чи є перспективи нарощування мінерально-сировинної бази вуглеводнів Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції?
28. Що ви знаєте про проблему газогідратів метану в донних відкладах Чорного моря?

### Література

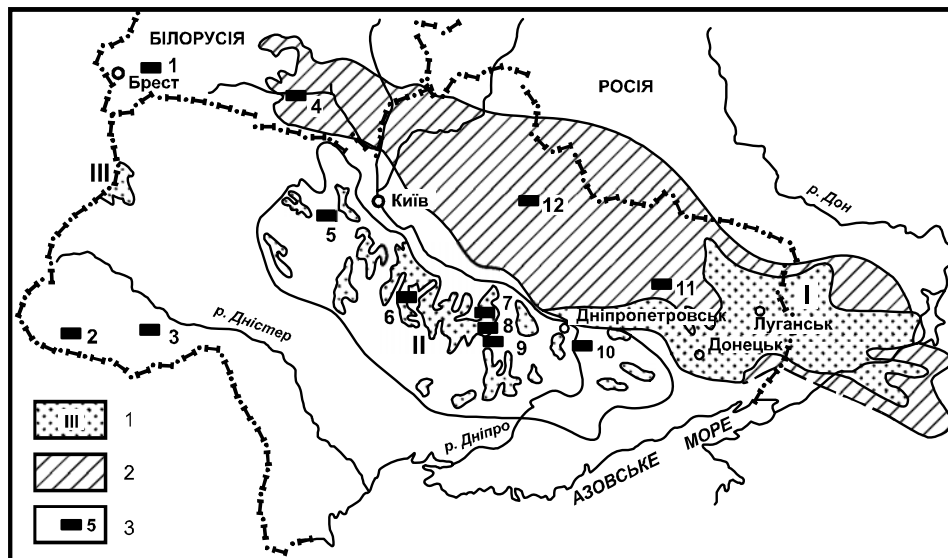
1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
2. Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакоген (в связи с нефтегазоносностью) / Чебаненко И.И., Чекунов А.В., Клочко В.П. и др. – К.: Наук. думка, 1991.
3. Бондаренко В.Г., Скорик А.М., Ухань В.І. Карбонати палеозою Західного Причорномор'я та північно-західної частини шельфу Чорного моря: перспективи нафтогазоносності // Мін. ресурси України, 2006. – № 4. – С. 43–44.
4. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпрово-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. – Чернігів, 2003.
5. Василев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика, 2002. – 43, № 7. – С. 672–684.
6. Геворкьян В.Х. Альтернативные ресурсы энергетического сырья Украины – газогидраты углеводородных газов Черного моря // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона. – Симферополь, 2002.
7. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинные разломы и комбинированные нефтегазоносные ловушки / Гавриш В.К., Недовшовенко А.И., Рябчун Л.И. и др. – К.: Наук. думка, 1991.
8. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Методика изучения глубинных структур и нефтегазоносности / Гавриш В.К., Соллогуб В.Б., Недовшовенко А.И. и др. – К.: Наук. думка, 1987.
9. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Кабышев Б.П., Шпак П.Ф., Бильк О.Д. и др. – К.: Наук. думка, 1989. .
10. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Айзенверг Д.Е., Берченко, О.И., Бражникова Н.Е. и др. – К.: Наук. думка, 1988.
11. Гладун В.В. Напрямки, об'єкти і прогноз обсягів нафтогазопшуккових і розвідувальних робіт в ДДЗ // Нафтова і газова промисловість, 2006. – № 2. – С. 10–15.
12. Глузов И.Ф., Глузов А.И., Казмин Ю.Б., Юбко В.М. Газовые гидраты Мирового океана // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2005. – № 2. – С. 30–40.

13. Довідник з нафтогазової справи / Ред. В.С.Бойко, Р.М.Кондрат, Р.С.Яремійчук. – Львів, 1996.
14. Доленко Г.Н. Образование нефтегазоносных провинций и формирование нефтяных и газовых месторождений в свете современных достижений научно-технической революции в геологии // Условия образования и закономерности размещения залежей нефти и газа. – К.: Наук. думка, 1983. – С. 3-12.
15. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. Наукові основи. – К.: Наук. думка, 1997.
16. Кабишев Б.П. Історія прогнозу та відкриття Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області // Геол. журнал, 1999. – № 4. – С. 89–92.
17. Карпатська нафтогазоносна провінція / Ред. В.В.Колодій. – Львів-Київ: "Український видавничий центр", 2004.
18. Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. Газовые гидраты Черноморской впадины // Сов. геология, 1989. – № 12. – С. 4–10.
19. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления а авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997.
20. Маєвський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу. – К.: Наук. думка, 2002.
21. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты. Предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985.
22. Мороз С.А., Сулимов И.Н. Геологическое строение Северного Черноморья. – К.: Наук. думка, 1995.
23. Нефтегазоносные провинции и области СССР / Ред. А.А. Бакиров. – М.: Недра, 1979.
24. Нефтегазоносные провинции СССР. Справочник / Ред. Г.Х. Дикенштейн, С.П. Максимов, В.В. Семенович. – М.: Недра, 1983.
25. Нефтегазоносные провинции Украины / Ред. В.К. Гавриш. – К.: Наук. думка, 1985.
26. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – К.: Наук. думка, 2002.
27. Попп І.Т. Окремі аспекти проблеми літогенезу нафтогазоносних відкладів крейдово-палеогенового флішового комплексу Передкарпатського прогину та Українських Карпат. Частина 1. Седиментогенез і пост седиментаційні перетворення // Геологія і геохімія горючих копалин, 2005. – № 3–4. – С. 43–59.
28. Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. Зб. наук. праць. – Івано-Франківськ, 2005.

29. Пригаріна Т.М., Лукін О.Ю., Кабишев Б.П. та ін. Прогнозні ресурси вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону // Нафтова і газова промисловість, 2005. – № 1. – С. 15–18.
30. Смішко Р. Українські геологи-першовідкривачі Дніпровсько-Донецької нафтогазової провінції // Українська нафтогазова наука. 1899–1999. – Львів: УНГА, 1999. – С. 24–26.
31. Судимов И.Н. Геология Украинского Черноморья. – К.: Вища школа, 1984.
32. Федішин В.О., Гаврилко В.М., Малетич Ю.І., Резвая О.П. Стратегія освоєння ресурсів Західного і Південного нафтогазоносних регіонів України // Мін. ресурси України, 2006. – № 3. – С. 42–46.
33. Шнюков Е.Ф. Газогидраты метана в Черном море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2005. – № 2. – С. 41–52.
34. Шнюков Е.Ф., Зиборов А.П. Минеральные богатства Черного моря. – К.: ОМГОР ННПМ НАНУ, 2004.

## РОЗДІЛ 3 ВУГІЛЬНІ БАСЕЙНИ УКРАЇНИ

Україна володіє великими запасами вугілля всіх генетичних стадій вуглефікації – від бурих до антрацитів. Кам'яне вугілля зосереджене в Донецькому і Львівсько-Волинському басейнах. Буре вугілля поширене в основному в Дніпровському басейні і значно менше – у Дніпровсько-Донецькій западині, на Придністровській, Прикарпатській та Закарпатській вугленосних площах. Розробляються родовища бурого вугілля у Дніпровському басейні та на Закарпатській вугленосній площі (рис. 3.1) [6, 13, 21].



**Рис. 3.1. Вугільні басейни і родовища України і Білорусії [14]**

- 1 – басейни (I – Донецький, II – Дніпровський, III – Львівсько-Волинський);  
2 – Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецька западина; 3 – родовища (1 – Сула-Удейське, 2 – Ново-Дмитрівське, 3 – Коростишівське, 4 – Юрківське, 5 – Бандурівське, 6 – Семеново-Олександрівське, 7 – Балахівське, 8 – Синельниківське, 9 – Житковицьке, 10 – Кобринське, 11 – Ільницьке, 12 – Коломийське)

## **ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИКОПНЕ ВУГІЛЛЯ**

Вугілля в Україні – єдина енергетична сировина, запасів якої потенційно достатньо для забезпечення енергетичної безпеки держави. У структурі світових запасів органічного палива на вугілля припадає 67 %, нафту – 18 % і на природний газ – 15 %, а в Україні ці показники становлять відповідно 95,4, 2,0 і 2,6 %. У світі майже половина (44 %) електроенергії виробляється на вугільних теплоелектростанціях, а в Україні менше 25 %.

На відміну від нафти і природних газів, про походження яких досі немає єдиної точки зору, рослинне походження викопного вугілля чітко підтверджується знаходженням у ньому фрагментів рослин. Властивості й якості типів вугілля визначаються приналежністю вихідної речовини до вищих чи нижчих рослин; характером наступних природних умов, за яких відбувалося перетворення вихідної речовини.

### **Природні типи вугілля й умови їхнього утворення**

Вугілля поділяється на гумоліти, що утворилися із продуктів перетворення відмерлих вищих рослин; сапропеліти, для яких вихідним матеріалом є нижчі рослини та живі мікроорганізми і сапрогумоліти – перехідний тип між гумолітами і сапропелітами [4, 14].

Серед гумолітів виділені два типи вугілля: гуміти і ліптобіоліти. Вихідним матеріалом гумітів є переважно лігніно-целюлозні тканини рослин; ліптобіолітів – біохімічно стійкі їх компоненти: кутикули, оболонки спор, смоляні тіла, пробкова тканина кори.

Сапропеліти поділяються на власне сапропеліти (богхеда) – продукти перетворення водоростей та гуміто-сапропеліти – перехідні різновиди між власне сапропелітами і сапрогумолітами (кеннель-богхеда, касьяніто-богхеда, черемхіти). З підвищенням вмісту мінеральних домішок сапропеліти перетворюються на горючі сланці.

В органічній речовині сапрогумолітів переважають залишки вищих рослин (спори, кутикули, перероблений торф, підпорядкована кількість сапропельового матеріалу). Серед них виокремлюють кеннелі (з великою кількістю мікроспор) і касьяніти (переважають залишки водоростей).

В утворенні гумолітів вирішальна роль належить сполукам целюлозного комплексу (целюлозі та лігніну), а сапропелітів – білкам, жирам, смолам, воску.

Викопне вугілля в основному належить до гумітів. Ліптобіоліти, сапропеліти і сапрогумоліти становлять прошарки і лінзи в пластах гумітів, зрідка – самостійні пласти і поклади.

Для вуглеутворення необхідні такі сприятливі передумови:

- фітологічні (рослинний матеріал);
- кліматичні (забезпечують масштаби життєдіяльності та інтенсивний розклад матеріалу);
- геотектонічні (умови захоронення матеріалу);
- геоморфологічні (зумовлюють обставини для нагромадження і збереження рослинного матеріалу).

Нагромадження вихідного рослинного матеріалу може бути *автохтонним* і *алохтонним*. У першому випадку горюча копалина залягає на місці росту рослин, у другому – рослини після загибелі переносяться в інше місце, де й відбувається їх розклад і перетворення [16].

Сприятливим середовищем для збереження рослинних залишків є водойми зі стоячою або слабо рухливою водою, де нема вільного доступу повітря. З нагромадженням рослинних відкладів водойми міліють і заболочуються. За необхідної вологості та неперервного поступового занурення літосфери болотний режим зберігається довго. Рослинні залишки нагромаджуються в основному в болотах, меншою мірою – у відкритих озерах. Болота розвиваються там, де є достатня вологість, а випаровування вологи компенсується рясними дощами.

Нагромадження залишків нижчих рослин, які селяться в основному на поверхні відкритих водоймищ і ведуть планктонний спосіб життя, відбувається інакше. Після відмирання водоростей залишки їх падають на дно, змішуються з мінеральними частинами, створюючи напіврідку масу, в якій органічні залишки поступово розкладаються, утворюючи гниючий мул (сапрпель).

#### Стадії вуглеутворення

*Вуглеутворення* – це послідовне перетворення відмерлих рослин у торф, буре та кам'яне вугілля, антрацит, шунгіт і графіт. Воно умовно поділяється на три стадії – біохімічну, хімічну та геологічну [4].

Під час біохімічної стадії в болотних умовах відбувається нагромадження та біохімічний розклад рослинної речовини (тління, перегнивання, гуміфікація), що закінчуються перетворенням її на торф.

Хімічна стадія включає хімічні реакції, що сприяють створенню однорідної колоїдної маси. До них належать: *геліфікація* – перетворення лігніно-целюлозних тканин вищих рослин в умовах обводнювання без доступу кисню в аморфну колоїдну масу (гель); *фюзенізація* – окиснення продуктів геліфікації та залишків лігніно-целюлозних тканин вищих рослин у разі вільного доступу кисню з утворенням твердого колоїду (фюзену); *бітумізація* – перетворення білково-

вуглецево-жирового комплексу нижчих рослин і морських мікроорганізмів у водному середовищі у відновних умовах в бітуми.

Геологічна стадія починається після захоронення торфовища, його перетворення на гірську породу, яка під впливом тиску і підвищеної температури зазнає низку послідовних перетворень (вуглефікацію): торф – буре вугілля – кам'яне вугілля – антрацит – графіт. Вуглефікація супроводжується зменшенням об'єму (в 3,5–12 разів), зміною фізичних властивостей та хімічного складу [5].

*Торф* – горюча корисна копалина, яка утворилася в результаті неповного розкладу рослин і містить у сухій масі не менше 50 % органічного вуглецю. Хімічний склад торфу (%): вуглецю – 50–60, водню – 5–6,5, кисню – 30–40, азоту – 1–3, сірки – 1,5–2,5. Теплотворна здатність торфу за 40 % вологості становить 10–13 МДж/кг [16].

*Буре вугілля* є найнижчою стадією вуглефікації і від торфу відрізняється вищим ступенем перетворення залишків рослин і більш високим вмістом вуглецю (70 %). Густина бурого вугілля – 0,8–1,35 г/см<sup>3</sup>. Межа між торфом і бурим вугіллям приймається за такими показниками: вміст вуглецю – не менше 64 %, вологи – більше 14 %, теплотворна здатність – 20,2 МДж/кг. Буре вугілля поділяють на три групи: *землисте* – Б<sub>1</sub>, *матове* – Б<sub>2</sub> і *блискуче* – Б<sub>3</sub>. Між бурим і кам'яним вугіллям виокремлюється перехідне буре довгополуменеве (БД).

*Кам'яне вугілля* характеризується чорним кольором, сильним блиском, значною густиною (1,3–1,5 г/см<sup>3</sup>). Межа між бурим і кам'яним вугіллям відповідає вмісту вуглецю 75 %, летючих речовин 45–50 %, водню – до 5,5 %, теплотворної здатності – 24 МДж/кг. Між кам'яним вугіллям і антрацитом виокремлюють напівантрацити (НА).

*Антрацит* – вугілля найвищої ступені вуглефікації з високою густиною (1,4–1,7 г/см<sup>3</sup>), чорне з металічним відтінком, високим вмістом вуглецю (не менше 95 %), низьким – летючих компонентів (2–8 %). Антрацити характеризуються високою електропровідністю, низькою реакційною здатністю, стійкістю до впливу агресивних середовищ.

*Метаантрацит* – антрацит вищого ступеня вуглефікації.

*Шунгіт* – порода з високим вмістом високометаморфізованої аморфної органічної речовини, проміжна між антрацитом і графітом. Хімічний склад шунгітів непостійний, в середньому 60–70 % вуглецю, решта – мінеральні домішки. У власних родовищах шунгіту вміст вуглецю становить 96–98 %, вихід летючих речовин – 2 %. За складом шунгіт відповідає метаантрацитам.

*Графіт* органічного походження – це порода найвищої стадії перетворення вугілля, яка характеризується кристалічною будовою.



#### Речовинний склад, фізичні і хімічні властивості вугілля

У ході петрографічних досліджень вугілля (вуглепетрографія) вивчають мікро- і макрокомпоненти.

Виділяється три групи органічних мікрокомпонентів:

- *геліфіковані* (вітриніт) – мікрокомпоненти, які утворилися в результаті геліфікації вихідного рослинного матеріалу; в прохідному світлі мають рожевий, червоний або коричневий колір; відбивна здатність вітриніту прийнята за еталонну;
- *фюзенізовані* (фюзиніт, інертиніт) – продукт фюзенізації лігніноцелюлозних тканин з повним або частковим збереженням клітинної структури; в прохідному світлі непрозорі, у відбитому – жовто-білі;
- *ліпідні* (ліптиніт) – стійкі під час розкладу, гуміфікації і фюзенізації елементи вищих рослин (спори, смоляні тіла, кутікули, корові тканини); у шліфах колір від жовтого до червоного, низька відбивна здатність.

Макрокомпоненти (літотиби) вугілля – його складові частини, які розрізняються неозброєним оком за фізичними властивостями (блиском, кольором, зломом, структурою, текстурою, тріщинуватістю). У гумолітах виділяють такі основні літотиби:

- *вітрен* (скляний) – складений компонентами групи вітриніту, утворює в пластах вугілля вузькі лінзоподібні прошарки (3–20 мм), характеризується чорним кольором, сильним блиском, раковистим зломом, добре вираженою ендегенною вертикальною тріщинуватістю;
- *кларен* (блискучий) – складений компонентами групи вітриніту (більше 75 %), меншою мірою ліптиніту та інертиніту; утворює потужні верстви, іноді пласти вугілля; за фізичними властивостями близький до вітрину, відрізняється від нього слабкішим блиском;
- *дюрен* (твердий) – складається із компонентів групи ліптиніту та інертиніту в різних співвідношеннях, сумарна кількість яких може сягати 75 %, присутні геліфіковані цементуючі компоненти (вітриніт) – 10–25 %; характеризується щільною однорідною будовою, матовим і жирним блиском, високою твердістю і в'язкістю;
- *фюзен* (витягнутий, волокнистий) – складений компонентами групи інертиніту, які зцементовані невеликою кількістю вітриніту, за зовнішнім виглядом нагадує деревне вугілля, сірого, темно-сірого кольору, матовий, волокнистий, з низькою механічною міцністю; утворює в пластах вугілля лінзи, гнізда, примазки (до 1–2 см), деколи пласти (Кузбас).

Основними компонентами вугілля є органічна маса, мінеральні домішки і волога.

*Органічна маса* – продукт перетворення в надрах землі рослинного матеріалу і простих живих організмів, складається з різних компонентів, в хімічному відношенні – складна високомолекулярна сполука, структура якої недостатньо вивчена. В її складі переважає вуглець, менше значення мають водень, азот, сірка і деякі інші елементи.

В результаті вуглефікації в органічній масі вугілля збільшується вміст вуглецю і відповідно зменшується вміст кисню, водню, азоту.

*Мінеральні домішки* представлені неорганічним матеріалом, розсіяним в органічній масі вугілля або присутній у вигляді жил, конкрецій, гнізд, прошарків. Переважають (до 60–80 %) глинисті мінерали (ілліт, серицит, каолінит, монтморилоніт), у підпорядкованій кількості присутні карбонатні мінерали (сидерит, кальцит, анкерит, доломіт), сульфід заліза (пірит, марказит) і кварц.

*Волога* частково входить до органічної маси вугілля (пірогенетична вода), міститься в кристалічних ґратках деяких мінералів (гідроксильна вода). Більша частина води утримується сорбційними і капілярними силами в мікропорах (зв'язана вода) або знаходиться у великих порах і тріщинах (вільна вода). Сумарна частка зв'язаної і вільної води (загальна вологість) становить від 16 % у щільному до 60 % – у бурому вугіллі, зменшуючись до 6–14 % в кам'яному вугіллі й антрациті.

Основні фізичні властивості: колір, блиск, відбивна здатність, густина, твердість, злом, структура, текстура, електропровідність [8].

*Колір* вугілля змінюється від бурого і темно-сірого до чорного. Буре вугілля є світло-коричневим, кам'яне – чорним із сіруватим відтінком, антрацити – сірі, сірувато-чорні з металевим відтінком.

*Блиск* – відрізняють блискуче, напівблискуче, напівматове і матове вугілля, виділяють також відтінки блиску (жирний, смолистий, скляний, алмазний, шовковий). У вугіллі блиск збільшується у разі переважання компонентів групи вітрену та підвищення стадії вуглефікації, знижується – у разі збільшення вмісту інертиніту та ліптиніту, а також зольності.

*Відбивна здатність R* характеризує ступінь відбиття світла, що падає перпендикулярно на поліровану поверхню і є однією з дуже важливих оптичних констант мікрокомпонентів, особливо вітреніту, що дає змогу визначити стадію вуглефікації вугілля. Відбивна здатність вимірюється за допомогою фотометрів у природному чи поляризованому світлі в повітряному ( $R_a$ ) й імерсійному (кедровому маслі –  $R_o$ ) середовищі. Середні значення цих показників для вітриніту різних типів вугілля таке:

	$R_o$ , %	$R_a$ , %
буре вугілля	0,30–0,49	5,8–6,9
кам'яне вугілля	0,50–2,49	7,0–11,6
антрацити	2,5–5,5	11,7–15,0 (і більше)

*Густина* бурого вугілля становить 0,8–1,35 г/см<sup>3</sup>, кам'яного – 1,08–1,35 г/см<sup>3</sup>, антрациту – 1,37–1,78 г/см<sup>3</sup>.

*Твердість* бурого вугілля за шкалою Мооса дорівнює 2, кам'яного – 2,5–3, антрацитів – 3,4.

*Мікротвердість* від бурого вугілля до антрацитів збільшується в 5 разів (від 6–16 до 91 н/мм<sup>2</sup>).

*Злом* характеризує характер поверхні, що утворюється в результаті розколювання вугілля поза площиною нашарування. У бурого вугілля спостерігається землистий і нерівний злом, у кам'яного вугілля і антрацитів – зернистий і раковистий.

*Структура* визначається формою і розміром вуглеутворювальних компонентів. Найпоширенішою є уламкова рівномірно- і різнозерниста структура. Для фізенового вугілля характерна різнорідна будова, хвилясто-волокниста структура, кларенового – однорідна будова, бурого – лігнітова структура, ліптобіолітового – листувата.

*Текстура* вугілля визначає характер просторового розташування і розподілу в ньому складових частин. За станом вугілля буває щільним, з масивною стрічковою і шаруватою текстурою (матові дюренові і сапропелеві різновиди) і крихким (буре) із землистою текстурою.

*Електропровідність*. На низьких стадіях вуглефікації вугілля поводить себе як діелектрик, на середній – як напівпровідник, на високій (антрацити) – як провідник. Питомий електричний опір ( $\rho$ , Ом · м) коливається в межах: бурого вугілля – 10–200, кам'яного – 10<sup>2</sup>–10<sup>6</sup>, антрацитів – 10<sup>-3</sup>–10. Цей показник нормується для антрацитів, що використовується у виробництві термоантрацитів.

Крім названих властивостей, вивчають показники заломлення і двозаломлення, тріщинуватість і загальну пористість, пружні і акустичні властивості, міцність і відокремленість.

При вивченні властивостей вугілля проводять технічний і елементний аналіз, встановлюють коксифікаційність, спіклівість, вихід смоли тощо. Переважаюча більшість з цих показників регламентується ГОСТом 27 313-87. В залежності від них вугілля позначається буквами латинського алфавіту, які мають верхній і нижній індекси.

До найважливіших властивостей вугілля належать: вологість, зольність, вихід летючих речовин, сірчаність, елементний склад.

*Вологість (W)* – відношенню маси загальної вологи до маси вугілля (%), поділяється на загальну або робочу ( $W_t$ ), що міститься у вугіллі в природних умовах (забої) і лабораторну або аналітичну ( $W^a$ ), яка зберігається у вугіллі за нагрівання до 105 °С. Загальна вологість – один з основних показників якості вугілля, вона досягає в торфі 90 %, у бурому вугіллі – 16–60 %, кам'яному – 4–6 %, антрацитах – 3–8 %.

*Зольність (A)* – відношення маси твердого негорючого залишку, отриманого після спалювання вугілля в стандартних умовах до маси палива. На практиці використовують зольність сухого палива  $A^d$ .

За вмістом золи вугілля поділяється на малозольне ( $A^d$  менше 10 %), середньозольне ( $A^d$  – 10–20 %) і високозольне ( $A^d$  більше 20 %). Підвищення зольності зменшує питому теплоту згоряння, негативно відбивається на технології коксування, якості коксу. Верхня межа зольності сухого палива для різних типів вугілля і басейнів становить 40–45 %, вище якої порода називається вуглисто-глинистою.

*Вихід летючих речовин* – кількість газо- і пароподібних продуктів, що виокремлюються з вугілля під час його нагрівання до 850°C у стандартних умовах без доступу кисню. До складу цих речовин належить вода, легкі вуглеводні ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ), газу ( $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ,  $NH_3$ ). Вихід летючих речовин перераховують на суху і бензолну, так звану горючу масу ( $V^{daf}$ , %), яка є основним класифікаційним параметром викопного вугілля, що змінюється від 67–41 % (буре вугілля) до 10 % (антрацити).

*Сірчаність (S)* – відношення маси загальної сірки ( $S^d_t$ ) до маси вугілля. Загальна сірка містить сульфідну (значно переважає), сульфатну, органічну й елементарну сірку. За вмістом загальної сірки вугілля поділяється на малосірчане (0,5–1,5 %), середньосірчане (1,6–2,5), сірчане (2,6–4,0) і високосірчане (більше 4 %) [9]. Визначення сірчаності є обов'язковим для характеристики вугілля.

*Елементний склад вугілля* – хімічні елементи вугілля:

- вуглець – визначає теплотворну здатність вугілля, вміст залежить від стадії вуглефікації: торф – 55–60 %, буре вугілля – 63–77, кам'яне – 74–92, антрацит – 89–97 %;
- водень також є джерелом тепла, його теплоємність в 4,2 рази більше вуглецю; вміст визначається складом вихідної речовини (гуміти – 1,0–6,5 %, сапропеліти – 7–12 %) і стадією вуглефікації (торф – 4,6–6,5 %, буре вугілля – 4,0–6,3, кам'яне вугілля – 3,7–5,1, антрацит – 1,0–3,7 %);
- кисень і азот – баластні компоненти вугілля, їх вміст вимірюється на горючу масу і зменшується зі збільшенням ступеня вуглефікації;
- фосфор належить до шкідливих домішок, оскільки з коксу він переходить у чавун і різко знижує якість отриманого металу.

Важливою характеристикою вугілля є *питома теплота згоряння* – кількість теплоти, що виділяється при повному спаленні одиниці маси вугілля (в мегаджоулях на кілограм). Визначається експериментально в калориметричній бомбі і поділяється на вищу і нижчу. Вища теплота згоряння включає тепло органічної маси палива, води й кислот, які практично не використовуються; нижча – виражає кількість тепла з урахуванням баласту (вологи і золи), що практично можна реалізувати у процесі спалювання. Вона визначається за формулою [14]:

$$Q_{i^r} = Q_{s^r} - \gamma (W_{i^r} + 8,94H^r), \text{ де}$$

$Q_{s^r}$  – вища питома теплота згоряння;  $W_{i^r}$  – загальна волога;  $H^r$  – вміст водню на робочий стан;  $\gamma$  – коефіцієнт, що враховує тепло, яке виділяється за рахунок води (5,86 – в ккал/кг, 24,62 – в МДж/кг).

Вища питома теплота згоряння гумолітів збільшується з підвищенням ступені вуглефікації: буре вугілля – 25,5–32,6 МДж/кг, кам'яне – 30,6–36,8, антрацит – 33,5–35,6 МДж/кг. Для порівняння теплового ефекту від спалювання фізичних видів палива і вугілля різної якості використовують поняття "умовне паливо" з нижчою питомою теплоотою згоряння 29,3 МДж/кг (7 000 ккал/кг).

У результаті згоряння вугілля утворюється кокс – нелетючий горючий залишок після термічного розкладу вугілля без доступу повітря і видалення з нього летючих речовин. За зовнішнім виглядом і міцністю він змінюється від порошкоподібного (у бурого вугілля й антрацитів) до добре сплавленого зі сріблястим блиском (коксове і частина жирного вугілля). Кокс із вугілля інших стадій вуглефікації має меншу міцність. Для отримання з нього якісного коксу для металургії в необхідних пропорціях використовується суміш-шихта.

У процесі утворення коксу відбувається спікання вугілля – воно стає пластичним, однорідним, окремі зерна зв'язуються або спікаються. Спікливість вугілля визначається пластометричним і дилатометричним методами, а коксівність – дилатометричними методами і за системою Грей-Кінга..

Пластометричним методом встановлюють числове значення усадки  $X$  і товщини пластичного шару  $Y$  у вугіллі. Усадка в результаті зменшення об'єму вугілля у зв'язку з виділенням газоподібних продуктів вимірюється від початкової висоти вугільного навантаження. Товщина пластичного шару – це потужність частини проби вугілля, що міститься в пластичному стані і визначається проколюванням голкою.

Показник  $R_g$  характеризує механічну міцність нелетючого залишку (жирне і коксове вугілля – більше 45, газове і пісно-спікливе – 20–45, решта – 5–20, антрацити – 0).

Дилатометричні дослідження виконуються під час нагрівання порошкоподібного вугілля у вузькій каліброваній трубці, що має поршень (дилатометр). У процесі нагрівання відбувається стискання і розширення вугілля. Коксівна здатність – це показник максимального розширення (витискання) вугілля.

Тип коксу за системою Грей-Кінга встановлюється порівнянням зовнішнього вигляду і міцності коксу, отриманого з вугілля з інертним матеріалом і шкалою еталонних коксів: А – порошкоподібний, В – легко спікливий, D – помірно твердий, Е – дуже розтрісканий твердий, F – твердий, G – твердий з чітким металічним звуком,  $G_1$  – легко випнутий,  $G_2$  – помірно випнутий,  $G_3$  – дуже випнутий.

#### Галузі використання і вимоги до сировини

Природне вугілля є механічною сумішшю кусків вугілля та пустої породи. Існують такі методи обробки вугілля: сортування, збагачення, брикетування. Тільки після цього його відправляють споживачам.

*Сортування* вугілля – це поділ його на класи за розміром кусків (табл. 3.1) методом просіювання. Дрібняк – це куски вугілля не рядового розміром менше 6 мм. Вугілля менше 0,5 мм належить до шламу.

Таблиця 3.1

**Класифікація вугілля за розміром кусків**

Клас вугілля	Умовне позначення	Розмір кусків, мм
Плитне	П	100–200 (300)
Крупне	К	50–10
Горіх	О	25–50
Дрібне	М	13–25
Сім'ячко	С	6–13
Штиб	Ш	0–6
Рядове	Р	0–200 (300)

*Збагачення* – це підвищення концентрації органічної маси шляхом видалення мінеральних домішок.

*Брикетування* – це окускування крихкого бурого вугілля, дрібняку та відходів збагачення кам'яного вугілля під тиском.

У народному господарстві вугілля використовують в енергетиці, технологічному і енерготехнологічному процесах.

Переважну частину (60–65 %) видобутого в Україні вугілля використовують в енергетиці для шарового спалювання, спалювання в пилоподібному стані у відбивних печах, спалювання в топках суден, енергопоїздів, для комунальних і побутових потреб. Для шарового і пилоподібного спалювання застосовують вугілля марок Г, Ж, П, що не використовується для коксування, марок Д і А із зольністю  $A^d$  до 30 %, вологістю  $W_t$  не більше 16 % і теплотою згорання  $Q_{s^v}$  не нижче 20,2 МДж/кг. Для плавки мідних концентратів і спікання глиноземних шихт у відбивних печах використовують вугілля марок Г і ПС із зольністю  $A^d$  до 18,5 %, вологістю  $W_t$  не більше 11,5 % і виходом летючих компонентів  $V^o$  не менше 37 %. У топках суден використовують сортоване малозольне (10–12 %) вугілля марки Г, антрацити і несортоване вугілля марки Ш ( $A^d$  – 10–12 %). Для паровозів призначено вугілля марок Д, Г, П, А (не придатне для коксування) із зольністю до 25 %, вологістю не більше 15,5 % і температурою плавлення золи не менше

1200 °С. Для побутових потреб використовують вугілля марок Д, Г, П, А (не придатне для коксування) із зольністю до 20 %, вологістю не більше 14 %, теплотою згорання не менше 22 МДж/кг.

Технологічне використання вугілля (приблизно 20 % видобутого), вимагає застосування особливих способів його переробки. Передусім це суха перегонка без доступу повітря: високотемпературна – 900–1050 °С (коксування) і низькотемпературна – 500–550 °С (напівкоксування) з отриманням високоякісного палива, рідких і газоподібних продуктів розкладу вугілля – цінної хімічної сировини.

Для коксування використовують донецьке вугілля марок Г, Ж, К, П і А із зольністю до 36 %, сірчаністю не більше 4,5, вологістю не вище 12, виходом летючих речовин 22–42 % і товщиною пластичного шару не менше 6 мм. Для напівкоксування використовують вугілля марки Д, із зольністю до 5,5 %, вологістю не більше 9 %, середньою питомою теплотою згорання – 27,8 МДж/кг.

Важливими методами переробки вугілля є також газифікація та гідрогенізація.

*Газифікація* – перетворення органічної маси твердого палива в газогенераторах різних систем. Залежно від виду дуття отримують генераторний газ певного складу. Для газогенераторів стандартного типу використовують донецьке збагачене кам'яне вугілля й антрацити (марки Д, Г, А) із зольністю до 8,5 %, вологістю не більше 7, сірчаністю не вище 3 %, температурою плавкості золи не менше 1250 °С.

Великий інтерес представляє підземна газифікація вугілля, коли органічна маса перетворюється на газ, а на місці вугільного пласта залишається зола і шлам. Вперше в світі процес підземної газифікації вугільного пласта здійснено в м. Горлівці. Отриманий газ мав такий склад: CO<sub>2</sub> – 9–11 %, CO – 15–19, H<sub>2</sub> – 14–17, CH<sub>4</sub> – 1,4–1,5, N<sub>2</sub> – 55 %, Q<sub>t</sub> – 4,2 МДж/м<sup>3</sup>. Зараз підземні газогенератори працюють у Росії, США, Великій Британії та Чехії.

*Гідрогенізація* – це обробка вугілля воднем під тиском 5–30 МПа за температури 380–550 °С, в результаті чого відбувається руйнування високомолекулярних сполук, утворюються ненасичені молекули і до них приєднується водень. Для гідрогенізації використовують малозольне і малосірчане вугілля з вмістом вуглецю не більше 85 % і водню не менше 4,5 %. При сучасній технології гідрогенізації 1 т горючої маси можна отримати 650–700 кг рідких продуктів – моторне паливо, мастила, хімічні продукти і 150–180 м<sup>3</sup> газів для органічного синтезу.

Виробництво електродів, термоантрациту, карбіду кальцію і кремнію, електрокорунду здійснюється за високих температур і для цього потрібне вугілля з малим виходом летючих речовин (антрацит) і кокс.

### Розділ 3. Вугільні басейни України

Вимоги до антрациту для технологічного використання наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

#### Вимоги до антрациту для технологічного використання

Призначення	Граничні показники, %					Термічна стійкість, %	Механічна міцність, %	Граничний вміст дрібняка, %
	$W_t^r$	$A^d$	$S_t^d$	$P_t^d$	CaO			
Електродний антрацит	6,0	5,0	2,0	-	-	$\geq 60$	$\geq 32$	5
Ливарний термоантрацит	6,0	10,0	2,5	-	-	$\geq 60$	$\geq 38$	12
Електрокорунд	6,0	7,0	2,0	-	0,4	-	-	-
Карбід кальцію	6,5	6,5	1,5	0,05	-	-	-	5-17
Карбід кремнію	-	2,0	1,5	-	-	-	-	-

Екстрагування бітумів здійснюється для отримання жирів, воску і смол. Найбільший промисловий інтерес представляє гірський віск (монтан-віск), що використовується в електротехнічній та ливарній промисловості. Його отримують з бурого вугілля  $B_1$ .

Гумінові кислоти використовують для очищення котлів, виробництва вугледужних реагентів, для буріння свердловин, отримання добрив. Їх отримують з бурого вугілля з  $A^d$  30 %,  $W_t^r \leq 58$  %, виходом гумінових кислот НА не менше 60 %.

Для виробництва активованого вугілля, що має високі адсорбційні та гідрофобні властивості, використовують вугілля марок ПС і Т із зольністю до 6 %, вологістю до 10, сірчаністю до 0,5 %, виходом летючих речовин до 22 %, питомої теплоти згорання не менше 27,6 МДж/кг.

Вугілля використовують для виробництва цегли, цементу, вапна, термографіту, спікання глинозему, агломерації руд.

Для вапнякових печей (шахтні пересипні печі та печі з виносними газовими топками) використовують донецьке збагачене вугілля марок Д, Г, А із зольністю не більше 15 і вологістю 10 %; для цементних печей (обертові та шахтні печі) – марок Ж із зольністю не більше 15 і вологістю не більше 12,5 %; для випалювання цегли в кільцевих і тунельних печах – марок Д, Г, П, А із зольністю не більше 37,5 %, вологістю не більше 16 %, питомою теплотою згорання 18,6–29,4 МДж/кг.

Вихідним продуктом для агломерації (окускування) руд є шихта, яка крім руд і концентратів містить коксовий дрібняк (до 3 мм), антрацитовий штиб (до 3 мм), пісне вугілля (до 3 мм), вапняк і поворот (бракований дрібний агломерат). Донецький антрацитовий штиб повинен мати зольність до 15 %, вологість до 9 %, сірчаність до 2 %.



Стійке до вивітрювання, в'язке і міцне вугілля, що добре полірується (гагат), часто використовують для виготовлення художніх виробів, скульптур і як облицювальний матеріал [5].

В Україні підтверджені запаси кам'яного та бурого вугілля становлять 45 312,1 млн т, загальні ресурси – 99 698,1 млн т (табл. 3.3). Запаси кам'яного вугілля підраховано до глибини 1200–1500 м, прогнозні ресурси – до 1800–2000 м, бурого вугілля – до 100–300 м [6, 13].

**Таблиця 3.3**

**Запаси та ресурси вугілля України (млн т)**

Басейн, вугленосна площа	Об'єктів		Запаси (на 01.01.2004 р.)			Прогнозні ресурси
	усього	експлуатується	підтверджені (A+B+C <sub>1</sub> )	експлуатуються	Імовірні (C <sub>2</sub> )	
Україна всього	981	180	45312,1	9142,0	11341,7	43044,3
Кам'яне вугілля,	807	173	42717,5	9051,4	11042,5	37962,5
у т.ч. антрацити	-	41	6326,4	1695,1	1381,0	2948,6
Буре вугілля	174	7	2594,6	90,6	299,2	5081,8
у т.ч. для відкритої розробки	32	6	914,7	74,7	3,3	1018,9
Донбас, усього	749	159	41841,0	8835,5	10783,3	31716,0
кам'яне вугілля	746	159	41555,3	8835,5	10783,3	30431,9
у т.ч. антрацити	-	41	6326,4	1695,1	1381,1	2948,6
буре вугілля	3	-	286,7	-	-	1284,1
Львівсько-Волинський басейн, усього	45	14	1162,2	216,0	259,2	1103,4
кам'яне вугілля	45	14	1162,2	216,0	259,2	1103,4
Дніпровський басейн, буре вугілля	149	6	1878,7	89,0	299,2	1750,0
у т.ч. для відкритої розробки	29	5	523,2	73,1	3,3	451,8
ДДЗ, усього	34	-	389,9	-	-	8317,5
кам'яне вугілля	16	-	-	-	-	6427,2
буре вугілля	17	-	389,9	-	-	1890,3
у т.ч. для відкритої розробки	1	-	389,9	-	-	491,8
Закарпатська вугленосна площа, буре вугілля	4	1	39,2	1,6	-	7,1
у т.ч. для відкритої розробки	1	1	1,6	1,6	-	-
Прикарпатська вугленосна площа, буре вугілля	1	-	-	-	-	150,3
у т.ч. для відкритої розробки	1	-	-	-	-	150,3

Основна частина підтверджених запасів (94,3 %) представлена кам'яним вугіллям: довгополуменевим, довгополуменевим газовим, газовим вугіллям, антрацитами. Підтверджені запаси бурого вугілля становлять 914,7 млн т. У Донецькому басейні зосереджено 92,3 % підтверджених запасів вугілля.

Кам'яне вугілля добувають 173 шахти, підтверджені запаси яких становлять 9 051,4 млн т. У Донбасі будують чотири шахти з проектною потужністю 7,5 млн т на рік, запаси яких становлять 866,4 млн т, представлені коксівним вугіллям та антрацитами. Підготовлено резерв розвіданих ділянок кам'яного вугілля для будівництва вугільних шахт, що залучає 51 ділянку потужністю 100,6 млн т вугілля на рік, запаси їх становлять 8423,8 млн т (коксівного – 39,5 %, антрацитів – 11,4 %).

Резерв для будівництва нових підприємств з видобутку бурого вугілля становить 1063,4 млн т і включає 16 ділянок з виробничою потужністю 24,3 млн т вугілля на рік; з них для будівництва шахт – шість ділянок потужністю 5,8 млн т і для будівництва розрізів – десять ділянок потужністю 18,5 млн т.

У 2003 р. в Україні видобували вугілля 180 підприємств, з них 173 шахти – кам'яне вугілля, одна шахта і шість розрізів – буре (табл. 3.4).

**Таблиця 3.4**

**Видобуток вугілля по басейнах у 2003 р.**

Корисна копалина	Видобуток, млн т			
	Усього	у тому числі по басейнах		
		Донецький	Львівсько-Волинський	Дніпровський
Вугілля кам'яне	<u>78,673</u> 53,444	<u>75,692</u> 51,962	<u>2,981</u> 1,482	-
у тому числі коксівне	<u>37,509</u> 26,443	<u>37,509</u> 25,413	— 1,030	-
Антрацити	<u>17,418</u> 13,326	<u>17,418</u> 13,326	-	-
Буре вугілля	<u>0,637</u> 0,598	-	-	<u>0,637</u> 0,598
у тому числі для відкритої розробки	<u>0,637</u> 0,597	-	-	<u>0,637</u> 0,598

Чисельник – дані Держкомстату, знаменник – маркшейдерські виміри

В Україні виникла парадоксальна ситуація, коли виробничі потужності шахт і розрізів використовуються на 65–70 %, в основному через нестачу коштів для своєчасної підготовки очисних забоїв, а кошти споживачів вугільної продукції використовують на закупівлю вугілля

### Розділ 3. Вугільні басейни України

в інших державах. Держави, з якими Україна здійснює торгівлю кам'яним вугіллям, наведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5

**Зовнішня торгівля України кам'яним вугіллям (млн т)**

Країна-експортер, річний обсяг		Країна-імпортер, річний обсяг	
1-5	до 0,1	0,5-1,5	0,01-0,4
Росія Польща	Казахстан Австралія	Болгарія Словаччина Молдова	Бельгія, Велика Британія, Греція, Єгипет, Ірландія, Італія, Нідерланди, Польща, Румунія, США, Туреччина, республіки колишньої Югославії

Починаючи з 1993 р. експортні поставки українського вугілля зменшилися через посилену конкуренцію з боку російських і польських експортерів, які пропонують дешевше і часто якісніше вугілля. Незважаючи на складну ситуацію, частина споживачів в Європі має потребу саме в українському вугіллі, а близькість морських портів до основних центрів видобутку дає змогу зменшувати ціну вугілля. Для вугілля марок Д і Г потенціальними ринками є Греція, Болгарія, Данія, Албанія, які використовують вугілля для комунально-побутових потреб. Невеликі запаси у світі антрацитового палива, яке характеризується високою калорійністю, а головне – бездимністю, зумовлює попит на нього на європейському (Італія, Франція), північно-африканському (Єгипет) і близькосхідному регіонах, що відкриває додаткові можливості для України.

#### Генетична і промислова класифікація родовищ вугілля

Існує значна кількість класифікацій вугілля: генетичних, заснованих на особливостях його походження, промислових – на технологічних властивостях, промислово-генетичних та ін.

Перша класифікація вугленосних басейнів і родовищ запропонована у 1862 р. К. Науманом [15], в якій автор відокремив два типи вугленагромадження: *паралічний* (прибережний) та *лімнічний* (озерний). Ці уявлення збереглися й донині [19].

Зараз найпоширенішою є генетична класифікація вугленосних басейнів, побудована за тектонічним принципом з урахуванням геотектонічних умов нагромадження вугленосних формацій [7]. За характером тектонічних режимів виокремлюються басейни трьох типів: геосинклінальні, платформні і перехідні [16].

Для геосинклінальних басейнів характерна велика потужність вугленосних відкладів (10–15 км) з чітким і частим чергуванням порід різного складу, значна кількість (до декількох сотень) пластів кам'яного вугілля помірної потужності, їх витриманість, лінійна складчастість, розвинена система розломів, наявність зональності метаморфізму вугілля по вертикалі (правило Хільта-Скока) і по площі.

Платформним басейнам властива мала потужність вуглистої товщі (від сотень метрів і менше), наявність бурого вугілля, невелика кількість пластів (десятки – перші десятки метрів), які характеризуються незначною витриманістю і мають різну потужність (від десятків до сотень і більше метрів). Залягання вугленосних відкладів горизонтальне або полого, амплітуда розривних порушень незначна.

Для басейнів перехідного типу характерні проміжні значення потужностей вугленосної товщі та пластів вугілля, їх кількості і ступеня витриманості. Особливістю тектонічної будови таких басейнів є розвиток брахіантиклінальних складок, у тому числі куполоподібних.

Існують політичні басейни, де розвинуті декілька типів, наприклад, Донецький, де зі сходу на захід спостерігається послідовна зміна геосинклінального типу на платформний. Відповідно антрацити змінюються довгополуменевим, а в західній частині – бурим вугіллям.

За складом вихідного рослинного матеріалу виокремлюються групи гумолітів і сапропелів, які поділяються на класи та підкласи.

Промислово-генетичні класифікації, як правило, мають регіональний характер і належать до локальних басейнів з властивими їм особливостями умов утворення і якості вугілля.

Найрозповсюдженішими є промислові (марочні) класифікації вугілля, за показниками, що характеризують його придатність до промислового використання. ГОСТом 2543-88, прийнятим для вугільних басейнів, викопне вугілля за величиною показників (вітриніту, теплоти згоряння беззольного палива і виходу летючих речовин у перерахунку на сухий беззольний стан) поділяється на три види: буре, кам'яне, антрацити (табл. 3.6).

Таблиця 3.6

Розподіл викопного вугілля на види [16]

Вид вугілля	Показник відбиття вітриніту в імерсійному середовищі, $R_o$ , %	Вища питома теплота згоряння $Q_s^{daf}$ , МДж/кг (ккал/кг)	Вихід летючих речовин $V^{daf}$ , %
Буре	< 0,60	< 24 (100,56)	-
Кам'яне	0,40–2,59	≥ 24 (100,56)	≥ 8
Антрацит	≤ 2,20	-	< 8

### Розділ 3. Вугільні басейни України

У кожному з видів за показником відбиття виокремлюють класи, за петрографічним складом – категорії та типи. За вологістю палива ( $W_{max}^{daf}$ ) виділяють 6 типів бурого вугілля, за масовим виходом летючих речовин ( $V^{daf}$ ) – 21 тип кам'яного вугілля, за об'ємним виходом летючих речовин ( $V_{ob}^{daf}$ ) – 4 типи антрацитів.

Залежно від ступеня вуглефікації та технологічних властивостей (показник відбиття вітриніту –  $R_o$ , сума фюзенізованих компонентів –  $\Sigma OK$ , максимальна вологомісткість –  $W_{max}^{daf}$ , вихід летючих речовин –  $V^{daf}$  і  $V_{ob}^{daf}$ , вихід смоли напівкоксування –  $T_{sk}^{daf}$ , товщина пластичного шару –  $Y$ , анізотропне відбиття вітриніту –  $A_o$ ) в промисловій класифікації виокремлюють такі марки вугілля: буре (Б), довгополуменеє (Д), газове (Г), жирне (Ж), коксове (К), пісне скіпливе (ПС), пісне (П) і антрацит (А). Трапляються і перехідні різновиди: довгополуменеє газове (ДГ), газове жирне (ГЖ), коксове жирне (КЖ), коксове слабоскіпливе (КС), напівантрацити (НА) (табл. 3.7).

Таблиця 3.7

Схема промислової (марочної) класифікації вугілля [16]

Марка вугілля	Вологість $W_t, \%$	На беззолну і безводну речовину, %				Теплота згоряння $Q_{s}^{daf}$ , МДж/кг	Скіпливість мм
		Вихід летючих, $V^{daf}$	Вміст				
			С	Н	О		
Буре (Б)	10–25	39–67	58–76	4,5–5,9	20–29	< 23,9	0
Довгополуменеє (Д)	4–10	35–46	76–80	4,9–5,6	Зменшення До 0,2–1,5	32,2–33,5	0–14
Газове (Г)	1,3–2,5		80–84,5	5,4–5,8		33,0–35,7	0–30
Жирне (Ж)	0,4–1,7	25–40	84–89	4,9–5,7		35,5–35,9	9–40
Коксове (К)	0,3–0,9	18–28	88,5–90,5	4,5–5,0		35,7–36,6	5–32
Пісне скіпливе (ПС)	0,5–0,8	14–19	90–91,7	4,5–4,9		36,4–36,8	–
Пісне (П)		4–14	90,7–92,7	3,7–4,3		35,7–36,4	0–25
Напівантрацити (НА)	0,7–0,8	5–6	92,2–92,5	3,3–3,5		35,7–35,9	0
Антрацити (А)	0,9–3,2	1–2	95,1–97,5	0,8–1,9		33,5–34,5	0

Широко використовується кодова Міжнародна класифікація вугілля, за якою кам'яне вугілля поділяється на 9 класів і 4 групи з десятьма підгрупами, які позначаються кодом з трьох цифр. Перша вказує на клас вугілля (вихід летючих речовин на горючу масу, теплота згоряння); друга – на групу (здатність до скіпливості); третя – здатність вугілля до коксування (тип коксу). Кодові значення відповіда-

ють: 100 – антрациту, 333–435 – коксовому вугіллю, 435–635 – жирному, 800–811 – довгополуменевому. Буре вугілля поділено на шість класів згідно вологомісткості  $W_r$ , п'ять груп за виходом смол  $T^{daf}$ , %.

## ДОНЕЦЬКИЙ ВУГІЛЬНИЙ БАСЕЙН

Донецький басейн розташований на південному сході України (Донецька, Луганська, Дніпропетровська області) частково – у Російській Федерації (Ростовська обл.). Простягається він у субширотному напрямі на 650 км, завширшки 150 км, загальна площа – 60 тис. км<sup>2</sup>, він є одним з найбільших промислових регіонів України. Вугільна промисловість Донбасу існує майже 200 р. 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, золото та ін.

Перші відомості про вугілля Донбасу пов'язані з експедицією Петровської Берг-колегії на чолі з відомим рудознавцем Г.Г.Капустіним (1721–1725 рр.). Промислове освоєння басейну розпочато в 1785 р., коли був побудований перший ливарний завод і заснований нинішній Луганськ. І вже 200 р. Донбас інтенсивно вивчається й експлуатується, що дало змогу назвати його “всесоюзною кочегаркою”, де видобувається найвисокоякісніше вугілля. Завдяки зусиллям багатьох вчених і геологів-вугільників (Ф.Н. Чернишов, Л.І. Лутугін, П.І. Степанов, О.З. Широков, А.К. Матвеев та ін.), Донбас за ступенем геологічної вивченості займає перше місце не тільки в СНД, а й в Європі.

### Геологічна будова

Донбас складений потужною товщею осадових палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів, які залягають незгідно з розвитком на вивержених і метаморфічних породах докембрію (рис. 3.2).

*Докембрій* представлений кристалічними породами фундаменту, які виходять на поверхню на південній і південно-західній окраїнах басейну. В центральній частині вони розташовані на великій глибині (більше 10–12 км) і знов виходять на поверхню в районі зчленування Донбасу з Воронезьким кристалічним масивом. Метаморфічний комплекс докембрію представлений західно-приазовською (палеоархей), осипенківською (мезоархей) центрально-приазовською (неоархей) серіями, садовою, гуляйпольською світами, до яких входять гнейси, гранітогнейси, мігматити, піроксен-мігматитові кварцити (Маріупольське залізорудне родовище). Серед магматичних порід найбільш роз-

### **Розділ 3. Вугільні басейни України**

---

повсюджені палеопротерозойські анадольські граніти, сієніти (Октябрський масив) і граніти Кам'яних могил, а також дайковий комплекс (мончікіти, камптоніти, грорудити), які характеризують платформний етап розвитку субстрату Донбасу [18].



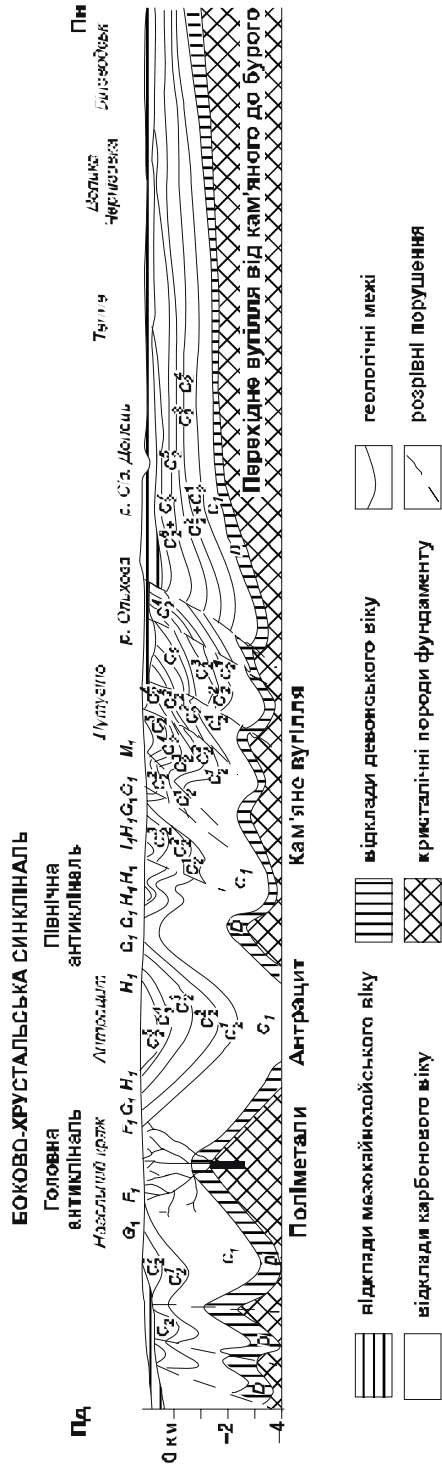


Рис. 3.2. Схеми геологічної будови і геологічний розріз Донецького басейну [14]

#### Стратиграфія

Основними стратиграфічними підрозділами Донбасу є девон, карбон, перм, триас, юра, крейда, палеоген, неоген, четвертинна система.

**Девон** залягає в основі осадової товщі на еродованій поверхні докембрію на південно-західній окраїні басейну, за літологічними ознаками поділяють на три світи: *миколаївську* (“білий девон”) – ейфельський і живетський яруси; *долгинську* (“бурий девон”) – франкський ярус; *роздольнинську* (“сірий девон”) – фаменський ярус, представлені породами теригенно-осадового й ефузивного комплексів.

**Карбон** трансресивно залягає на породах верхнього девону або безпосередньо на кристалічному фундаменті. Нижня частина його розрізу представлена вапняками турнейського і візейського ярусів потужністю 300–600 м. Вище розташована потужна (15–18 км) паралічна товща, що складається з нашарування пісковиків (25–30 %), аргілітів і алевролітів (65–70 %), з підпорядкованими їм пластами та прошарками вапняків (1 %) і вугілля (1 %). Загальна кількість пластів і прошарків вапняків становить 200–250, вугілля – 300.

Кам'яновугільні відклади Донбасу представлені трьома відділами: нижнім ( $C_1$ ), середнім ( $C_2$ ) і верхнім ( $C_3$ ). За традиційною схемою стратиграфії Донбасу кожний відділ поділявся на світи: нижній на п'ять, середній – на сім, верхній – на три. Кожна світа мала свій індекс (порядковий номер) у розрізі відділу:  $C_1^1, C_1^2, C_1^3, C_1^4, C_1^5$  – для нижнього,  $C_2^1, C_2^2, C_2^3, C_2^4, C_2^5, C_2^6, C_2^7$  – для середнього,  $C_3^1, C_3^2, C_3^3$  – для верхнього. Кожній світі була присвоєна порядкова буква латинського алфавіту:  $C_1^1(A), C_1^2(B), C_1^3(C), C_1^4(D)$  аж до  $C_3^3(P)$ .

Світи своєю чергою складаються з окремих пластів, причому кожен пласт вапняку і вугілля одержав свій постійний індекс – порядковий номер у розрізі світи. Індекси позначаються тією самою літерою латинського алфавіту, якою позначена світа: пласти вапняку – великою літерою, вугілля – маленькою (вверх по розрізу). Наприклад, пласти вапняку світи  $C_2^5(K)$  позначаються індексами  $K_1, K_2, K_3, K_4, K_5$ , а вугілля –  $k_1, k_2, k_3, k_4, k_5$ . Границі між світами проводяться по підшві пласту вапняку [3].

В останні десятиріччя в розчленування кам'яновугільних відкладів Донбасу внесено низку змін, зокрема, рішенням VIII Міжнародного конгресу зі стратиграфії і геології докембрію (1975 р.) намюрський ярус перейменованний на серпуховський, світа  $C_1^5$  у повному обсязі віднесена до середнього карбону, до верхнього карбону віднесена майже вся (до вапняку  $Q_8$ ) картамишська світа, яка раніше вважалася нижньою частиною асельського ярусу нижньої пермі (табл. 3.8).

Таблиця 3.8

Стратиграфічна схема карбонівих відкладів Донбасу [12]

Система	Відділ	Ярус	Світа	Маркірувальні вапняки	Пласт вугілля	Потужність світи, м
Пермська	Нижній P <sub>1</sub>	Слав'янський	P <sub>1</sub> <sup>sl</sup>	T <sub>1</sub> S <sub>1</sub>	-	220–600
		Микитівський	P <sub>1</sub> <sup>mk</sup>	R <sub>1</sub> Q <sub>8</sub> Q <sub>1</sub> P <sub>1</sub>	-	100–250
Кам'яновугільна	Верхній C <sub>3</sub>	Гжельський	Картамишська	O <sub>1</sub>	-	500–1200
			C <sub>3</sub> <sup>3</sup>	N <sub>2</sub>	-	450–975
			C <sub>3</sub> <sup>2</sup>	N <sub>1</sub>	o <sub>1</sub> -o <sub>3</sub>	350–1000
		Касимівський	C <sub>3</sub> <sup>1</sup>	M <sub>1</sub>	n <sub>1</sub> -n <sub>4</sub>	375–900
	Середній C <sub>2</sub>		Московський	L <sub>1</sub>	m <sub>1</sub> -m <sub>9</sub>	200–1050
		K <sub>1</sub>		l <sub>1</sub> -l <sub>8</sub>	140–780	
		I <sub>1</sub>		k <sub>1</sub> -k <sub>8</sub>	250–1300	
		H <sub>1</sub>		i <sub>1</sub> -i <sub>3</sub>	165–710	
		Башкирський	G <sub>1</sub>	h <sub>1</sub> -h <sub>2</sub>	160–1300	
			F <sub>1</sub>	g <sub>1</sub> -g <sub>3</sub>	125–820	
			E <sub>1</sub>	f <sub>1</sub>	60–560	
			C <sub>1</sub> <sup>5</sup>	e <sub>1</sub>	50–1250	
	Нижній C <sub>1</sub>	Серпухівський	C <sub>1</sub> <sup>4</sup>	D <sub>1</sub>	d <sub>1</sub>	200–850
			C <sub>1</sub> <sup>3</sup>	C <sub>1</sub>	c <sub>1</sub> -c <sub>12</sub>	75–560
			C <sub>1</sub> <sup>2</sup>	B <sub>1</sub>	b <sub>1</sub> -b <sub>3</sub>	50–520
		Візейський	C <sub>1</sub> <sup>1</sup>	A <sub>1</sub>	-	80–530

Нині відклади карбону поділяються на світи: нижній – на чотири (C<sub>1</sub><sup>1</sup>, C<sub>1</sub><sup>2</sup>, C<sub>1</sub><sup>3</sup>, C<sub>1</sub><sup>4</sup>), середній – на вісім (C<sub>1</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>1</sup>, C<sub>2</sub><sup>2</sup>, C<sub>1</sub><sup>3</sup>, C<sub>2</sub><sup>4</sup>, C<sub>2</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>6</sup>, C<sub>2</sub><sup>7</sup>), верхній – на чотири (C<sub>3</sub><sup>1</sup>, C<sub>3</sub><sup>2</sup>, C<sub>3</sub><sup>3</sup>, картамишська світа).

Нижній карбон (C<sub>1</sub>) представлений усіма трьома ярусами і охоплює світи C<sub>1</sub><sup>1</sup>, C<sub>1</sub><sup>2</sup>, C<sub>1</sub><sup>3</sup>, C<sub>1</sub><sup>4</sup>. Його основу складає товща карбонатних порід, вапняків і доломітів потужністю до 600 м. Вище вона замінюється перешаруванням теригенних порід – аргілітів, алевролітів і пісковиків.

ків, серед яких трапляються пласти вугілля і вапняків. Загальна потужність відкладів нижнього карбону становить 3200 м.

Вугленосність нижнього карбону проявлена у відкладах починаючи з верхньої частини візейського ярусу (світа  $C_1^2$ , В), а також у двох світах намюрського (серпуховського) ярусу ( $C_1^3$  – С – вугленосну,  $C_1^4$  – D – бешівську). У вугленосній світі на території Південного і Західного Донбасу трапляються до 60 вугільних пластів, багато з яких мають робочу потужність на значних площах і розробляються шахтами. У відкладах світи  $C_1^4$  вугленосність зменшується до 1–2 робочих пластів. На південному схилі Воронезької антеклізи світа  $C_1^4$  представлена вапняками потужністю до 140 м, серед яких трапляються поліметалічне і флюоритове зруденіння.

*Середній карбон* ( $C_2$ ) представлений відкладами башкирського і московського ярусів загальною потужністю 2500–8000 м. Нижня границя середнього карбону проходить по вапняку  $E_1$ , а верхня – по вапняку  $N_2$ . Відклади середнього карбону представлені потужною товщею циклічно нашарованих теригенних порід (пісковики, аргіліти, алевроліти) з підпорядкованими пластами вапняків і вугілля, що залягають згідно на нижньокам'яновугільних відкладах. Це основна вугленосна товща, що містить до 183 вугільних пластів, у тому числі робочої потужності від 16 до 50 м.

*Верхній карбон* ( $C_3$ ) представлений касимівським, гжельським ярусами і *картамишською* світою загальною потужністю від 1100 до 4200 м. Нижньою границею верхнього карбону є вапняк  $N_2$ , а верхньою – вапняк  $Q_8$ . Верхній карбон складений потужними піщано-глинистими товщами з тонкими прошарками вапняків. Вугленосність його дуже низька, трапляються поодинокі малопотужні вугільні прошарки, з яких деякі в світі  $C_3^1$  досягають робочої потужності.

Потужність окремих світ і карбону у цілому на території Донбасу зростає з північного заходу на південний схід і від периферії до центру басейну.

**Перм** відома в західній частині Донбасу (Бахмутська та Кальміус-Торецька улоговини), де розкрита свердловинами на північному заході та північному сході під мезокайнозойськими відкладами. Перм представлена відкладами двох відділів – нижнього і верхнього загальною потужністю 1200–1500 м.

Породи *нижньої пермі* згідно залягають на відкладах верхнього карбону, представлені аридними формаціями асельського ярусу, які поділені на чотири світи: верхня частина *картамишської* від вапняку  $Q_8$  до вапняку  $R_1$  (мідисті пісковики), *микитівська* (вапняково-доломітова), *слав'янська* і *крататорська* (соленосні).

*Верхньопермські* відклади представлені товщею “німих” строкатокольорових піщано-глинистих утворень, які незгідно залягають на нижній пермі і перекриті тріасом.

**Тріас** розвинений на західній, північно-західній і північній окраїнах Донбасу. В його основі залягає *серебрянська* світа (нижній тріас), представлена пісковиками і червоноколірними глинами з прошарками світлих озерних вапняків загальною потужністю 100–200 м. Вона незгідно перекрита *прокопівською* світою (верхній тріас), складеною пісковиками, строкатокольоровими і сірими глинами з лінзами бурого вугілля, бурих залізняків і сидериту потужністю 110–140 м.

**Юра** розвинена на північному заході та північному сході Донбасу. Представлена всіма трьома відділами, має різноманітний літологічний і фаціальний склад. У нижній та середній юрі переважають морські глини, алевроліти та пісковики з прошарками бурого вугілля. У верхній юрі поширена карбонатна формація потужністю до 100 м, на якій залягають континентальні червонокольорні відклади волжського ярусу. Потужність юрських відкладів досягає 800 м.

**Крейда** представлена осадами нижнього і верхнього відділів загальною потужністю 650 м. Відклади нижньої крейди розповсюджені обмежено, представлені континентальними пісками, глинами і крихкими вуглистими пісковиками потужністю 50–70 м. Потужність верхньої крейди 600 м, залягає вона на розмитій поверхні горизонтів палеозою і мезозою, представлені всіма ярусами. У складі верхньої крейди переважають кварц-глауконітові піски, мергелі, слюдисті пісковики, вапняковисті алевроліти, опоко- і трепелоподібні породи.

**Палеоген** залягає на розмитій поверхні палеозою, мезозою і докембрійських породах, представлений всіма відділами загальною потужністю 100–200 м. Найбільш повні розрізи спостерігаються на північному заході Донбасу в міжкупольних депресійних воронках і компенсаційних прогинах. До них приурочені поклади бурого вугілля (Новодмитрівське родовище). Палеоген складений алевролітами, пісковиками, глинами, глауконітовими пісками з прошарками бурого вугілля.

**Неоген** розвинений у південній частині басейну, де крім пісків і глин трапляються прошарки вапняків і бурого вугілля. Загальна потужність неогенових відкладів досягає 290 м.

**Четвертинна система** в Донбасі розповсюджена повсюдно, представлена всіма відділами і складена алювіально-елювіальними утвореннями потужністю до 40 м.

Вивержені породи на території Донбасу розповсюджені переважно в південних районах. Виділяють такі магматичні комплекси [18]:

- приазовський лужно-ультраосновний і габроїдний (середній девон);
- діабазовий солянокупольних структур Бахмутської улоговини (пізній девон);
- волновасько-еланчицький ефузивний (середній-пізній девон);
- покрово-киреївський – лужний (пізній девон);
- південно-донбаський – лужно-габроїдний (перм);
- андезит-трахіандезитовий (перм-тріас);
- міуський лампрофіровий (пізньомезозойський).

*Приазовський інтрузивний комплекс* представлений гіпабісальними тілами піроксенітів, габроїдів, олівінітів і різноманітних дайок пікритів, лімбургітів, камптонітів, піроксенітів.

Комплекс діабазів у Бахмутській котловині, пов'язаний з солянокупольними структурами, трапляється у вигляді уламків в кепроках соляних штоків і за петрохімічними ознаками належить до платформної трапової формації.

*Волновасько-еланчикський ефузивний комплекс* розташований у Волноваській тектонічній зоні, яка відокремлює палеозойські утворення на півдні басейну від кристалічних порід Приазовського блоку УЩ. Вулканогенні породи розділені на три серії – лужно-базальтову, трахібазальтову і толеїт-базальтову. До першої належать лужні базальти, лімбургіти, авгітіти, базальти та їх туфи, до другої – пікрит-базальти, трахібазальти, ортофіри та їх туфи, до третьої – толеїтові базальти, кварцові порфіри та їх туфи.

*Покрово-киреївський комплекс лужних порід*, розташований у межах складної горсто-грабенової однойменної структури, представлений потоками мелінітів, сіенітів, дайками тингуаїтів, сельвсбергитів, мікросіенітів, фонолітових тефритів, що проривають середньо-верхньодевонську ефузивну товщу.

*Південно-донбаський інтрузивний комплекс* розповсюджений вздовж південної частини басейну, представлений гіпабісальними штокоподібними тілами, міжпластовими покладами і дайками мончікітів, трахідолеритів, трахіріолітів, плагіопорфірів, грорудитів.

*Андезит-трахіандезитовий комплекс* розповсюджений від південно-західної частини Кальміус-Торецької котловини на заході до долини р. Дон на сході. Представлений він міжпластовими покладами, штоками, лаколітоподібними тілами і дайками андезитів, андезибазальтів, андезидацитів, дацитів, трахіандезитів.

*Міуський комплекс лампрофірів* містить численні дайки мончікітів, камптонітів, одинітів потужністю 0,2–12 м, завдовжки 10–80 м, які

простягаються вздовж Саур-Могильського глибинного розлому. За петрохімічними ознаками і умовами формування комплекс належить до лужно-базальтоїдного формаційного типу.

Різноманітне проявлення магматичної діяльності доскладчастого, складчастого і післяскладчастого етапів розвитку Донбасу свідчить про його мобільний характер упродовж довгого періоду.

#### Тектоніка

Проблемами геотектонічної позиції Донбасу і співвідношенням його з іншими геоструктурами займався багато відомих вчених (А.П. Карпінський, М.М. Тетяєв, М.С. Шатський, В.В. Білоусов). На сьогодні найбільш повно його тектонічна природа висвітлена в роботах В.С. Попова [3], основні положення яких лягли в основу цього розділу.

Донецький басейн у структурному відношенні є великим синклінорієм, розташованим між Приазовським і Воронежським кристалічними масивами. Він витягнутий в субширотному напрямі, ускладнений системою складчастих структур, основні форми яких підпорядковані головним контурам синклінорію. Для центральної частини басейну характерні великі прості складки, для північних і південних окраїн – дрібні складки, для схилів масивів – пологі монокліналі. В загальному плані виокремлюються такі основні структурні зони (рис. 3.3):

- центральна, де вугленосні відклади зім'яті у великі лінійні складки (головна антикліналь);
- північна і південна зони дрібної складчастості та насувів;
- Бахмутська і Кальміус-Торецька котловини;
- зони моноклінального залягання на схилах УЩ і Воронежського масиву.

У центральній зоні основними структурними елементами є: Головна антикліналь, Північна і Південна синкліналі. В західній частині Головна антикліналь є вузькою симетричною складкою з крутими крилами (60–80°). В східному напрямі вона розділяється на дві гілки з більш пологими крилами (45–60°). Крім субширотної повздовжньої складчастості менш чітко виражена поперечна субмеридіональна складчастість. Поперечне Ровеньківське підняття розділяє Північну синкліналь на Боково-Хрустальську і Должансько-Сулінську структури. Перша на заході переходить у Бахмутську котловину, друга на південному сході з'єднується з Седнинською котловиною. В зоні Південної синкліналі розташована Торецько-Сніжнянська синкліналь, яка переходить на заході в Кальміус-Торецьку і Шахтинсько-Несвітаєвську синкліналі.

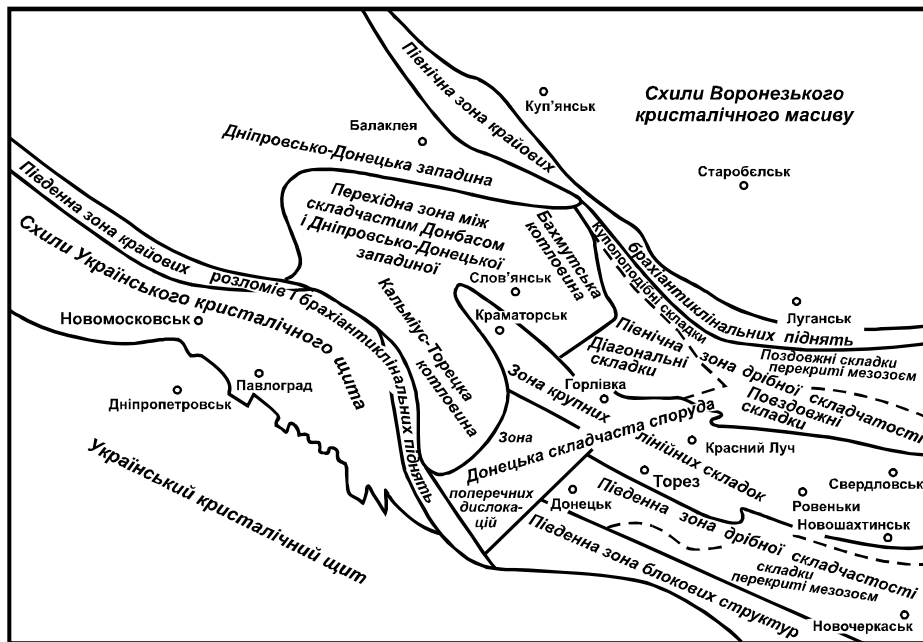


Рис. 3.3. Тектонічне районування Донецького басейну [10]

На північ від Головної синкліналі розташована Північна антикліналь, крилами якої є Боково-Хрустальська і Суліно-Садкінська структури. Далі розташована Північна зона дрібної складчастості, де розвинені великі і дрібні брахісинклінальні складки, розчленовані складною системою великих і дрібних насувів.

Південна зона дрібних складок розміщена на південь від центральної зони лінійних складок і приурочена до південного продовження Ровеньківського підняття між Зуєвською та Куйбишевсько-Несвітаєвською антикліналями. Тут переважають брахіскладки складної форми, порушені скидами, що виповнені тектонічними брекчіями.

Бахмутська котловина розташована в північно-західній частині басейну, її південне крило межує з Головною синкліналлю, а північне обмежене купольними структурами. В середині котловини є додаткові синклінальні і антиклінальні складки, підпорядковані основному донецькому напрямку. Брахіскладки котловини розташовані кулісоподібно, серед купольних структур спостерігаються явища соляного діпіризму. В ядрах таких куполів (Петрівський, Адамівський, Корульський) на поверхню виходять штоки девонської солі.

Кальміус-Торецька котловина – це крупна широка складка, вісь якої витягнута згідно загально-донецькому субширотному напрямку. Північне круте крило котловини межує з Дружківсько-



Костянтинівською і Горлівською антиклиналями. Південне, пологіше крило, утворює Вовчанську брахіантиклиналь, де встановлені плікативні форми – флексури і мульди. Південний борт котловини зчленовується з Приазовським кристалічним масивом і має блокову будову.

Для схилів Приазовського і Воронежського кристалічних масивів характерні спокійніші структури. Північний борт Донецького басейну називається Старобільсько-Мілерівською монокліналю. Залягання порід там пологі (1–2°), зрідка розвинені пологі (5–6°) брахіантиклиналі та куполи ізометричної або овальної форми.

Південна монокліналь (Новомосковсько-Петропавлівська) розміщена на північно-східному схилі УЩ, занурюється на північний схід під кутом 2–5°. Моноклінальне залягання кам'яновугільних відкладів ускладнено діагональними розривами, підняттями, флексурами.

Крім плікативних дислокацій, Донецькому басейну притаманні розривні порушення різного характеру. За морфологічними особливостями серед них виокремлюють насуви, підкиди і скиди. Насуви переважають в північній і південній зонах дрібної складчастості, наприклад, Центральний, Селідовський, Французький, Алмазний та інші. В прибортових зонах басейну розміщені регіональні насуви, природа яких проблематична (Північно-Донецький, Мар'ївський, Мушкетівський та ін.). Підкиди розвинуті в зоні Ровенецького поперечного підняття, а скиди – на північному і південному бортах басейну (Булахівський, Максимівський, Центральний та ін.).

Згідно з існуючими поглядами, Велико-Донецький прогин виникнув в сарматському щиті в середньому девоні, максимальне занурення субгеосинклинального басейну приурочене до пізнього палеозою. З цього часу в Донбасі починає нагромаджуватися потужна паралічна вугленосна формація. Опускання кристалічного фундаменту в палеозої має диференційований характер, зумовлений різною швидкістю занурення окремих його блоків, які обмежені розломами.

Для всіх структур, пов'язаних з вертикальними переміщеннями блоків фундаменту, характерні локальні зміни основних геологічних параметрів вугленосної формації (потужність, літолого-фаціальна характеристика порід, морфологія вугільних пластів, якість вугілля).

На крайньому північному заході басейну відбувалося досить інтенсивне формування діапирових структур, що зумовлено текучістю девонської солі у залягаючі вище відклади. Кінець пізнього карбону в Донецькому басейні можна класифікувати як передінверсійний.

Герцинський тектонічний цикл закінчується загальною інверсією Донецького прогину та інтенсивним складкоутворенням, особливо пов'язаним із заальською фазою тектогенезу (рання перм), в результаті чого утворилися основні тектонічні структури регіону. Склад-

частість пфальцської фази орогенезу ( $P_2-T_1$ ) ускладнила тектоніку вугленосної формації карбону і повністю завершила субгеосинклінальний етап розвитку прогину. В результаті заальської і пфальцської фаз герцинського тектогенезу на місці Донецького прогину виникла нова структура – складчастий Донбас.

Упродовж мезокайнозою в Донбасі переважали висхідні тектонічні рухи, які утворили на периферії басейну низку нових простих тектонічних структур і ще більш ускладнили його структуру.

#### Вугленосність і вуглепромислові райони

Уся товща карбону від світи  $C_1^2$  до  $C_3^3$  в рівній мірі вугленосна і містить до 300 пластів і прошарків вугілля. На основній площі басейну більшість вугільних пластів робочої потужності зосереджені в відкладах чотирьох світ середнього карбону [3]:  $C_2^3$  – смолянинівській,  $C_2^5$  – кам'яній,  $C_2^6$  – алмазній і  $C_2^7$  – горлівській.

Найбільшою вугленосністю характеризуються світи  $C_2^5$  і  $C_2^6$ . В східних районах значною вугленосністю характеризується світа  $C_2^4$ . Вугільні пласти цих п'яти світ містять 87 % запасів вугілля Донбасу.

У західних районах високу вугленосність має світа  $C_1^3$  серпуховського ярусу, де пласти вугілля локалізуються у вузькій (10–20 км) смузі, витягнутій на 300 км уздовж південно-західного борту басейну. У світі міститься до 60 вугільних пластів (19–29 пластів робочої потужності), де зосереджено 11 % запасів вугілля Донбасу. Пласт  $d_7$  утворює поклади високозольного сапропеліту потужністю до 15 м.

Уздовж майже всього північно-східного борту Донбасу встановлена вугленосність нижньовізейських відкладів, які відповідають тульським і бобріківським горизонтам Підмосковного буровугільного басейну. Вугленосна товща залягає на розмитій поверхні докембрію і досягає потужності 100 м. В ній містяться 3–5 вугільних пласти непостійної будови потужністю до 1 м. Вугілля там буре або перехідне – від бурого до кам'яного.

Загальна кількість вугільних пластів зростає разом із збільшенням потужності кам'яновугільних відкладів у напрямі від бортів басейну до його центру і з північного заходу на південний схід. Так, кількість середньокарбонових пластів і прошарків вугілля збільшується від 75 в Червоноармійському районі до 180 в Шахтинському, а потім зменшується до 50 в Цимлянському районі. Далі на схід вугленосна формація середнього карбону змінюється карбонатно-глинистою флішодною формацією відкритого моря.

Для характеристики вугленосності застосовують показник робочої вугленосності, який визначається наявністю пластів вугілля робочої

потужності, що придатні для промислової розробки; коефіцієнт робочої вугленосності, який виражає відношення сумарної потужності пластів вугілля до потужності вугленосної товщі; густину запасів.

Для робочих пластів вугілля Донбасу в залежності від їх марки прийнята така нижня межа робочої потужності:

- для кам'яного вугілля марок Д, Г, Ж, К, ПС, НПА, А, що непридатні для коксування – 0,6 м;
- для цінних марок Г, Ж, К, ПС, що йдуть на коксування – 0,55 м при пологому заляганні, 0,5 – при крутому падінні;
- для пісного вугілля марки П – 0,7 м, а марки БД – 1 м.

У середньому для Донбасу потужність 0,6 м приймається як нижній рівень робочої потужності пласта вугілля.

На практиці застосовується така шкала потужності вугілля: більше 1 м (I клас), 1–0,6 м (II клас), 0,6–0,45 м (III клас). Переважають пласти II (35–55 %) і III (40–60 %) класів, кількість пластів I класу незначна (5–15 %). Робочої потужності досягають 164 пласти вугілля. Нині розробляються пласти потужністю 0,7–0,9 м. Максимальна потужність пластів не перевищує 1,5 м, зрідка – 2,5 м.

В усіх найважливіших родовищах вугілля Європи і США потужність пластів, що розробляються, більша ніж у Донбасі (табл. 3.9).

**Таблиця 3.9**

**Потужність пластів, що розробляються в Україні (Донбас) та в інших країнах**

Потужність	Країна				
	Україна	Англія	Німеччина	Франція	США
Середня	0,94	1,17	1,3	1,39	1,65
Мінімальна	0,37	0,4	0,5	0,4	0,6
Максимальна	2,85	7,0	3,0	15,0	15,0

Коефіцієнт робочої вугленосності становить в середньому 0,77 %, змінюючись від 0,2 % в східних районах до 3,5–4 % на заході, а густина запасів вугілля до глибини 1800 м на 1 км<sup>2</sup> – 4 млн т.

Будова пластів вугілля проста (рис. 3.4).

В покрівлі залягають аргіліти (глинисті сланці), інколи алевроліти, пісковики, вапняки (безпосередньо на вугіллі), де трапляються відбитки рослин і тварин, особливо папороті, пелеципод, раковин, антрокозід, що містяться у площинах нашарування.

У підшві вугільних пластів залягають аргіліти й алевроліти грудкуватої текстури, зумовленої залишками коренів рослин (стигмарій). Цей прошарок у Донбасі називають “кучерявчик”.

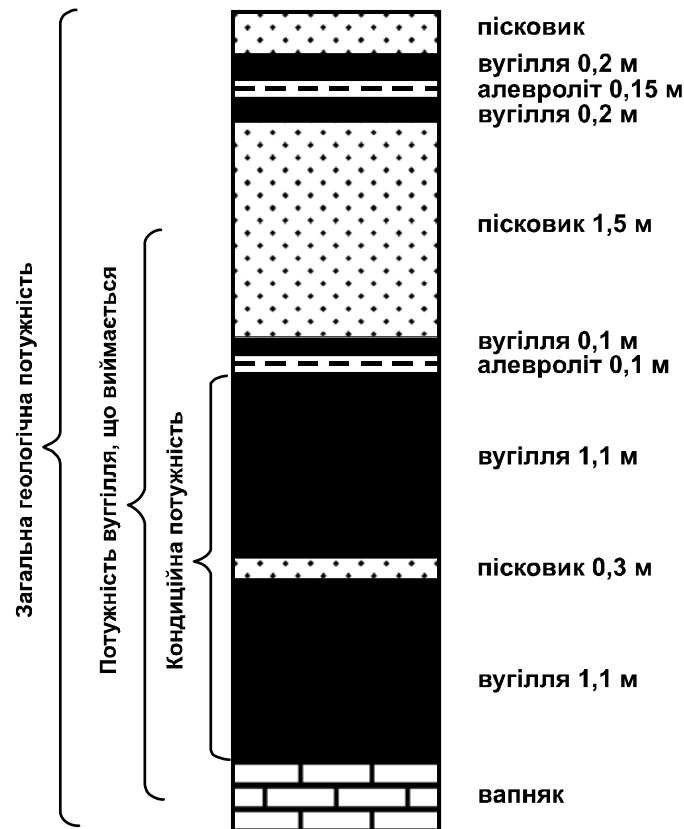


Рис. 3.4. Будова вугільного пласта [5]

Деколи всередині вугільного пласта залягають прошарки вуглистих чи вуглисто-глинистих аргілітів (сланців), що перетворює пласт у розшароване глинистою породою вугілля (“черепик”).

Основна властивість більшості пластів вугілля – їх відносно постійна робоча потужність на значних площах. Найбільш витриманими є пласти  $m_3$ ,  $l_6$ ,  $l_8$ ,  $l_3$ ,  $k_5$ ,  $k_8$ ,  $i_3$ ,  $h_{10}$ , розповсюджені по всьому регіону.

За структурно-тектонічними особливостями територія Донбасу поділена на 30 вугленосних районів (рис. 3.5), які відрізняються між собою геотектонічною позицією, складом вугілля і запасами.

Найбільше значення серед них мають 25 районів (табл. 3.10). Інші 5 вуглепромислових районів (Міуський, Міллерівський, Цимлянський, Амвросіївський і північно-західних окраїн) на сьогоднішній день промислового значення не мають.



**Рис. 3.5. Вугленосні райони Донецького басейну [10]**

1 – Петриківський, 2 – Новомосковський, 3 – Петропавлівський, 4 – Південнодонбаський, 5 – Червоноармійський, 6 – Донецько-Макіївський, 7 – Амвросіївський, 8 – Чистяково-Сніжнянський, 9 – Центральний, 10 – Північно-західний, 11 – Старобельський, 12 – Лисичанський, 13 – Алмазно-Марїнський, 14 – Селезнівський, 15 – Луганський, 16 – Краснодонський, 17 – Оріхівський, 18 – Боково-Хрустальний, 19 – Довжано-Ровенецький, 20 – Міуський, 21 – Шахтино-Несвітаєвський, 22 – Задонський, 23 – Сулино-Садківський, 24 – Гуково-Звірівський, 25 – Червонодонецький, 26 – Каменсько-Гундорівський, 27 – Білокалітвенський, 28 – Тацінський, 29 – Міллерівський, 30 – Цимлянський

**Таблиця 3.10**

**Марочний склад вугілля у вуглепромислових районах Донбасу**

Район	Кількість робочих пластів	Марка вугілля
Петриківський	10	Б, Д
Новомосковський	19	Д, Г
Петропавлівський	25	Г, Ж
Південнодонбаський	26	Г, Ж, К, ПС
Червоноармійський	32	Д, Г
Донецько-Макіївський	44	Ж, К, ПС
Чистяково-Сніжнянський	28	ПС, П, НПА, А
Центральний	52	Г, Ж, К, ПС, П
Лисичанський	22	Д, Г
Алмазно-Марїнський	42	Г, Ж, К, ПС, П
Селезнівський	27	П, НПА, А
Луганський	36	Г, Ж, К, ПС
Краснодонський	25	Г, Ж, К, ПС, П, НПА
Оріхівський	12	НПА, А

Боково-Хрустальний	33	НПА, А
Довжано-Ровенецький	23	А
Каменсько-Гундорівський	12	Д, Г, Ж, К, ПС, П
Білокалитвенський	20	Ж, К, ПС, П
Тацінський	6	К, ПС, П
Гуково-Звірівський	74	А
Червонодонецький	10	НПА, А
Сулино-Садківський	20	А
Шахтино-Несвітаєвський	28	А
Задонський	9	А
Старобельський	13	БД, Д

### Метаморфізм вугілля і епігенез вмісних порід

*Метаморфізм вугілля* – це процес зміни його властивостей та внутрімолекулярної структури при послідовному збільшенні вмісту вуглецю. Метаморфізм поділяють на *сингенетичний* (регіональний, статичний) коли дія на вугленосну товщу здійснюється в процесі її занурення і *постгенетичний* (магматичний, динамометаморфізм), коли фактори впливають на товщу після або наприкінці її утворення. До основних факторів сингенетичного метаморфізму належать температура і тиск. Інша група факторів зумовлена геологічною історією розвитку вугленосної площі, а саме складкоутворенням (дислокаційний метаморфізм) і проявами магматизму (контактний метаморфізм).

Основний вид метаморфізму вугілля Донбасу – регіональний, який зумовив послідовну зміну вугілля на площі та в стратиграфічному розрізі від бурого вугілля до антрациту (рис. 3.6). Найбільш розповсюдженим показником метаморфізму вугілля Донбасу є вихід летючих речовин (правило Хільта, за яким при одному і тому самому складі первісного матеріалу вихід летючих речовин у пласті, що залягає нижче, менше, ніж у тому, що залягає вище).

У результаті багаторічних досліджень встановлено загальні закономірності метаморфізму вугілля Донбасу [3]:

- ступінь метаморфізму вугілля збільшується від стратиграфічно більш високих горизонтів до нижчих;
- збільшення ступеня метаморфізму в кожному пласті по площі відбувається поступово, паралельно підвищенню потужності вугленосної товщі з північного заходу на схід і від периферії до центру басейну;
- ступінь метаморфізму в одному і тому самому пласті вугілля (за рівних потужностей відкладів) збільшується з підвищенням його сучасної глибини залягання;

- градієнт метаморфізму є сумою стратиграфічного положення пласта і глибини його залягання;
- регіональний метаморфізм донецького вугілля відбувався за низьких температур, які для границь марок Д і Г становили 70–90°C, Г і Ж – 100–120°, ПС і П – 150–180°, НПА і А – 190–240°, для найбільш метаморфізованих антрацитів – до 300–350°C. Тиск істотно впливав лише на ранніх стадіях метаморфізму (марки Б і Д), у подальших процесах підвищення тиску не впливало на хід реакцій, оскільки вони відбувалися зі збільшенням об'єму (виділення води і газів).

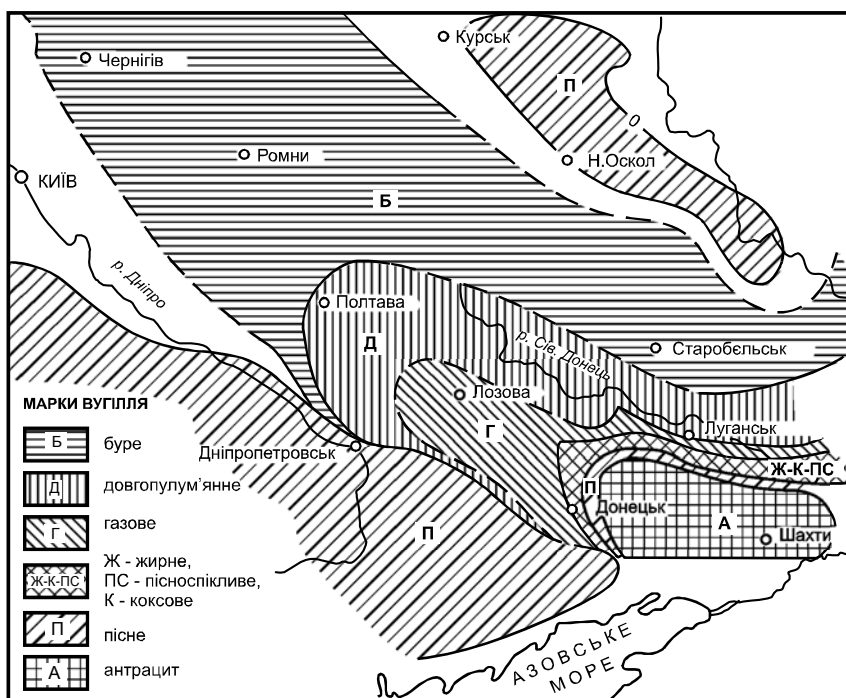


Рис. 3.6. Схема зональності метаморфізму в Донецькому басейні [9]

У відповідності з геологічною історією розвитку басейну в ході процесів метаморфізму виокремлюють два основних етапи: доінверсійний і постінверсійний.

*Доінверсійний* метаморфізм вугілля зумовлений підвищенням температури внаслідок занурення донецького прогину в ході безперервного верхньопалеозойського осадконагромадження.

*Постінверсійний* стан продовжується від утворення складок у заальську фазу й дотепер. Регіональні вертикальні рухи й інтенсивна денудація, яка відбулася під час орогенезу, призвели до загального

зниження температури в пластах, у результаті чого процеси метаморфізму відбувалися значно повільніше, ніж на попередньому етапі.

Наслідком постінверсійних процесів метаморфізму є його вертикальна складова, а саме закономірне збільшення ступеня вуглефікації пластів із глибиною. Потужність зон вугілля певного ступеня метаморфізму коливається в таких межах: Д – 700–900 м, Г – 800–1000, Ж – 400–600, К – 250–400, ПС – 200–350, П – 450–650, А – 1500–1700 м.

Інтенсивність виходу летючих речовин також залежить від ступеня метаморфізму вугілля. Найінтенсивніший вихід летючих спостерігається у вугіллі стадій Ж, К, ПС, найменший – у вугіллі малометаморфізованому (Д) і дуже метаморфізованому (А). Градієнти зміни виходу летючих речовин на 100 м стратиграфічної глибини для вугілля різних стадій метаморфізму такі: Д – 0–0,6 %, Г – 0,3–1,25, Ж, К, ПС – 1,5–2,3, П – 0,7–1,5, А – 0–0,7 %.

У Донбасі спостерігається закономірна зміна стадій метаморфізму вугілля від бурого до антрацитів у відповідності із закономірним збільшенням потужності відкладів карбону на площі басейну (табл. 3.11).

**Таблиця 3.11**

**Стадії перетворення вугілля і порід [12]**

Процес		Стадія перетворення	Тип вугілля
Седиментогенез		Гуміфікація	Торф, сапропель
Діагенез		Вуглефікація	Лігніт, буре вугілля м'яке, землисте (Б <sub>1</sub> )
Катагенез	Ранній		Буре вугілля тверде, матове (Б <sub>2</sub> ), блискуче (Б <sub>3</sub> )
	Середній		Кам'яне вугілля (Д, Г, Ж)
	Пізній		Жирне коксове (ЖК), коксове (К), пісноспікливе (ПС)
Метагенез	Ранній		Пісне (П), напівантрацити (НПА), антрацити (А)
	Пізній		Метаантрацити (МА)
Метаморфізм		Графітизація	Графіт

У південно-західній частині басейну закономірності регіонального метаморфізму місцями ускладнюються впливом магматичних тіл. Поблизу контакту з інтрузіями вугілля перетворюється на кокс або напівкокс. У разі проникнення магматичних тіл у вугільний пласт вугілля частково або повністю вигорає. Спостереження показали, що вплив інтрузій на метаморфізм Донбасу є суцільно локальним.



Метаморфізм вугілля і перетворення вмісних порід – це взаємозалежні процеси. За ступенем метаморфізму вугілля можна визначати стадії перетворення вмісних порід, і, навпаки, останні можуть бути показником ступеня вуглефікації вугілля та розсіяної органічної речовини в осадовій товщі.

Нині прийнята чотирістадійна схема постседиментаційних змін осадових порід на діагенез, катагенез, метагенез і регіональний метаморфізм. Дані зіставлення стадій перетворення вугілля, наведені в табл. 3.11, дають змогу оцінити якісний масштаб перетворення органічної речовини, яке починається з приповерхневих температур, порівняно із вмісними породами. Утворення кам'яного вугілля (від довгополуменевих до антрацитів включно) відбувається за температур 100–300°C, тиску до 300 МПа, на глибинах 3–12 км і більше.

Схема співвідношення стадій перетворення органічної речовини і вмісних порід показує, що на стадії середнього катагенезу осадових порід катагенетичні перетворення вугілля закінчується. Пізньому катагенезу порід відповідає рання стадія метагенезу вугілля, метагенезу порід – пізній метагенез і метаморфізм вугілля. І, нарешті, метаморфізму порід відповідає ультраметаморфізм органічної речовини. Це треба враховувати у разі прямого зіставлення стадій вуглефікації і стадій змін осадових порід, не дивлячись на те, що ці процеси відбуваються паралельно (табл. 3.12).

Таблиця 3.12

**Залежність фізичних властивостей порід від марки вугілля [10]**

Марка вугілля	Вихід летючих речовин у горючий пласт $V_{daf}$ , %	Вуглецевий коефіцієнт	Відбивна здатність вітриніту	Пористість пісковиків, %	Глинисті породи
Б	45–60	40–55	5,6–6,1	25–33	М'які пластичні глини
БД	45–50	50–55	6,2–6,3	30–33	Тверді пластичні глини
Д	38–45	55–62	7,1–7,4	13–20	Пластичні аргіліти
Г	35–45	55–65	7,7–8,3	6–13	–
Ж	27–35	27–35	8,6–9,2	4–6	Тверді аргіліти
К	18–27	73–82	9,5–10,5	2–3	Аргіліти
ПС	14–22	78–86	10,5–11	< 2	Аргіліти (до глинистих сланців)
П	9–17	83–91	11–11,5	< 1,5	–
НПА	6,5–9	> 90	11,5–12,5	< 1,5	Глинисті сланці

### Розділ 3. Вугільні басейни України

---

---

А	1,5–7,5	> 92	12,5–13,5	< 1	–“–
НА	1–1,5	>98	12,5–13,5	<1	Основні сланці

#### Якісна характеристика вугілля Донбасу

У Донбасі відоме різне за якісним складом вугілля – від бурого до антрациту. Майже всі пласти складені гумусовим вугіллям класу гумулітів. Ліптобіоліти зустрічаються зрідка у вигляді тонких прошарків у вугільних пластах серпуховського ярусу, сапропелево-гумусові – тільки в покрівлі деяких пластів, їх потужність не перевищує 0,1 м. Вугілля середнього і верхнього карбону належить до гумусового, де переважають кларен, вітрен і дюрен. Вміст вітриніту в цьому вугіллі становить 80–95 %, ліптиніту – 2–10, фюзиніту – 3–15 %. Вугілля нижнього карбону клареново-дюренове з вмістом ліптиніту 10–30 %, фюзиніту 15–30 і вітриніту 45–70 %. За однакового речовинно-петрографічного складу і ступеня метаморфізму властивості вугілля залежать від особливостей геліфікованої речовини. У зв'язку з цим введено поняття про типи вугілля за ступенем відновленості геліфікованої речовини. За цим принципом виокремлюють чотири типи вугілля: маловідновлене (“а”), відновлене (“в”), проміжне (“б”) і дуже відновлене (“вв”). У Донецькому басейні найширше розповсюджене вугілля типів “а”, “б”, “в”.

*Маловідновлене вугілля* відрізняється від відновленого відносно пониженими значеннями виходу летючих речовин, теплоти згорання, спікливості і більш високими значеннями відбивної здатності, механічної міцності, вмісту кисню, гігроскопічної вологості.

*Відновлене вугілля* у більшості випадків є високосірчанним, а маловідновлене – малосірчанним. Зольність відновленого вугілля вища ніж маловідновленого.

У нижньому карбоні Донбасу переважає *вугілля проміжного типу* “б”, близьке до маловідновленого; рідше трапляється маловідновлене вугілля і зовсім зрідка – відновлене. Для середнього і верхнього карбону характерний широкий розвиток відновленого і проміжного типів вугілля. Тільки в південно-західній частині регіону значна кількість пластів складена маловідновленим вугіллям.

*Дуже відновлене вугілля* (“вв”) має найвищі показники теплоти згорання, спікливості та виходу летючих речовин.

За ДСТУ-3472-96 донецьке вугілля класифікують за такими параметрами, як вихід летючих речовин, показник відбиття вітриніту, теплота згорання і спікливість (табл. 3.13).

Зольність і вміст сірки вугілля Донбасу коливаються в широких межах. Середній вміст золи в більшості вугільних пластів становить 7–25 %. Малозольного вугілля із зольністю менше 8 % мало. Найчистіше таке вугілля трапляється в південно-західній частині Донбасу. В цьому районі зосереджена більша частина малосірчаного вугілля

( $S_t < 1,5 \%$ ). Дуже мало сірки (0,5–0,7 %) містить намюрський пласт у Червоноармійському районі. В Донбасі переважає середньосірчане (1,5–3,0 %) і високосірчане (3,05 %) вугілля. Сірчаність вугілля збільшується в північно-східному напрямі, де у вугленосній товщі зростає кількість і потужність пластів вапняків. Відомі малозольні малосірчані пласти  $l_3$ ,  $k_5$ ,  $m_3$ ,  $i_3$ ,  $h_3$ ,  $h_6$ , розповсюджені на значній площі. Вихід смоли із середньо- і верхньокарбонового вугілля становить 8–17 %, а нижньокарбонового – до 24 %. Для коксування використовують вугілля марок Г, Ж, К, ПС, які додатково поділяють на технологічні марки, де вміст сірки не має перевищувати 3 %, а для вугілля, що надходить для збагачення на фабрики коксохімічних заводів – 4,5 %.

**Таблиця 3.13**

**Класифікація вугілля Донбасу [15]**

Марка вугілля	Класифікаційні показники				
	Відбивна здатність вітриніту $R_o$ , %	Вихід летючих речовин $V^{daf}$ , %	Товщина пластичного шару "У", мм	Індекса Рога RL, од.	Теплота згорання $Q^{daf}$ , МДж/кг
Буре (Б)	< 0,40	50–70	-	-	< 24
Довгополуменеве (Д)	0,4–0,6	35–50	< 6	-	-
Довгополуменеве газове (ДГ)	0,5–0,8	35–48	6–9	-	-
Газове (Г)	0,5–1,0	35–46	10–16	-	-
Жирне (Ж)	0,85–1,2	28–36	17–38	-	-
Коксівне (К)	1,21–1,6	18–28	13–28	-	-
Піснувате спікливе (ПС)	1,3–1,9	14–22	6–12	13–50	-
Пісне (П)	1,6–2,59	8–18	<6	<13	35,2–36,5
Антрацит (А)	2,6–5,6	< 8	-	-	< 32,5

За ступенем збагачуваності вугілля більшості пластів є легко- і середньозбагачуваним. Вихід концентрату за питомою вагою 1,5 для легкозбагачуваного вугілля становить 80–90 % із зольністю концентрату 5–6 %, для середньозбагачуваних – приблизно 65 % із зольністю 8–9 % і для важкозбагачуваних – 40–45 % із зольністю 11–12 %.

Вміст фосфору у вугіллі Донбасу не перевищує 0,001–0,02 %.

На якість вугілля впливають і процеси вивітрювання – сукупність змін горючої корисної копалини під впливом кисню, води, різниці температур, що відбуваються поблизу денної поверхні в зоні аера-

ції. Потужність вугільних пластів у зоні вивітрювання зменшується в 8–10 разів, змінюються фізичні, технологічні властивості та хімічний склад. Вугілля перетворюється на крихку землисту речовину, яка при контакті з вапняками набуває білястого забарвлення і має назву “крейдянка”. Нижньою межею зони вивітрювання вважається глибина залягання вугілля, починаючи з якої воно має постійний і близький до нормального склад. Зона окиснення вугілля, що використовується для коксування, розповсюджується до глибини 70–80 м по вертикалі. На вододілах крихке вугілля, сажа і “крейдянка”, непридатні для використання, мають потужність 30–40 м.

#### Гірничо-геологічні умови експлуатації

Гірничо-геологічні умови експлуатації в Донецькому басейні складні, що зумовлено великою глибиною розробки, високою загазованістю вугілля і порід, частими викидами та вибухами метану.

У складі шахтних газів басейну міститься метан, азот, вуглекислий газ, сірководень, водень, важкі вуглеводні (етан) та рідкісні газу. Основні з них – метан, азот і вуглекислота. Їх вміст закономірно змінюється з глибиною: вміст метану збільшується, азоту – спочатку зростає, а потім знижується. Шахти Донбасу за метаноносністю поділяються на такі категорії (в м<sup>3</sup> на 1 т горючої маси):

н/г (не газовані)	0
I	0–5
II	5–10
III	10–15
н/к (надкатигорійні)	> 15

У Донбасі 45 % всього вугілля видобувають на шахтах III категорії та надкатегорійних, 8 – на шахтах II категорії, 22 – I категорії і 25 % – на негазованих шахтах. Виділяють чотири газові зони (табл. 3.14):

- *азотно–вуглекислих газів*: вміст CO<sub>2</sub> – 20 %, N<sub>2</sub> – до 80 %, метан відсутній; виділення CO<sub>2</sub> досягає 15 м<sup>3</sup>/т; за категорією шахти негазовані;
- *азотних газів*: вміст N<sub>2</sub> більше 80 %, CO<sub>2</sub> і CH<sub>4</sub> у сумі менше 20 %; газифікованість за CO<sub>2</sub> становить 4 м<sup>3</sup>/т, за CH<sub>4</sub> – до 4 м<sup>3</sup>/т; шахти належать до I і II категорій;
- *азотно–метанова*: вміст CH<sub>4</sub> – 50–70 %, інші елементи (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>) присутні в незначній кількості; кількість метану – 10–15 м<sup>3</sup>/т; шахти III категорії по газоносності;
- *метанова*: вміст CH<sub>4</sub> більше 80 %, метаноносність становить 10–15 м<sup>3</sup>/т; шахти належать до III категорії і надкатегорійних.

**Таблиця 3.14**

**Газова і гідрохімічна зональність вугільних пластів Донбасу**

Газова зона	Вміст, %			Гідрохімічна зона
	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	
Азотно-вуглекисла	0	80	20	Гідрокарбонатно-кальцієва
Азотна	0-10	80-100	0-10	Гідрокарбонатно-сульфатно-натрієва
Азотно-метанова	50-70	30-50	0-5	Сульфатно-натрієва
Метанова	80-100	0-30	0-5	Хлоридно-натрієва

Зональній зміні газового режиму відповідає зміна гідрохімічних типів підземних вод. Гідрокарбонатно-кальцієві і гідрокарбонатно-сульфатно-натрієві води, присутні в зоні активного водообміну, відповідають зоні азотно-вуглекислих і азотних газів. До азотно-метанової зони приурочені сульфатно-натрієві води, з якими часто пов'язано виділення сірководню. Глибинні сильно мінералізовані хлоридно-натрієві води відповідають зоні метанових газів.

Активна циркуляція підземних вод спричиняє винос метану з вугільних пластів до денної поверхні і сприяє обміну метаморфічних повітряних газів. Тому пласти, розташовані близько до водоносних горизонтів, характеризуються пониженою метаносністю. В закритій частині басейну (Луганський, Лисичанський райони) трапляються водоносні горизонти, насичені метаном у розчиненому і вільному стані.

Консервація метану відбувається за умов закритого синклінального і антиклінального залягання пластів, переважання в розрізі вугленосної товщі глинистих порід. Дегазації метану сприяють відкриті антикліналі з розмитим куполом, відкриті дрібні синкліналі, переважання тріщинуватих пісковиків, вапняків, наявність відкритих тріщин. Метаносність окремих вугільних пластів коливається від 0 до 35-40 м<sup>3</sup> на тону горючої маси. Максимальної метаносності досягають антрацити (30-35 м<sup>3</sup>/т). При подальшому зростанні ступеня метаморфізму відбувається зменшення їх метаносності.

Найбільша метаносність виявлена в шахтах Донецько-Макіївського, Чистяково-Сніжнянського, Боково-Хрустального і Центрального районів; найменша – Лисичанського, Довжано-Ровенецького і Шахтино-Несвітаєвського.

Вугленосна товща карбону містить численні водоносні горизонти, приурочені до пластів пісковиків і вапняків. У ній виділено 330 водоносних горизонтів, у тому числі 105 у вапняках і 225 у пісковиках.

Водоносні горизонти продуктивної товщі карбону, як правило, дають невеликі притоки води в ході пересічення виробками закарсто-

ваних вапняків або сильно тріщинуватих пісковиків, які сягають 1000–2000 м<sup>3</sup>/год (шахта Ломоватська в Алмазно-Мар'їнському районі). Середній приплив у шахти досягає 50–100 м<sup>3</sup>/год, зрідка до 300–500 м<sup>3</sup>/год. Ступінь тріщинуватості порід карбону зменшується з глибиною, тому приплив води у гірничі виробки з глибини 300 м у більшості випадків знижується, а нижче 600 м інколи припиняється.

Шахтні води характеризуються підвищеною кислотністю та вмістом заліза. Це пов'язане з розкладом піриту в гірничих виробках, збагаченням води вільною сульфатною кислотою, в результаті чого вона стає агресивною, розчиняє карбонатні породи і руйнує устаткування. Мінералізація води становить у середньому 10–20 г/л, іноді до 66 г/л. Величина рН у кислотних шахтних водах досягає 2,8.

Стійкість порід збільшується із зростанням ступеня метаморфізму, найбільша спостерігається в антрацитових шахтах, найменша – на шахтах, що розробляють слабометаморфізоване вугілля марки Д.

Геотермічний градієнт у басейні становить 2,6° на 100 м глибини, в окремих районів – 1,7–3,8°. Середня температура порід на глибині 1800 м дорівнює 55 °С, а на глибині 1000 м – 25–52 °С. У цілому геотермічний режим на площі басейну характеризується зниженням температури із заходу на схід і від центру регіону в напрямі до Воронезької антеклізи та Приазовського масиву на півдні. Геотермічний градієнт зумовлений структурними факторами, він збільшується в склепіннях антикліналей і зменшується в донних частинах синкліналей.

Основні особливості гірничотехнічних умов Донбасу такі:

- незначна потужність вугільних пластів, що належать за діючою класифікацією до тонких і дуже тонких;
- порівняно велика кількість пластів, які зберігаються в стратиграфічному розрізі на значній площі басейну;
- проста тектонічна будова на більшій частині вугленосної площі;
- достатня стійкість гірських порід, що вміщують вугільні пласти;
- незначні або помірні припливи підземних вод у гірничі виробки;
- сприятливі умови розкриття родовищ на площі відкритого Донбасу (50 % запасів) і складні умови на всій іншій площі.

#### Запаси, ресурси та перспективи розвитку

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 України. На 01.01.2004 р. підтверджені запаси кам'яного вугілля за категорією А+В+С<sub>1</sub> становили (млн т) 41555,3, у тому числі антрациту – 6326,4, бурого вугілля – 286,7. Ймовірні запаси кам'яного вугілля за категорі-

єю С<sub>2</sub> становили (млн т) 10783,3 (антрацит – 1381,1). Прогнозні запаси кам'яного вугілля (млн т) становлять 30431,9 (антрацит – 2948,6, буре вугілля – 1284,1). Загальні ресурси становлять (млн т) 84341,3 (кам'яне вугілля – 82770,5, антрацит – 10656,1, буре вугілля – 1570,8).

Експлуатується 159 об'єктів (шахт, вуглерозрізів, ділянок), де розробляється 8835,5 млн т вугілля. Глибину залягання до 1000 м мають 80 ділянок, розташованих поблизу діючих шахт. Вони мають незначну кількість запасів і зосереджені в ізольованих блоках, які поки що недоцільно розробляти. Нині відбувається масове закриття шахт, запаси яких не відпрацьовані і подальша перспектива не з'ясована.

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.

В Україні відбувається перебудова галузі, прийнята програма “Українське вугілля до 2010 р.”, де передбачено збільшити видобуток вугілля в 2010 р. до 110 млн т на рік, а в подальшому створити передумови для будівництва та введення в експлуатацію нових вугледобувних підприємств. Це дасть можливість до 2030 р. підвищити видобуток вугілля до 120–125 млн т на рік.

## ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКИЙ ВУГІЛЬНИЙ БАСЕЙН

Львівсько-Волинський басейн (ЛВБ) розташований на території Львівської і Волинської областей (рис. 3.7). Перші відомості про басейн з'явилися у 1810 р., а в 1950 р. тут були закладені перші шахти. Вугленосні відклади протягаються вздовж р. Західний Буг на 120 км від міст Рава-Руська і 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.

### Геологічна будова

У геологічній будові басейну бере участь складний комплекс палеозойських, мезозойських і четвертинних відкладів, які залягають на докембрійському фундаменті [1, 2].

Докембрій складений архейськими біотит-плагіоклазовими гнейсами, палеопротерозойськими сланцями, гранітами та гранітоїдами. Верхня частина докембрію, а саме неопротерозой (рифей) представлений строкато-кольоровими піщано-гнейсовими утвореннями і потужною товщею базальтів у середній частині розрізу. Загальна потужність докембрійських утворень 12 км.



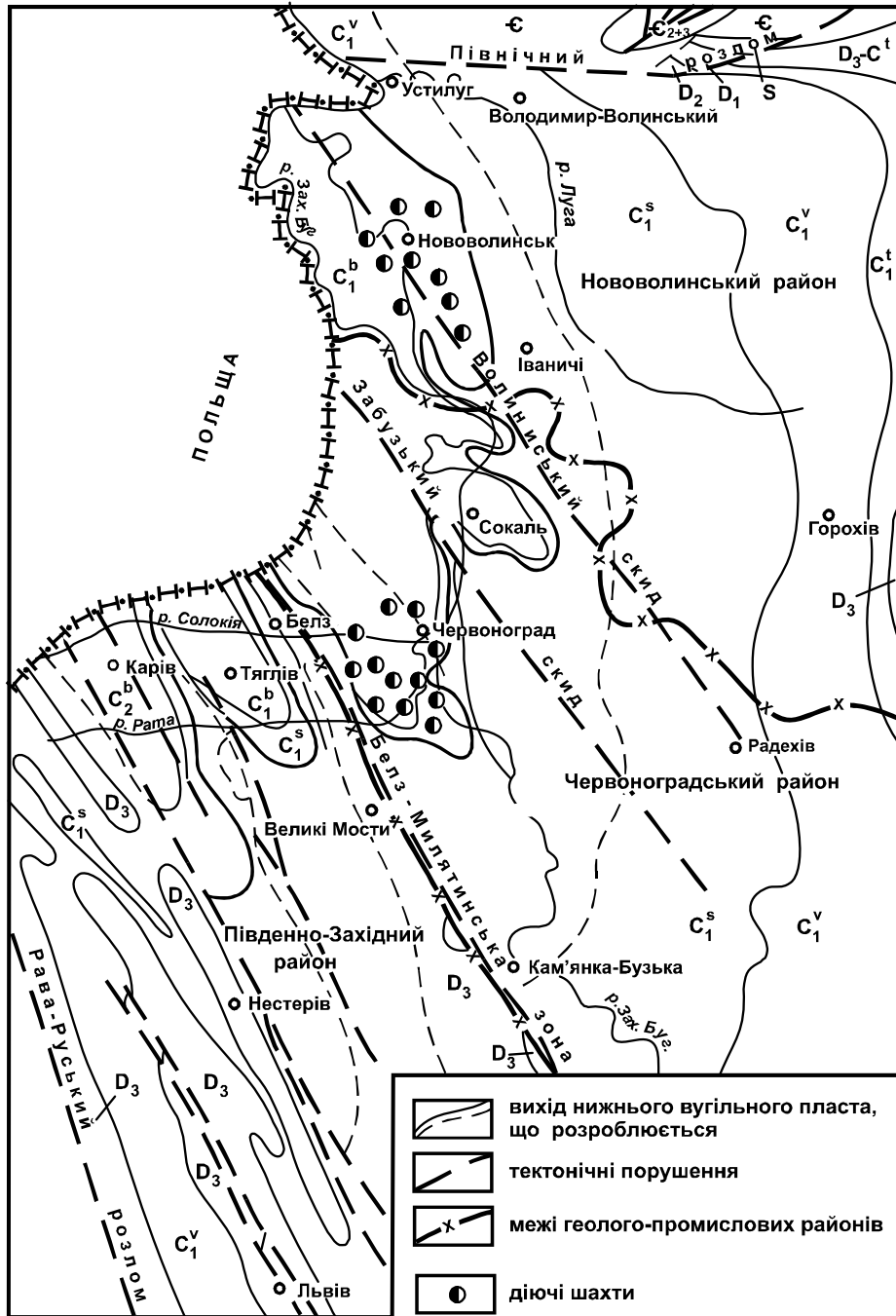


Рис. 3.7. Схематична карта Львівсько-Волинського вугільного басейну [20]



Найважливіші стратиграфічні підрозділи басейну: кембрій, ордовик, силур, девон, карбон, юра, крейда, неоген, четвертинна система.

**Кембрій** представлений трьома відділами, складений різноманітними пісковиками, строкатокольоровими алевролітами і глинами загальною потужністю 520 м.

**Ордовик** представлений карбонатною і теригенною товщами всіх трьох відділів. Це кварцитоподібні, темно-зелені глауконітові пісковики, глинисті дрібнозернисті вапняки та мергелі потужністю 50 м.

**Силур** розвинутий широко, залягає трансгресивно на розмитих різновікових горизонтах ордовіку, складений вапняками, мергелями, карбонатними сланцями і вулканічними туфами потужністю 225 м.

**Девон** широко розповсюджений в межах басейну, має велику потужність (2300 м). Нижній девон складений потужною товщею континентальних червоних пісковиків і піщано-глинистих порід; середній – чергуванням доломітів, вапняків, пісковиків і алевролітів; верхній – доломітами з пісками у нижній частині, вапняками – у верхній.

**Карбон** незгідно залягає на породах верхнього девону і представлений нижнім і частиною середнього ярусу (табл. 3.15).

Нижній карбон включає відклади турнейського, візейського та серпуховського ярусів.

Турнейський ярус в північній і північно-східній частині басейну складений піщано-конгломератовою і вапняково-аргілітовою товщами (хоревська світа). Вугільних пластів у ньому не виявлено.

Відклади візейського ярусу залягають трансгресивно на породах турнейського ярусу, представлені аргілітами, алевролітами, пісковиками, вапняками і вугіллям, об'єднані у шість світ:

- куличківська – гравеліти, кварцові пісковики з прошарками аргілітів і алевролітів, у верхній частині трапляються каолінові глини;
- олеськівська – окременілі вапняки  $V_0$  потужністю 28–41,5 м;
- винниківська, нестерівська, володимирська – чергування вапняків з аргілітами й алевролітами; трапляються до 13 вапнякових прошарків, найбільш витриманим надано індекс від  $V_1^0$  до  $V_1^8$ ;
- устилузька – вапняки  $V_2$  (10–115 м).

Загальна потужність візейського ярусу зростає від 102 м на півночі до 200 м на південному заході.

У складі серпуховського ярусу представленого теригенними і вапняковими породами, виділяються світи:

- порицька (від покрівлі вапняку  $V_2$  до підшови вапняку  $V_5^1$ ) – аргіліти й алевроліти з прошарками вапняків  $V_3$ ,  $V_4$ ,  $V_5$  і вугілля;

### Розділ 3. Вугільні басейни України

- *іванічевська* (від вапняку  $V_5^1$  до підшови вапняку  $N_1$ ) – чергування аргілітів, алевролітів, пісковиків з прошарками вапняків і вугілля;
- *лишнянська* (між вапняками  $N_1$  та  $N_3$ ) – теригенні породи з прошарками вапняків і вугілля;
- *бужанська* (між вапняками  $N_3$  і  $N_{10}$ ) – пісковики, алевроліти, аргіліти з малопотужними прошарками доломітизованих мергелів; до верхньої частини світи приурочені майже всі промислові вугільні пласти басейну – до 20 вугільних пластів і прошарків, значна кількість з них розробляється ( $n_7^H$ ,  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_8$ ,  $n_9$ ); потужність світи – 150–305 м.

Таблиця 3.15

#### Стратиграфічне розчленування вугленосної формації ЛВБ [1, 15, 22]

Система	Відділ	Ярус	Світа	Граничні вапняки	Пласти вугілля	Потужність, м	
Кам'яновугільна	Середній	Башкирський	Кречівська	$B_3$	$b_8$ $b_7$ $b_4$	70–100	
			Паромівська		$B_1$		$b_3$ $b_1$
			Морозовицька		$N_{10}$	$n_{12}$ $n_{10}$	30–80
			Бужанська	$n_9$ $n_8$ $n_7$ $n_6$ $n_5$ $n_4$ $n_3$		150–305	
			Лишнянська	$N_2$			$n_2$
			Іванічевська	$N_1$	$n_1$ $n_0$		95–150
	Візейський	Візейський	Порицька	$V_6$ $V_5^1$	$v_6$ $v_5^3$		
			Устилузька	$V_5$ $V_4$ $V_3$	$v_5$ $v_4^5$ $v_3$	10–115	
				$V_2$	$v_2^5$ $v_2$		до 150
				Володимирська	$V_1^4$		
			Нестерівська	$V_1^3$	$v_1^3$	до 150	
			Винниківська	$V_1$	$v_1$		до 150
			Олесківська	$V_0$	$v_0$	28–41,5	

		Куличківська	-	-	40–43
--	--	--------------	---	---	-------

Загальна потужність серпуховського ярусу коливається від 280 м на півночі до 780 м на південному заході.

*Середній карбон* представлений нижньою частиною башкирського ярусу, де відомі три вугільні світи:

- *морозовицька* (між вапняками  $N_{10}$  і  $B_1$ ) – чергування темно-сірих аргілітів, алевролітів, вапняків і пластів вугілля, з яких тільки один ( $n_{12}$ ) місцями має робочу потужність;
- *паромівська* (між вапняками  $B_1$  і  $B_3$ ) – аргіліти, алевроліти, пісковики з невитриманими прошарками вапняків і вугілля;
- *кречівська* – чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з вугільними пластами ( $b_4, b_7, b_8$ ).

Потужність порід середнього карбону у басейні сягає 210 м.

**Юра** розповсюджена нерівномірно, переважно на півдні басейну. Вона залягає трансгресивно на розмитій поверхні палеозою, виповняє окремі улоговини, часто розповсюджена в ізольованих контурах витягнутої форми. В розрізі юри виділяють середній та верхній відділи. *Середній відділ* представлений строкато-кольоровими піщано-глинистими утвореннями потужністю 140 м; *верхній* складається з вапняків, гіпсів і ангідритів. Загальна потужність юрських порід коливається від декількох метрів до 430 м.

**Крейда** трансгресивно перекриває юрські, кам'яновугільні та девонські утворення, представлена майже всіма ярусами і горизонтами верхнього відділу, складена однорідною мергельно-крейдиною товщею потужністю від 150 до 800 м і більше.

**Неоген** трапляється лише в південній та південно-західній окраїні басейну, представлений двома світами загальною потужністю 75 м:

- нижня – кварцити, піски, глини з чотирма пластами бурого вугілля;
- верхня – вапняки з прошарками мергелів і пісків.

Породи **четвертинної системи** перекривають більш давні утворення, представлені як флювіогляціальними (піски, супісі, суглинки, глини) так і алювіальними відкладами (піски, глини, суглинки). Загальна потужність четвертинної системи в басейні 0,5–35 м.

### Тектоніка

Львівсько-Волинський вугільний басейн розташований на південному заході Східноєвропейської платформи, в області її переходу до геосинклінальних зон Польського Середньогір'я і Карпат. Похилий західний схил УЩ занурюється на захід – південний захід і утворює в

цьому регіоні Львівсько-Брестський прогин, в історії формування якого виокремлюються три етапи.

У палеозої це був похилий платформний схил, з південного заходу від якого розміщувалася каледонсько-герцинська синклінальна область. Зі сходу на захід у напрямі занурення кристалічного фундаменту спостерігається поступове збільшення потужності відкладів палеозою. В цьому самому напрямі відмічаються більш молоді горизонти. Вся серія нашарувань слабо нахилена на захід.

З найдавніших структурних форм найбільш важливішим є північний (Волинський) розлом, який розділяє Львівсько-Брестський прогин на Волинський виступ і Львівсько-Волинську западину, котра власне і складає ЛВБ. Розлом досить чітко фіксується по тектонічному контакту кембрійських відкладів з нижньокарбовими з амплітудою зміщення біля 1000 м, що дає підставу віднести його до герцинської фази складчастості.

*Волинський виступ* складається з низки блоків. На піднятих блоках під породами крейди залягають кембрійські утворення, а на занурених збереглися ще породи ордовику та силуру. На виступі розвинута серія великих скидів північно-західного простягання (Шацький, Любомльський).

*Львівсько-Волинська западина* займає найбільш занурену частину прогину з глибиною залягання фундаменту від 1,5 до 7 км. Крім осадків палеопротерозою та неопротерозою прогин заповнюють породи девону і карбону, перекриті мезокайнозойськими осадами.

Палеозойські відклади Львівсько-Волинської западини слабо дислоковані і залягають згідно з формами рельєфу кристалічного фундаменту, на якому відмічаються локальні підняття і занурення при загальному похилому зануренні фундаменту зі сходу на захід.

На фоні загального похилого моноклінального залягання кам'яновугільних відкладів Львівсько-Волинської западини з ухилом на захід слід зазначити вторинні дислокації антиклінального і синклінального типів північно-західного простягання. В центральних областях синкліналей, як правило, залягають вугленосні відклади, які деколи розглядають як окремі вугільні родовища: Волинське, Сокальське, Міжріченське, Тягівське. Ці родовища розділяються окремими антиклінальними підняттями, в ядрах яких залягають більш давні безвугільні горизонти. Такі структурні форми своєю чергою ускладнені додатковою дрібнішою складчастістю, що утворює хвильовий характер залягання кам'яновугільних відкладів.

У межах Нововолинського і Червоноградського районів з північного сходу на північний захід виокремлюються Волинська монокліналь, Літовежська і Красноградська антиклінальні зони, Сокальська брахі-

синкліналь і Міжріченська синкліналь. Серед диз'юнктивних дислокацій найбільшими є Волинський і Забузький скиди.

У південно-західній частині басейну виділяються Тяглівська і Каровська синклінали, на периферії яких розташовані великі зони насувів – Белз-Милятинська, Бутинь-Хлевчанська, Нестерівська. На крайньому південному заході басейну розташований Рава-Руський розлом з вертикальною амплітудою 2000–3000 м, який і є границею Львівсько-Волинського вугільного басейну.

Завершальний етап формування структури регіону пов'язаний з альпійськими післякрейдовими рухами. Цьому етапу відповідає утворення широкої похилої складки, витягнутої від Львова далеко на північний захід через Польщу, північну Німеччину до Данії. Львівсько-Брестський прогин є південно-східним замиканням цієї складки.

Будову палеозойських відкладів альпійські орогенні рухи істотно не змінили, з ними пов'язані лише незначні розривні порушення. Інтенсивні тектонічні рухи в неогені в Карпатах також істотно не відбилися в Львівсько-Волинській западині. В західному напрямі кам'яновугільні відклади продовжуються до Польщі (Люблінський басейн), де розкритий більш повний розріз середнього карбону з пластами вугілля робочої потужності. Плікативні та диз'юнктивні порушення за часом утворення відрізняються: плікативні мають доюрський вік, диз'юнктивні виникли під час альпійського орогенезу.

Взагалі Львівсько-Волинський вугленосний басейн належить до таких, що розташовані на крайових частинах давніх платформ і його формування відбувалося в паралічних умовах.

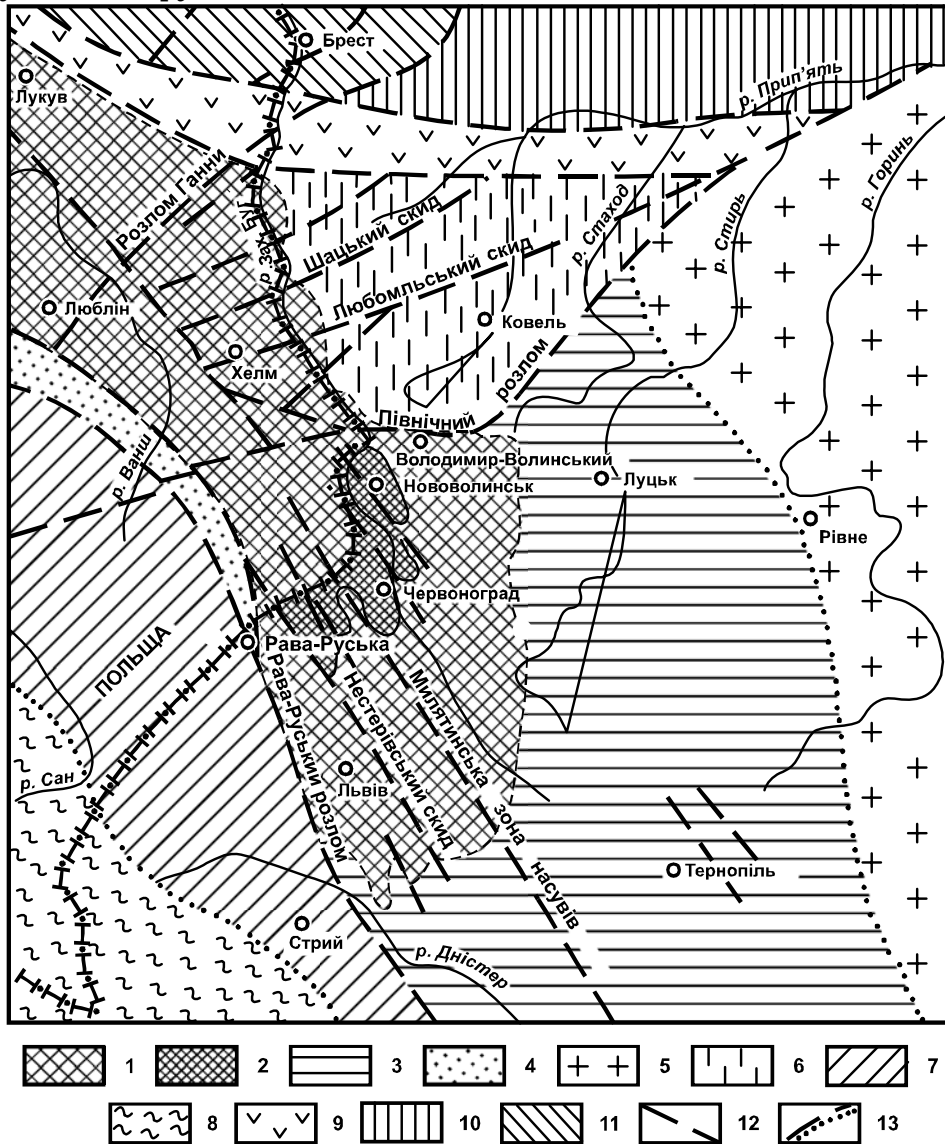
#### **Вугленосність і вуглепромислові райони**

У розрізі вугленосної формації ЛВБ є до 88 вугільних пластів і прошарків, приурочених до візейського, серпуховського і башкирського ярусів нижнього і середнього карбону. З них тільки 30 досягають робочої потужності. Сумарна потужність пластів вугілля формації в середньому становить 12 м, коефіцієнт загальної вугленосності – 2 %, промислової – 0,5 %. Потужність промислових пластів у басейні становить переважно 0,6–1 м, зрідка вона підвищується до 1,5 м.

За територіальною приналежністю, особливостями геологічної будови і вугленосності, ступенем розвіданості й освоєння в басейні виділяється три вуглепромислові райони: Нововолинський, Червоноградський і Південно-Західний (рис. 3.8).

*Нововолинський район* займає крайню північну частину басейну від Північного розлому на півночі до границі Львівської і Волинської областей на півдні. Породи карбону мають у цілому моноклінальне па-

діння у південно-західному напрямі під кутом 1–5°. Флексурний перегин, вісь якого збігається з Волинським скидом, поділяє район на дві частини – східну, з майже горизонтальним заляганням пластів, і західну з більш крутим заляганням.



**Рис. 3.8. Тектонічна схема Львівсько-Волинського вугільного басейну [20]**

- 1 – Львівсько-Волинська западина і Варшавсько-Люблінський прогин;
- 2 – найбільш занурена частина западини з основною промисловою вугленосністю; 3 – південно-східне крило палеозойського прогину (Волино-



Подільська монокліналь); 4 – західне крило палеозойського прогину; 5 – Український щит; 6 – Волинський або Ковельський виступ; 7 – Передкарпатський прогин; 8 – Карпатський складчастий комплекс; 9 – Словацько-Ратнівський горст;

10 – Пінська або Поліська улоговина; 11 – Підлясько-Брестська западина; 12 – великі тектонічні порушення; 13 – границі структурних підрозділів

Потужність крейдових відкладів становить 300 до 450 м. Основне промислове значення мають вугільні пласти  $n_7$  і  $n_8$ , другорядне –  $n_{12}$ ,  $b_1$ ,  $b_4$ . Район характеризується найвищим ступенем розвіданості. Основні запаси вугілля зосереджені на десяти діючих Нововолинських шахтах (№ 1НВ – № 10НВ).

Червоноградський район займає центральну частину басейну, на північному сході межує з Нововолинським. Східна і південна його границі проходять по смугі нижньовізейських вапняків, а південно-західна – вздовж Белз-Мілятинської зони. Район є основним у басейні, де зосереджено 70–90 % усіх балансових запасів вугілля, більше половини діючих шахт (Великомостівські № 1 ВМ – № 10 ВМ і Червоноградські 14Г, 24Г), чотири резервні шахтні ділянки. Основне промислове значення мають вугільні пласти  $n_7^H$ ,  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_8$ ,  $n_8^B$ ,  $n_9$ , менше –  $v_6$ . Максимальна вугленосність приурочена до південної частини району.

Південно-західний район приурочений до області максимального занурення продуктивного карбону, розташований на південно-західній окраїні басейну, включає Тяглівську і Карівську синклінали, що виділяються як окремі родовища. Вугленосні відклади залягають під товщею верхньокрейдових (до 600 м) і юрських (до 50 м) утворень і містять вісім вугільних пластів робочої потужності –  $n_7^H$ ,  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_8$ ,  $n_8^B$ ,  $n_9$ ,  $n_{10}$ ,  $b_1$ . Найбільш витримані пласти  $n_9$  і  $b_1$  залягають на глибині 500–700 м. Це основний перспективний район басейну, в межах якого планується проведення подальших геологорозвідувальних робіт і приріст балансових запасів.

На площі басейну ступінь вугленосності збільшується в південному напрямі, сягаючи максимуму у Південно-західному районі і на Волинських шахтах. Уверх по розрізу вугленосність збільшується, але це відбувається нерівномірно і має циклічний характер.

Найменш вугленосними є відклади *візейського ярусу*, коефіцієнт загальної вугленосності якого становить 1,2 %. У його складі відомо до 13 невитриманих і малопотужних вугільних пластів. Тільки деякі з них, а саме  $v_0^3$ ,  $v_1$ ,  $v_2$  (Бузький) на досить обмежених площах досягають мінімальної робочої потужності.

Найбільшу вугленосність мають відклади *серпуховського ярусу*, коефіцієнт вугленосності яких досягає 3 %. У його складі є майже 50 вугільних пластів, з яких тільки 10 досягають промислової потужності:

- **пласт v<sub>4</sub><sup>2</sup>** (Бубновський) досягає мінімальної робочої потужності на обмеженій площі;
- **пласт v<sub>6</sub>** широко розповсюджений, має промислове значення на півдні Червоноградського району, його потужність 0,6 м, зрідка до 0,6–1,2 м;
- **пласти п<sub>0</sub>–п<sub>6</sub>** малопотужні (0,1–0,4 м), часто виклинюються і на деяких ділянках зовсім відсутні, тільки пласт п<sub>6</sub> має робочу потужність (0,61–1,15 м) у Південно-Західному районі;
- **пласти п<sub>7</sub>–п<sub>9</sub>**, приурочені до середніх і верхніх частин бужанської світи, відомі на всіх родовищах, де характеризуються найбільшою промисловою вугленосністю;
- **пласт п<sub>7</sub><sup>н</sup>** потужністю 0,85–2,05 м має промислове значення в південній частині Червоноградського району, де залягає на глибинах 320–800 м, і в Південно-Західному районі;
- **пласт п<sub>7</sub>** (Волинський) залягає на 2–10 м вище пласта п<sub>7</sub><sup>н</sup>, широко розповсюджений у Нововолинському та південній частині Червоноградського районів, його потужність 0,6–1,85 м, глибина залягання – від 300 до 1050 м;
- **пласт п<sub>7</sub><sup>в</sup>** залягає на 10–15 м вище пласта п<sub>7</sub>, розповсюджений у всьому басейні, його потужність від 0,1 до 1,5 м; у південній частині Червоноградського району він має витримані потужність і структуру, розробляється значною кількістю шахт;
- **пласт п<sub>8</sub>** (Волинський-2) розташований на 5–15 м вище пласта п<sub>7</sub><sup>в</sup>, має суттєве промислове значення, його робоча потужність найбільш витримана; пласт найбільше розвинутий у Нововолинському районі, де він розробляється більшістю шахт (робоча потужність 0,45–1,75 м);
- **пласт п<sub>8</sub><sup>в</sup>** (Західно-Бузький) залягає на 2–10 м вище пласта п<sub>8</sub>, широко розповсюджений, з витриманою робочою потужністю на значній площі, особливо в Південно-Західному районі, де розробляється;
- **пласт п<sub>9</sub>** (Тонкий) розташований на 45–80 м вище пласта п<sub>8</sub><sup>в</sup>, на більшій частині території має незначну потужність (до 0,4 м) і тільки на деяких ділянках Червоноградського і Нововолинського районів розробляється декількома шахтами.

У породах *баширського ярусу* міститься шість вугільних пластів, які інколи досягають робочої потужності:

- **пласт п<sub>10</sub>** розвинутий тільки у Південно-Західному районі, іноді досягає потужності 0,5–1,2 м;
- **пласт п<sub>12</sub>** широко розвинений у басейні, але робочої потужності досягає лише на півночі Нововолинського району;
- **пласт b<sub>1</sub>** (Волинський-4) залягає на 60–80 м вище пласта п<sub>9</sub>, широко розповсюджений по площі басейну, має незначну потужність (0,1–0,65 м); робочої потужності досягає лише на невеликих ізольованих ділянках в центральній частині Нововолинського і Червоноградського районів;
- **пласт b<sub>4</sub>** (Волинський-5) залягає на 70–80 м вище пласта b<sub>1</sub>, широко розповсюджений, на значній площі має робочу потужність (0,5–0,85 м);

- **пласти b<sub>7</sub> і b<sub>8</sub>** мають потужність 0,5–0,7 м, розповсюджені дуже обмежено, тільки на крайньому заході Нововолинського району.

Вугільні пласти басейну належать до групи тонких і невитриманих, які різко змінюють свою потужність і структуру. Переважна більшість промислових пластів має потужність до 0,6 м (понад 50 %), значна частина – 0,6–1,2 м (20–30 %), інколи – 1,2–2,0 м (у середньому до 10 %) (табл. 3.16). Вони мають просту (один пласт) і складну будову (2–3 вугільні пласти з породними прошарками). Вмісні породи – аргіліти, алевроліти, зрідка пісковики. Контакти покрівлі та підосви вугільних пластів різкі й чіткі. В покрівлі, як правило, залягають аргіліти, в підосві – алевроліти. В більшості випадків у підосві вугільних пластів просліджується стигмарієвий шар (“кучерявчик”).

Таблиця 3.16

**Характеристика вугільних пластів за потужністю**

Вугільний пласт	Група за потужністю, %		
	Дуже тонкі (до 0,6 м)	Тонкі (0,6–1,2 м)	Середні (1,2–2,0 м)
v <sub>6</sub>	80	18	2
n <sub>7<sup>H</sup></sub>	51	14	35
n <sub>7</sub>	68	29	3
n <sub>7<sup>B</sup></sub>	55	41	4
n <sub>8</sub>	46	46	8
n <sub>5<sup>B</sup></sub>	48	40	12
n <sub>9</sub>	88	11	1
b <sub>1</sub>	96	4	-
b <sub>4</sub>	54	46	-

**Якісна характеристика вугілля**

Вугілля у ЛВБ переважно гумусове, сапропеліти трапляються зрідка у вигляді прошарків, переважно в покрівлі та підосві гумусових пластів. Вугілля щільне, в'язке, чорного і чорно-сірого кольору, строкатої, тонкоштрихуватої і смугастої структури. За петрографічними особливостями розрізняються блискучі (кларенові), напівблискучі (кларено-дюренові), напівматові (дюренові) і матові (фюзенові) різновиди. У будові пластів беруть участь усі вказані літотиби. В розрізах вугільних пластів переважає напівблискуче вугілля (36–79 % потужності пласта). Сумарний вміст блискучого та напівматового вугілля коливається в межах 20–40 %. Матове вугілля трапляється зрідка – 1–10 %.

За складом вихідного рослинного матеріалу виокремлюють два типи вугілля, що утворюють у пластах витримані горизонти:

- дрібно-мікроспарингітовий, складений дрібними тонкими мікроспорами і кутикулами;

### Розділ 3. Вугільні басейни України

- крупно-мікроспарингітовий, для якого типовими є великі мікроспори і безструктурний вітриніт.

В основних вугільних пластах присутні обидва типи, причому, як правило, перший утворює нижній горизонт, а другий – верхній.

В основних промислових пластах басейну вміст вітриніту складає 70–76 %, лейптиніту 7–10 % і фюзеніту 12–24 %. Мінімальний вміст вітриніту встановлено у вугіллі пласта  $n_7$  (66 %), максимальний – у вугіллі пласта  $n_8^B$  (81 %). Більша частина вугілля промислових пластів належить до маловідновленого і відновленого типу.

За основними класифікаційними параметрами ( $V^{daf}$  і  $V$ ) у басейні зустрічаються п'ять марок вугілля – довгополуменеве (Д), газове (Г), газозово-жирне (ГЖ), жирне (Ж) і коксове (К). Ступінь метаморфізму закономірно зростає в південно-західному напрямі. Внаслідок такої закономірності вугілля Нововолинського району належить до довгополуменевих і газових нижньої групи Г6, а вугілля червоноградських і великомостівських шахт – до газових групи Г12 і газозово-жирних. У Південно-Західному районі басейну вугілля жирне і на самій окраїні розкриті нижні пласти ( $v_6$ ,  $n_7$ ), які за своїми показниками відповідають коксовим. Класифікація вугілля ЛВБ наведена в табл. 3.17.

**Таблиця 3.17**

**Класифікація вугілля Львівсько-Волинського басейну**

Вугілля	Марка	Група	$V^{daf}$ , %	$V$ , мм	Номери кодів за Міжнародною класифікацією
Довгополуменеве	Д	-	$\geq 33$	-	711, 800, 811
Газове	Г	Г6	$> 33$	$\leq 6-11$	711, 721, 621, 622
		Г12	$\geq 33$	12-17	633, 634
Газове жирне	ГЖ	-	$> 35$	18-24	633, 634, 635
Жирне	Ж	Ж12	27-33	12-17	435, 534
		Ж18	$> 27$	18-24	535, 633
		Ж25	$\geq 27$	$\geq 25$	635

Вугілля басейну за якісними показниками відповідає 17 кодовим номерам Міжнародної класифікації кам'яного вугілля.

У басейні переважає вугілля з підвищеною зольністю ( $A^d = 5-35$  %). Високою зольністю вирізняються пласти складної будови, нижчою – прості, наприклад, зольність пласта  $v_6$  простої будови становить 6–12 %, а складної – 20–25,5 %. Переважає тугоплавка зола з температурою плавлення 1300–1400°C.

Вугілля басейну належить до середньо- і високосірчаних ( $S_t^d = 1,5-4,5$  %). У Червоноградському районі трапляються малосірчані пласти (1,0–1,5 %). Вугілля пласта  $n_8^E$  високосірчане (4,6–6,7 %).

Максимальний вміст води ( $W_{t^r} = 5,0-7,6 \%$ ) відмічається в довгополуменевому вугіллі Нововолинського району. Далі на південь вміст води у вугіллі закономірно зменшується і в межах Червоноградського району дорівнює 2,5–3,6 %. Мінімальних значень вологості вугілля досягає на південно-західній окраїні басейну (1,2–1,6 %).

Вихід летючих речовин ( $V^{daf}$ ) змінюється на площі басейну від 26 до 46 % (переважно 32–40 %). Зниження виходу летючих речовин спостерігається з північного сходу на південний захід. Їх мінімальний вихід на південно-західній окраїні басейну дорівнює 30–33 %.

Теплота згоряння вугілля або теплотворна здатність ( $Q_s^{daf}$ ) знаходиться у межах 32,24–36,93 МДж/кг. Максимальних значень вона досягає у вугіллі пласта  $v_6$  на ділянках Південно-Західного району. Максимум теплоти згоряння припадає на вугілля марок Ж і К, зокрема, максимальну теплоту згоряння (34,49–36,93 МДж/кг) має вугілля пластів  $v_6$ ,  $n_7^h$ ,  $n_8$  і  $n_8^e$ , мінімальну (32,45–33,5 МДж/кг) – вугілля пластів  $n_7$ ,  $n_7^e$  і  $n_9$ .

Товщина пластичного шару (Y) змінюється від 0 до 30 мм і більше, збільшується в південно-західному напрямі. У басейні присутнє вугілля від некоксівного до дуже коксівного.

Таким чином, зміна окремих якісних параметрів і основних технологічних властивостей вугілля в басейні спостерігається в південному і південно-західному напрямках. Показники вугільного пласта  $n_8$ , який найбільш широко розповсюджений і характеризується витриманою потужністю, наведено в табл. 3.18.

Таблиця 3.18

Якісні показники вугілля пласта  $n_8$

Геолого-промисловий район	$W_{t^r}$ , %	$A_t^d$ , %	$S_t^d$ , %	$V^{daf}$ , %	$Q_s^{daf}$ , МДж/кг	Y, мм	$C^{daf}$ , %	$H^{daf}$ , %	Марка вугілля
Нововолинський	3,0	14,4	1,4	37,4	32,345	6	79,8	5,3	Г6
	6,5	12,7	0,6	39,3	33,524	6	80,7	5,1	Г6
	7,6	15,3	2,2	38,4	33,663	8	81,3	4,9	Г6
Червоноградський	1,3	7,0	1,2	35,6	33,358	5	81,3	5,4	Г6
	1,7	16,5	2,4	37,2	34,920	14	82,9	5,0	Г12
	0,9	7,7	0,8	35,0	35,045	12	85,3	5,1	Г12
	1,6	11,6	1,0	29,5	34,312	14	85,9	4,8	ГЖ
	1,7	12,8	0,7	30,0	34,614	15	85,6	5,5	ГЖ
Південно-Західний	1,2	11,4	1,3	32,2	35,250	15	86,1	5,0	Ж
	1,6	7,0	0,8	28,2	36,092	20	88,2	4,8	Ж

На площі Нововолинського, а також у північній частині Червоноградського району вугілля пласта п<sub>8</sub> належить до газових слабоспівкливих групи Гб. Далі на південь на полях шахт Великомоствівської ділянки і в межах Південно-Західного району басейна вугілля стає газовим жирним і жирним.

Середня твердість вугілля за шкалою Мооса дорівнює приблизно трьом, воно крихке, кількість дрібноти (клас 0–13 мм) в рядовому вугіллі становить 54–73 %. Внаслідок цього видалення сортового палива великих пластів із рядового вугілля вважається недоцільним. Механічна міцність вугілля знижується від довгополуменевого до жирного.

Вугілля АВБ використовується як високоякісне енергетичне паливо, технологічна сировина і сировина для отримання металургійного і ливарного коксу. Як енергетична сировина воно використовується промисловими і комунальними підприємствами Західної України. На запасах вугілля басейну діють Добротворська і Бурштинська теплові електростанції, які споживають 70 % всього видобутого вугілля басейну. Слабоспівкливе вугілля Нововолинського і Червоноградського районів можуть використовувати для газового виробництва. Вугілля Червоноградського і Південно-Західного районів, що характеризуються високою співкливістю, використовують як компонент шихти для отримання високоякісного металургійного коксу Запорізьким, Дніпродзержинським і Ясинуватським коксохімізаводами.

#### Гідрогеологічні та гірничотехнічні умови експлуатації

Гідрогеологічні умови району досить складні. Тут виокремлюються два водоносних горизонти – верхньокрейдвий і юрсько-кам'яновугільний.

*Верхньокрейдві води* розповсюджені по площі всього басейну, представлені потужним горизонтом тріщинних вод, пов'язаних із зоною вивітрювання і вилуговування сеноманських мергелів. Води напірні та гідрогеологічно пов'язані з верховодкою і алювіальним потоком річкових долин. Максимальна водозбагаченість приурочена до північної частини басейну, де розташована область розвантаження сеноманського водоносного горизонту.

Глибина розповсюдження верхньокрейдвого водоносного горизонту 120–130 м, водоприплив у виробки 1500 м<sup>3</sup>/добу, що значно ускладнює проходку стовбурів шахт і потребує застосування спеціальних методів проходки. Води слабомінералізовані (до 0,5 г/л), гідрокарбонатно-кальцієвого складу.

У нижній частині мергельної товщі, нижче 100–180 м, тріщинуватість зникає і мергель стає практично монолітним і безводним.

*Юрсько-кам'яновугільні води* – це повністю відокремлений горизонт високонапірних пластово-тріщинних вод, які не зв'язані з зоною циркуляції. Водозбагаченість порід карбону невелика і води концентруються у пісковиках, розбитих рідкісною системою дрібних тріщин.

У разі розкриття гірничими виробками шахт водоносні горизонти карбону швидко дреноються до повного осушення і водоприплив у виробки не перевищує 5–7 м<sup>3</sup>/год, і тільки в зонах тектонічних порушень іноді досягає 60–80 м<sup>3</sup>/год. Мінералізація вод становить 0,5–2,5 г/л, склад – гідрокарбонатно-хлоридно-натрієвий.

ЛВБ – закритий басейн із потужністю покривних відкладів 300–450 м і тому розробка родовищ тут пов'язана з проходкою шахтних стовбурів великої початкової глибини (до 400–500 м). Під час будівництва шахт проходження обводненої товщі сеноману здійснюється спеціальними методами – водопониженням, заморожуванням, цементацією та бурінням. Найраціональнішим для басейну є метод штучної цементації гірського масиву.

Найбільш міцними породами вугленосної товщі є вапняки і пісковики, найменшу міцність мають аргіліти. Безпосередньо у покрівлі вугільних пластів пісковики повсюдно трапляються тільки в Червоноградському районі. В інших районах як у покрівлі, так і в підшві залягають аргіліти, які є слабкостійкими і схильними до спучування. Це в свою чергу призводить до деформації кріплення в гірничих виробках. Деколи аргіліти утворюють несправжню покрівлю потужністю 0,3–0,5 м і для попередження її обвалення залишається захисна пачка вугілля потужністю приблизно 0,1 м.

До складу основних природних газів басейну входять метан, азот і вуглекислий газ. За їх співвідношенням виділяється три зони: *вуглекисло-азотна*, *азотно-метанова* і *метанова*. Газоносність басейну збільшується в західному та південно-західному напрямках. Верхня межа метанової зони розташована на глибині 400–500 м. У Нововолинському районі більшість вугільних пластів мають дуже низьку метаносність (до 1,4 м<sup>3</sup>/т) і лише на заході на глибинах приблизно 600 м вона зростає до 5 м<sup>3</sup>/т.

На півдні Червоноградського району метанова зона охоплює всі поля діючих шахт і до глибин 650 м становить 2–10 м<sup>3</sup>/т і більше. В північній частині району до глибин 580 м метаносність сягає 3,3 м<sup>3</sup>/т.

У Південно-Західному районі в межах Тягівського родовища метаносність основних промислових смуг ще вища і сягає 18 м<sup>3</sup>/т. Шахти цих двох районів належать до III категорії за газовим режимом. Під час розкриття тектонічних порушень у цих шахтах спостерігалися раптові викиди газу з вмістом метану до 33 %.

### **Розділ 3. Вугільні басейни України**

---

Усі шахти басейну є небезпечними по пилу і належать до III категорії за самозайманням пластів.

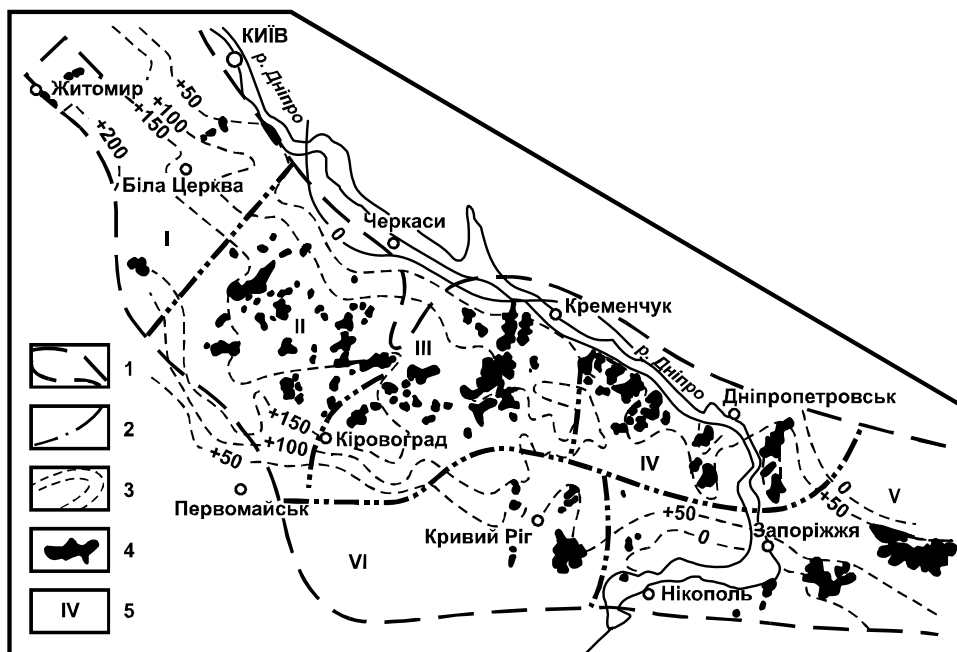
На 01.01.2004 р. в басейні знаходилося в експлуатації 14 шахт, 1 шахта будувалася, 4 об'єкти підготовлені для будівництва шахт і 10 ділянок є перспективними для розвідки. За даними Держкомстату в 2003 році було видобуто 2,981 млн т вугілля. На 01.01.2004 р. підтвержені запаси вугілля Львівсько-Волинського басейну за категоріями А + В + С<sub>1</sub> складали 1162,2 млн т, з таких що експлуатуються – 216 млн т, ймовірні (С<sub>2</sub>) – 259,2 млн т. Загальні ресурси кам'яного вугілля по всьому басейну становлять 2524,8 млн т.



## ДНІПРОВСЬКИЙ БУРОВУГІЛЬНИЙ БАСЕЙН

Дніпровський буровугільний басейн займає територію Правобережної України в межах Житомирської, Черкаської, Кіровоградської, Дніпропетровської і частково Запорізької, Вінницької та Київської областей (рис. 3.9). Басейн простягається з південного сходу на північний захід майже на 650 км, завширшки 70–175 км і займає площу 100 тис. км<sup>2</sup>. У його межах виявлено 200 родовищ і вуглепроявів, з них Державним балансом запасів обліковані 27.

Буре вугілля України відоме з XVI ст. Його видобування почалося з 1871 р., але наприкінці XIX ст. майже припинилося через важкі умови експлуатації й конкуренції з донецьким вугіллям. Після війни буровугільна промисловість була відновлена і максимум видобутку припав на 60–80 рр. XX ст. Наприкінці XX ст. з певних економічних причин видобуток бурого вугілля значно скоротився і наразі працює всього 5 видобувних підприємств.



**Рис. 3.9. Обзорна карта Дніпровського буровугільного басейну**

1 – границя басейну; 2 – границі геолого-промислових районів; 3 – ізогіпси поверхні кристалічного фундаменту; 4 – родовища бурого вугілля; 5 – геолого-промислові райони: Коростишівський (I), Ватутінський (II), Олександрійський (III), Верхньодніпровський (IV), Оріхівський (V), Криворізький (VI)

#### Геологічна будова

У будові Дніпровського буровугільного басейну беруть участь породи нижнього структурного ярусу (кристалічного фундаменту) і осадового покриву верхнього структурного ярусу (платформного чохла).

#### Стратиграфія

Докембрійські кристалічні породи представлені біотитовими, плагіоклазовими і амфібол-піроксеновими гнейсами, сірими, рожевими гранітами, мігматитами. В південній частині басейну розповсюджений метаморфічний комплекс порід *криворізької серії*, складений сланцями, джеспілітами, роговиками. На них майже всюди залягають каоліни кори вивітрювання потужністю від 2–3 до 60–70 м.

Породи платформного чохла представлені мезокайнозойськими та четвертинними відкладами (рис. 3.10). Найдавнішими є червоноколірні піски та глини нерозчленованого *нижнього тріасу*.

В Придніпров'ї встановлені байоські і батські відклади *середньої юри*. *Байос* представлений озерними фаціями потужністю 15–25 м, де переважають кварцові піски з лінзами каолінових глин з прошарками бурого вугілля, які не мають практичного значення.

*Батські* відклади представлені шаруватими алевритами і глинами. На північному заході басейну розвинуті лагунно-континентальні глини та піски з пластами бурого вугілля і каолінів, до яких приурочене Кочерівське буровугільне родовище.

*Нижньокрейдові відклади* розвинуті в північно-східній частині басейну, належать до готерив-барему і апт-альбу. Крім цього, до нижньої крейди належать *ротмистрівська* і *смільянська* світи, складені глинами, глинистими пісками, пісками, бокситоподібними породами і вторинними каолінами.

Відклади *верхньої крейди* розвинуті на північно-західному і північно-східному схилах щита і належать до сеноманського, туронського, коньякського і сантонського ярусів. Вони складені крейдою, мергелем, пісковиками, вапняками, кременистими породами. Загальна потужність їх від 30–50 до 200 м.

Відклади *палеогенової системи* представлені товщами палеоцену, еоцену й олігоцену [17].

В *палеоцені* виділяються: *райгородська товща* – грубоуламкові вулканічні брекчії, які часто переходять у глини; потужність до 62 м; *лу-*

занівська світа – туфи, туфопісковики, глини, вапняки потужністю до 20 м; розвинена в кільцевих депресіях Середнього Придніпров'я.

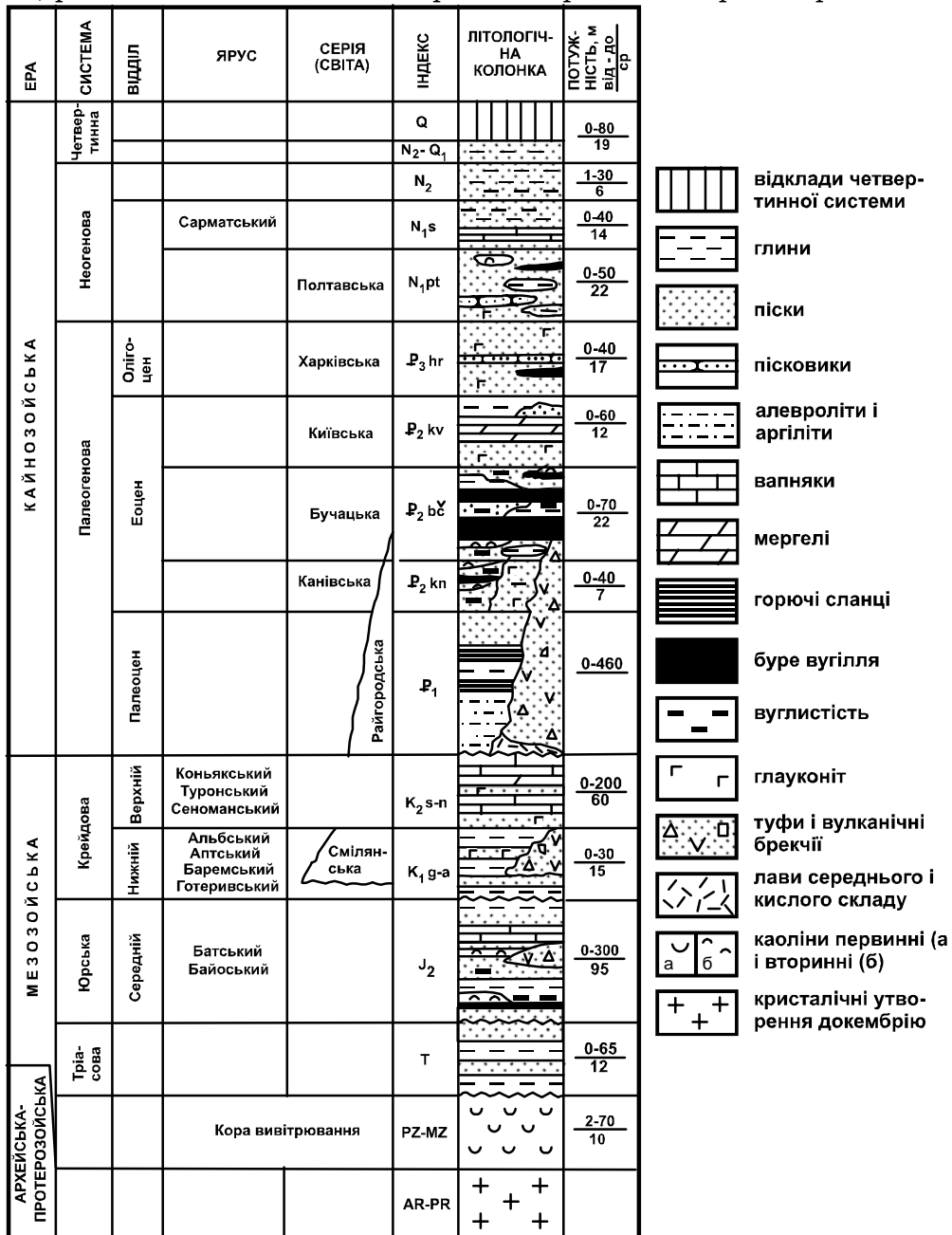


Рис. 3.10. Стратиграфічна колонка Дніпровського

#### буровугільного басейну [17]

Стратиграфічно вище палеоценових відкладів залягає *еоцен*, де виділяють канівську (нижній еоцен) і бучацьку (середній еоцен) серії та київську (верхній еоцен) світу.

*Канівська серія* найбільш розвинута в Середньому Придніпров'ї, представлена мілководними морськими осадами – зеленувато-сірими, сірими, тонкозернистими глауконіт-кварцовими пісками потужністю від 2–3 до 40 м. У межах Кіровоградського блоку морські відклади змінюються континентальними глинисто-вуглистими пісками з прошарками бурого вугілля потужністю до 2 м.

Відклади нижнього еоцену перекриті переважно континентальними осадами *бучацької серії*, яка широко розповсюджена в межах басейну і представлена піщано-глинистими вуглистими утвореннями з прошарками, лінзами та продуктивними пластами бурого вугілля потужністю до 30 м. Сумарна потужність бучацької серії в середньому 25–35 м, деколи досягає 70 м. Морські і прибережно-морські фації бучацького віку представлені на схилах УЩ зі збільшенням їх потужності і більш глибоководним характером осадів у бік ДДЗ і Причорноморської западини.

На бучацькій серії трансгресивно залягає *київська світа*, складена в основному морськими фаціями (фосфоритонісні вапняково-глинисті піски, голубувато-сірі мергелі, глауконітові піски) загальною потужністю до 60 м. На Карнаухівському і Козацьком буровугільних родовищах у київській світі присутні лінзи та прошарки вуглистих пісків, а на схилах Воронезького масиву – поклади бурого вугілля.

Вище залягає *харківська серія*, до складу якої входять:

- *обухівська світа* (верхній еоцен) – піщані глауконітові глини потужністю до 6 м (в Балтишській депресії – до 105 м); розповсюджена в прихиллових частинах УЩ і Болтишській западині;
- *межигірська світа* (нижній і середній олігоцен) – глауконітові піски потужністю до 10–15 м; у ряді буровугільних родовищ – лінзи і прошарки вуглистих глин, пісків і бурого вугілля (до 1 м); в Оріхівському родовищі пласт вугілля досягає робочої потужності.

Вище залягає *полтавська серія*, в складі якої виокремлюються:

- *берекська світа* (верхній олігоцен) – сірі сланцюваті глини і вуглисті піски з прошарками пісковиків потужністю до 10 м, розповсюджена тільки в північно-західній і центральній частинах басейну;
- *новопетрівська світа* (нижній міоцен) – вуглисті глини і піски потужністю до 5,5 м з прошарками і лінзами бурого вугілля, вторинних каолінів, пісковиків.

Полтавська серія перекривається утвореннями верхнього міоцену, де виокремлюються горизонт строкатих глин і осади сарматського ярусу, які залягають у межах басейну майже повсюдно. Строкаті глини містять друзи

гають у межах басейну майже повсюдно. Строкаті глини містять друзи гіпсу, залізо-марганцеві конкреції, відклади мергелю. Сарматський ярус складений піщано-глинистими осадами з прошарками пісковиків і вапняків загальною потужністю до 30 м.

Уся площа басейну покрита нерозчленованими відкладами пліоцен-ранньочетвертинного віку, які представлені алювіальними пісками потужністю 10–15 м і горизонтом червоно-бурих глин (5–15 м) або більш пізніми осадами різноманітного складу (піски, суглинки, льодовикові відклади, лес) загальною потужністю до 70 м.

#### Тектоніка

Дніпровський буровугільний басейн в геоструктурному відношенні розташований в межах УЩ, що в основному визначає особливості його тектоніки і умов формування буровугільних покладів. Кристалічні породи фундаменту залягають досить близько до поверхні. Абсолютні позначки кровлі фундаменту +180 – -10 м, денної поверхні - +40 – +300 м. Поверхня кристалічних порід полого нахилена на північний схід, північний і південний схили відносно круто занурюються під покрив осадочних утворень. Депресії на поверхні масиву, зумовлені як тектонічними, так і денудаційними факторами, відіграли важливу роль у формуванні та концентрації буровугільних покладів. До більшості депресій кристалічного фундаменту приурочені родовища бурого вугілля. На північно-східному схилі масиву основними депресіями є Синельниківська, Верхньодніпровська, Олександрівська, Болтишська; на південно-західному схилі – Криворізька, Оріхівська, Санжарівська. Всі депресії мають витягнуту форму і відкриті на північно-східному схилі щита в сторону ДДЗ, на південно-західному – в напрямі Причорноморської западини.

Тектонічний і тектоно-магматичний контроль у розміщенні буровугільних родовищ Дніпровського басейну й умови їх утворення просліджуються на всіх структурних рівнях. На регіональному рівні від центральної частини УЩ до периферії (на захід, північний захід, схід і північний схід) змінюється морфологія пластів, їх потужність, речовинний склад вугілля. Переважно бучацьке вугілля басейну в межах УЩ замінюється олігоценним і міоценовим в ДДЗ.

Контури родовищ і густина розміщення покладів контролюються зонами розломів тривалого розвитку, а також тектоно-магматичними структурами різних рангу і віку.

Переривчасті замкнуті поклади бурого вугілля приурочені до системи тектонічних і тектономагматичних депресій рельєфу фундамен-

ту. Депресії утворюють певні системи, згруповані в дугові та кільцеві від'ємні структурно-морфологічні елементи.

На думку А.Я. Радзівіла та ін. [17] найбільш значний вузол утворення вугілля і горючих сланців приурочений до контурів Середньодніпровської кільцевої тектоно-магматичної структури, розташованої в межах Кіровоградського блоку щита. В ній виокремлюються тектоно-магматичні і вулканічні елементи другого порядку:

- центральна депресія до 22 км у діаметрі – Болтишська западина з лінзою бучацьких вугільних відкладів;
- внутрішнє і зовнішнє кільцеві підняття до 40 і 130 км у поперечнику відповідно;
- кільцеві переривчасті депресії, що розділяють підняття.

Родовища бурого вугілля центральної частини Олександрівського геолого-промислового району просторово приурочені до зовнішньої дуги тектономагматичної депресії Середньодніпровської структури.

Основні родовища Ватутінського і Олександрівського районів, які містять значні запаси вугілля, повністю розміщені на Кіровоградському блоці, де найчіткіше виражена тектонічна і тектономагматична природа вугленосних депресій. Депресії були структурами акумуляції органогенного і вулканогенно-теригенного матеріалу, у тому числі й вугленосного.

Оріхівський і Верхньодніпровський геолого-промислові райони розділені неугленосною височиною еоцену, що збігається з широтною зоною розсуву в докембрійському фундаменті. Аналогічна зона субмеридіонального напрямку розташована на схід від Дніпропетровська і контролює низку буровугільних родовищ: Синельниківське, Першозванівське, Південно-Придністровську площу. Куцеволівське, Верхньодніпровське, Соколовське, Адамівське та інші буровугільні родовища утворюють вузол, розміщений над тектономагматичною структурою фундаменту, де палеоархейські гнейси та мігматити ускладнені неоархейськими інтрузивними й ультраметаморфічними утвореннями.

У Коростишевському районі, де вугленосні відклади розвинуті фрагментарно, спостерігаються подібні тенденції. Палеодолина, до якої приурочене Карпівське родовище, контролюється Брусилівським розломом і серією дрібних граніто-гнейсових куполів. Андрушівське родовище приурочене до вузла перетину розломів північно-західного і субмеридіонального простягання.

У Криворізькому вугленосному районі в зоні Криворізького глибинного розлому розташовані неугленосні площі. На схід і захід від нього просліджуються меридіональні лінійні депресії з вугленосними бучацькими відкладами. В Оріхівському районі вугленосні площі приуро-

чені до блоків з широким розвитком мігматит-плагіогранітових порід дніпровського комплексу.

Отже, Дніпровський буровугільний басейн є типовим континентальним внутрішнім платформним басейном, що сформувався в епоху альпійської тектономагматичної активізації УЩ. Найсприятливіший тектонічний режим для заболочування регіону існував з палеоцену до кінця середнього еоцену. Тоді на фоні загального занурення відбувалися повільні коливальні рухи земної кори. Бучацькі торфовища формувалися в основному в річкових долинах, озерах, інколи на прибережно-морських рівнинах. Рельєф поверхні кристалічного фундаменту і його кори вивітрювання були одним з найважливіших факторів, які визначали розміщення осадів на території щита, у тому числі тих, з якими генетично пов'язані поклади бурого вугілля.

#### Вугленосність

У межах Дніпровського буровугільного басейну вугленосними є породи юри, крейди, палеоцену і неогену.

*Юрські* континентальні відклади розвинуті в північно-західній частині басейну. Вугленосними є породи байоського і батського ярусів.

У континентальних відкладах *байоського* ярусу на глибині 60–80 м встановлені невеликі лінзи високозольного вугілля (40–45 % і більше) потужністю 0,3–0,6 м, які промислового значення не мають.

У *батських* відкладах виявлено 20 проявів вугілля і одне невелике Кочерівське родовище площею до 3 км<sup>2</sup>. Пласт вугілля на цьому родовищі має складну будову, незначну потужність (0,1–3,0 м), глибину залягання 51,8 м. Вміст золи коливається в межах 13,5–40 %. Прогнозні ресурси становлять 8,7 млн т. На сьогодні родовище практичного значення не має.

Вугленосність континентальних *нижньокрейдових* відкладів дуже низька і прошарки вугілля в цій товщі практично не зустрічаються.

Найбільш вугленосними у Дніпровському басейні є континентальні утворення *бучацької серії*, розповсюджені на значних територіях від Білорусі та м. Ромни до м. Мелітополь. Її розміщення підпорядковане похованим палеодолинам переважно ерозійно-тектонічного походження, витягнутих у вигляді вузьких субмеридіональних смуг [17]. Серія поділяється на дві частини: нижню, підвугленосну і верхню, вугленосну загальною потужністю до 70 м.

*Підвугленосна частина* серії представлена сірими кварцовими і кварц-польовошпатовими, інколи вуглистими пісками з лінзами вторинних каоолінів. У нижній частині часто залягають гравійні прошар-

ки з галькою кварцу. Потужність підвугільних пісків досягає 10–15 м. За походженням це руслова фація алювію, що приурочена до основних найглибших частин довгих річкових долин.

*Вугленосна частина* серії поділяється на три горизонти:

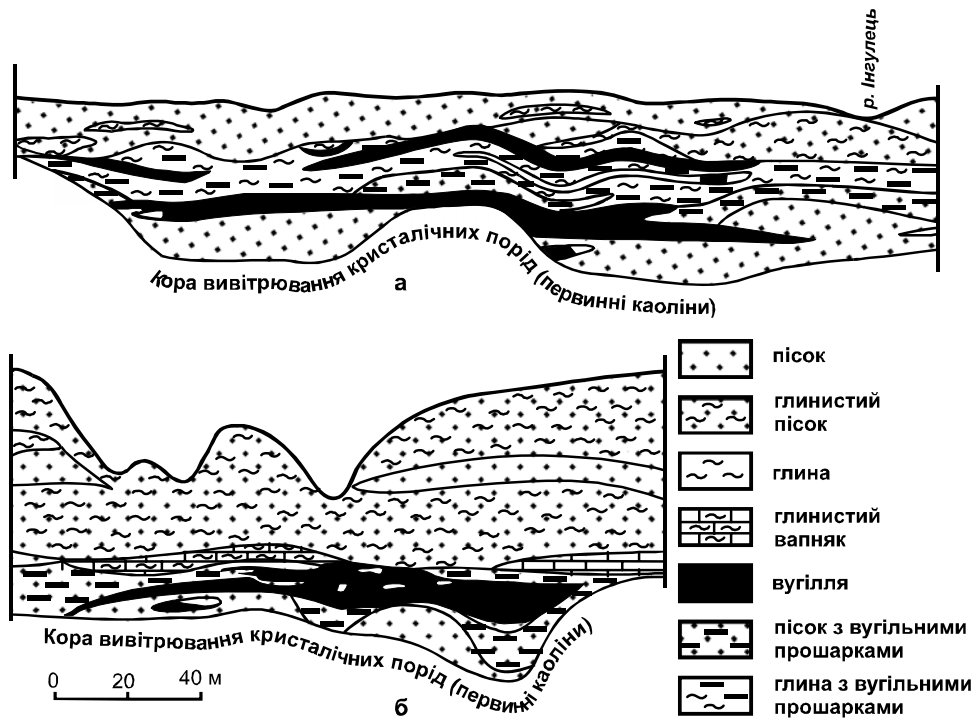
- *нижній* (підвугільний) – сірі, чорні кварцові вуглисті піски і глини з прошарками вторинних каолінів (заплавна і старична фація);
- *середній* (вугільний) – пласт бурого вугілля простої або складної будови (озерно-болотна фація долинних відкладів);
- *верхній* (надвугільний) – піщано-алевро-глинисто-вуглисті відклади з прошарками вторинного каоліну (болотна фація).

Основні запаси вугілля приурочені до 12 палеодолин, серед яких найбільш вугленосною є Олександрівська. В її межах розташовані 11 родовищ, які складають більше 30 % всіх запасів басейну (700 млн т).

У вугленосній товщі просліджуються від одного до трьох зближених пластів вугілля (I–III), які є пачками єдиного вугільного покладу, що розділені породними прошарками потужністю від 0,5 до 6,0 м.

Основним пластом у басейні є нижній (I), 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 (рис. 3.11), потужність змінюється від 1 до 25 м, в середньому – 4–6 м.





**Рис. 3.11. Геологічні розрізи Бандурівського (а) і Юрківського (б) буровугільних родовищ [9]**

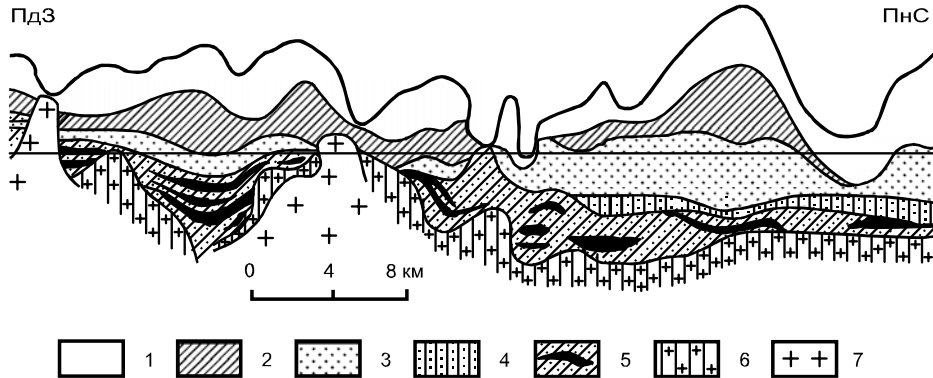
Середній пласт (II) має обмежений розвиток по площі, робочої потужності він досягає на Оратівському, Балабанівському, Новомиргородському, Миронівському, Бандурівському, Морозівському, Семено-Олександрівському, Краснопільському, Синельниківському, Рижанівському, Анно-Трепівському родовищах. Потужність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

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

Пласти вугілля залягають практично горизонтально з незначним ухилом до осевих 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.

Конфігурація вугільних покладів досить складна і повторює контури палеодолин (рис. 3.12). Найбільш витримані за площею та потужні-

стю вугільні пласти в центральній і південно-східній частинах басейну, де поклади простягаються на десятки кілометрів. У інших випадках родовища представлені лінзоподібними буровугільними покладами, складеними одним (Коростишівське, Юрківське, Козацьке та ін.) або двома (Оратівське, Балабанівське) пластами вугілля.



**Рис. 3.12. Геологічний розріз Дніпровського буровугільного басейну [3]**

1 – четвертинні відклади; 2 – сарматський ярус; 3 – харківська серія; 4 – київська світа; 5 – бучацька серія; 6 – первинні каоліни; 7 – докембрій

У покрівлі вугільних пластів залягають переважно вуглисті глини і піски, підшовою слугують дрібнозернисті піски, рідше – вуглисті глини, в місцях підняття кристалічного фундаменту – первинні каоліни.

Глибина залягання буровугільних покладів залежить від сучасного рельєфу, змінюється від 10–30 м в долинах до 100–150 м на вододілах. Площа окремих родовищ коливається від декількох до 50–60 км<sup>2</sup>.

Пласти вугілля переважно належать до групи не витриманих, рідше – відносно витриманих і ще рідше – до групи витриманих. Потужність пластів коливається від 1–2 до 15 м.

У цілому для Дніпровського басейну встановлені такі закономірності:

- з північного заходу на південний схід збільшується глибина похованих річних палеодолин, а отже і глибина залягання буровугільних родовищ;
- у південно-східній частині басейну також виокремлюються родовища, придатні для розробки відкритим способом (Верхньодніпровський, Петрівський вуглерозрізи);
- у південно-східному напрямі збільшується вугленосність продуктивної товщі басейну, тому тут сконцентровані основні родовища.

Невеликі прояви вугілля містяться в породах олігоценної хоривської світи, неогенової полтавської серії і сарматського ярусу. Вони мають обмежений розвиток за площею, незначну потужність, високу зольність і у більшості випадків визнані неперспективними.

#### Якісна характеристика вугілля

За макроознаками вугілля басейну поділяється на чотири групи [17]:

- темно-коричневе середньоущільнене неоднорідної структури із землистим зломом;
- коричневе середньоущільнене неоднорідної структури з нерівним і кутастим зломом;
- світло-коричневе щільне неоднорідної структури;
- жовте, світло-коричневе розсіпчасте не шарувате із землистим зломом.

У вологому стані забарвлення вугілля чотирьох груп більш темне. У разі висихання воно розтріскується і перетворюється на землисту масу. Основні мінеральні домішки у вугіллі – каолініт, кварцовий пісок, пірит і марказит.

У вугіллі Дніпровського басейну виокремлюється три групи мікрокомпонентів: гумініту, інертеніту та ліптиніту.

У генетичному відношенні вугілля Дніпровського басейну належить до гумолітів, де виокремлюються два класи: *гелітоліти* і *ліпоідоліти*.

У гелітолітах переважають мікрокомпоненти групи гумініту (більше 50 %), інша частина – групи інертеніту і ліптиніту.

У ліпоідолітах основна частина представлена мікрокомпонентами групи ліптиніту (більше 50 %), решта – групи гумініту й інертеніту.

Вугілля першого класу раніше називали гумусовим, а другого – гумусово-ліптобіолітовим.

Переважна більшість вугілля Дніпровського басейну є бурим технологічної марки Б-1. Вміст вуглецю у вугіллі ( $C^{daf}$ ) коливається у межах 66–69 %, водню – 5,8–6,3, кисню – 20–27 %. Характерна висока вологість ( $W_t^v$ ), яка становить 43–62 %. Вихід легких компонентів ( $V^{daf}$ ) становить 58–65 %. Вугілля більшості родовищ належить до високосірчаного ( $S_t^d$  – 3,5–4,0 %). Кількість органічної сірки досягає 70 % від загальної. Зольність вугілля ( $A^d$ ) змінюється у межах – 14–28 %. Теплота згорання ( $Q_t^v$ ) коливається в межах 4,5–8,0 МДж/кг. Вміст гумінових кислот коливається від 20 до 47 % на суху речовину, вилучених бензолом бітумів – від 2 до 15 %, досягаючи інколи 20 %. Вугілля, що містить 7 % бітумів і вище можна використовувати для отримання гірського воску.

Під час напівкоксування вугілля вихід смоли ( $T_{sk}^{daf}$ ) становить 10–16 %, газу – 15–23 і напівкоксу – 55–65 % на суху масу. Газ містить 17 %  $CO_2$ , до 19 % Н і до 25 %  $CH_4$ . Його теплота згорання становить 13 МДж/кг.

Вугілля добре брикетується в підсушеному стані без добавки зв'язуючих речовин через підвищений вміст бітумів і смоли й утворює

термо- та вологостійкі брикети з  $Q^{daf}$  – 28–30 МДж/кг. Використання вугілля для технологічних процесів ускладнюється через нерівномірний розподіл у пластах різновидів, придатних для відповідних видів технологічної переробки.

Вугілля з високою робочою вологістю у разі складування на повітрі розтріскується, утворює багато дрібноти, окиснюється і деколи самозапалюється. Використовується воно в основному як енергетичне паливо.

#### Гідрогеологічні та гірничотехнічні умови експлуатації

У Дніпровському буровугільному басейні виокремлюють водоносні горизонти і комплекси: четвертинної системи; київської світи, харківської і полтавської серій; бучацької серії; тріщинні води фундаменту.

*Грунтові води відкладів четвертинної системи* різнофаціальні, невитримані за потужністю по латералі, тісно пов'язані з режимом поверхневих вод і погодно-кліматичними змінами. Глибина залягання горизонту 0,3–2 м, потужність 2–14 м. Води безнапірні, переважно гідрокарбонатно-натрієві.

*Водоносний комплекс відкладів київської, харківської і полтавської серій* представлений переважно пісками. У контурах покладів бурого вугілля він залягає вище вугільного пласта, безпосередньо на ньому або на глинах, за межами вугільного контуру – на пісках бучацької серії. В покрівлі водоносних порід залягають неводоносні піски полтавської серії. Глибина залягання водоносного комплексу на вододілах 60–70 м, в долинах рік – 0–3 м. Води безнапірні і лише за наявності неогенових глин у покрівлі напір їх слабкий, заввишки 4–5 м. Води прісні, помірно жорсткі, гідрокарбонатно-сульфатного, гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвого складу. Дебіт свердловин досягає 4,2 л/сек.

*Водоносний горизонт відкладів бучацької серії* приурочений до депресій кристалічного фундаменту і залягає або на первинних каолінах, або на кристалічних породах. Горизонт перекривається пластами бурого вугілля, вуглистих глин або вторинних каолінів, а за межами вугільного контуру – пісками київської світи, харківської і полтавської серій, утворюючи в цьому разі єдиний водоносний комплекс. У складі водовмісних порід переважають піски, які залягають під вугіллям або вугленосними глинами (підвугільні), а також між пластом вугілля і вуглистою глиною (міжвугільні). Потужність підвугільних пластів до 25 м, глибина залягання 10–115 м. Потужність міжвугільних пластів досягає 103 м. Води горизонту напірні (від 2–5 до 50 м), гідрокарбонатно-кальцієво-сульфатні. Дебіт свердловин до 13,5 л/сек. Водоносний горизонт живиться за рахунок інфільтрації атмосферних опадів або за рахунок перетоку вод із вищих, гідравлічно пов'язаних горизонтів.

Водоносний горизонт тріщинуватих порід фундаменту розповсюджений на всій території басейну за винятком великих річкових долин і перекривається водопроникними первинними каолінами. Вони слугують водоупором і сприяють формуванню підземних вод з напором до 50 м. Склад гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвий. Підземні води тріщинних зон не впливають на розробку буровугільних родовищ через їхню ізольованість від залягаючої вище товщі пачкою первинних каолінів.

Отже, на буровугільних родовищах Дніпровського басейну в підошві пласта вугілля підвугільний водоносний горизонт утворюють різнозернисті піски бучацької серії, а надвугільний водоносний горизонт у його покрівлі – київські, харківські та полтавські піски. Найбільшою водозбагаченістю характеризується підвугільний горизонт.

За гідрогеологічними умовами виділяють два типи родовищ [17]:

- I тип – підвугільний і безнапірний надвугільний водоносні горизонти розділені продуктивною товщею вугілля разом із вуглистими глинами, що його перекривають і підстеляють. Родовища цього типу характерні переважно для центральної частини басейну (Олександрівський район).
- II тип – підвугільний і надвугільний водоносні горизонти розділені товщею бурого вугілля і вуглих глин. В підвугільному горизонті просліджується товща мергелів київської світи, яка розділяє надвугільну водоносну товщу на два горизонти: надвугільний напірний і підмергельний. Цей тип родовищ характерний для північно-західної частини басейну.

Водозбагаченість на родовищах першого типу вища (700–2300 м<sup>3</sup>/год) порівняно з другим (120–565 м<sup>3</sup>/год).

На родовищах басейну застосовують відкритий і комбінований способи осушення. Відкритий спосіб здійснюється з поверхні за допомогою водознижувальних свердловин, пробурених на підвугільному і надвугільному водоносних горизонтах, комбінований – за допомогою водознижувальних свердловин, розташованих на поверхні, і дренажних пристроїв у штреках шахт. За допомогою комбінованого способу повністю осушується надвугільний водоносний горизонт, а рівень підвугільного горизонту знижується нижче підошви вугільного пласта.

Будівництво вугільних кар'єрів пов'язане з великим об'ємом земляних робіт і здійснюється після повного осушення порід, розкриття і зниження рівня підвугільних вод нижче пласта вугілля на 1–2 м.

Дніпровський буровугільний басейн належить до басейнів закритого типу. М'які, слабостійкі відклади покрівлі не потребують використання вибухових робіт для розкриття вугільних пластів. Вугілля видобувають відкритим (розрізами) і підземним (шахтами) способами. Об'єми видобутку вугілля шахтами менші.

#### Геолого-промислові райони

В 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 км<sup>2</sup>. У межах району відомі Андрушівське, Коростишівське (відпрацьоване), Макарівське та Кочерівське родовища.

*Ватутінський*, розташований на території Черкаської, Київської, частково Кіровоградської і Вінницької областей. В районі знаходиться Ватутінський буровугільний комплекс, до складу якого належать чотири діючих шахти, один розріз і брикетна фабрика. В межах району відомі 19 родовищ: Козацьке, Кайтанівське, Новомиргородське, Юрківське, Рижанівське, Новоселківське, Мокроколігірське та інші.

*Олександрійський*, розташований у центральній частині басейну на території Кіровоградської, частково Черкаської областей. У цьому районі відкрито 26 родовищ. Тут знаходиться Олександрійський буровугільний комплекс. Район є основним вугледобувним у басейні. Видобуток вугілля здійснюється трьома шахтами і п'ятьма вуглерозрізами. Основні родовища – Балахівське, Бандурівське, Морозівське, Світлопільське, Миронівське, Краснопільське, Золотарівське та інші.

*Верхньодніпровський*, розташований на території Дніпропетровської, частково Кіровоградської і Запорізької областей. Тут виявлено 19 родовищ: Верхньодніпровське, Ганнівське, Новоолександрівське, Синельниківське, Карнаухівське, Сурське та інші. Поки що вони не розробляються, але передбачається будівництво крупного вуглерозрізу на базі Верхньодніпровського родовища.

*Оріхівський*, розташований на території Запорізької, частково Дніпропетровської областей. У районі виявлено два родовища: Оріхівське і 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 Пічугінське. Вони вивчені недостатньо і промисловістю не розробляються.

У басейні нараховується 149 об'єктів (шахт, вуглерозрізів, ділянок) із запасами за категоріями А+В+С<sub>1</sub> 1878,7 млн т. Експлуатуються шість об'єктів із запасами 89 млн т. Ймовірні запаси за категорією С<sub>2</sub> становлять 299,2 млн т, прогнозні ресурси – 1750 млн т. Загальні ресурси вугілля цього басейна становлять 3927,9 млн т [13].

Найперспективнішим є Олександрійське буровугільне родовище. 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. Таким чином, основні перспективи розширення сировинної бази буровугільного басейну пов'язані з Верхньодніпровським і Оріхівським районами, в межах яких зосереджено більше 50 % загальних запасів бурого вугілля, придатного для розробки відкритим способом.

## ВУГЛЕНОСНІСТЬ ІНШИХ РАЙОНІВ УКРАЇНИ

Крім Донецького, Львівсько-Волинського і Дніпровського басейнів прояви кам'яного вугілля відомі в Дніпровсько-Донецькій западині, а бурого – в західних і південних районах України.

### Вугленосність Дніпровсько-Донецької западини

До перспективних вугленосних районів України належить ДДЗ. У геологічній будові западини беруть участь, як і в Донбасі, відклади геологічних систем від девонської до четвертинної. Пласти або прошарки вугілля містяться в основному у відділах нижнього і середнього карбону, рідше – середньої юри і кайнозою (неоген-палеогену).

Майже вся товща **карбону** ДДЗ вугленосна і зберігає основні риси вугленосності Донбасу. Світи і фауністичні зони донецького карбону просліджуються на всій території западини з характерними малопо-тужними (до 1,5 м) вугільними пластами і прошарками в піщано-глинистих породах з маркувальними горизонтами вапняків.

За ступенем вивченості вугленосності карбону ДДЗ поділяється на дві частини: детально розвідані та засвоєні промисловістю вугленосні райони західного Донбасу і Центральний грабен западини та її борти. Геологічний розріз карбону Західного Донбасу зіставляється з розрізами світ Центрального і Східного Донбасу, збережена індексація маркувальних вапняків і вугільних пластів. Дані про вугленосність іншої частини западини засновані на результатах буріння свердловин і вивчення окремих ділянок, перспективних на пошуки вугілля.

Прояви вугілля різного масштабу і генезису на території ДДЗ встановлені більш ніж у 100 пунктах усіх ярусів карбону [11]. Вугленосна формація западини поділяється на нижньокарбову, приурочену до бортів западини, і середньо-верхньокарбову в межах Центрального

грабену. Загальна потужність формації збільшується вздовж простягання западини з північного заходу на південний схід від 2–3 км на Чернігівському виступі, до 15 км у Бахмутській і Кальміус-Торецькій котловинах – перехідних структур від ДДЗ до складчастого Донбасу.

У відкладах *турнейського ярусу* у північно-західній частині Центрального грабену на глибинах більше 1800 м відомі окремі прояви, представлені невеликими лінзами вугілля та вуглистих аргілітів.

Прояви вугілля *візейського ярусу* відомі в районах, прилеглих до Донбасу, в північно-західній і центральній частинах Чернігівсько-Брагінського виступу. Пласти вугілля (до вуглистих аргілітів) малопотужні (0,1–0,5 м), залягають на глибинах 1900–4300 м.

*Серпуховський ярус* виділяється в об'ємі донбаських світ  $C_1^3$  і  $C_1^4$  (тобто містить відклади верхнього візею і більшої частини наміюру за раніше існуючою стратиграфічною схемою), розповсюджений по всій западині та характеризується високою вугленістю. У північно-західній і центральній частині западини вугілля виявлене в Чернігівській опорній свердловині і в керні свердловин, пробурених на Єльцівському, Прилуцькому, Остапівсько-Білоцерківському та Лиманському підняттях на глибинах 1100–1500 м. Потужність пластів досягає 1 м, коефіцієнт вугленості серпуховських відкладів – 1,6–3,5 %.

У південно-східній частині схилу западини пласти вугілля встановлені на Червонопартизанській площі – чотири пласти потужністю 0,15–1,0 м, на глибині 1500 м; Григорівській – чотири пласти (0,3–0,8) м на глибині 1794–1918 м; Вертіївській – один пласт (1 м) на глибині 1966,5 м; Олишевській – три пласти (0,8–1 м) на глибині 1819–1845 м. На Ісачивській структурі кам'яне вугілля трапляється на глибинах 398–1338 м (п'ять пластів потужністю 0,4–0,8 м).

У південно-східній частині западини серпуховські відклади вуглені в основному вздовж південної прибортової зони, яка в структурі карбону контролюється простяганням Михайлівського розлому, на північ від якого розміщена низка брахіантиклінальних структур з високою вугленістю серпуховського ярусу (табл. 3.19).

**Таблиця 3.19**  
**Вугленість серпуховських відкладів Центрального грабену ДДЗ [11]**

Площа	Кількість вугільних пластів потужністю більше 0,6 м	Загальна потужність робочих пластів, м	Інтервал залягання пластів, м	Коефіцієнт робочої вугленості, %
Зачепилівська	15	9,8	830–1100	3,6
Новомиколаївська	19	13,4	1200–1570	3,6
Західно-Михайлівська	6	5,8	860–950	6,4



Михайлівська	6	5,5	590–850	2,1
Новогригорівська	11	7,2	1930–2450	-
Кременівська	8	6,2	1670–2000	-
Новоселівська	9	6,9	2080–1500	-
Пролетарська	14	9,9	2240–2610	-
Перещепинська	18	12,9	2230–2720	-
Голубівська	19	16,5	1580–1900	5,1
Іллічівська	14	12,2	1100–1500	3,0
Левенцівська	9	5,9	1000–1500	1,2

Найбільш витримані пласти  $c_1$ ,  $c_3$ ,  $c_4$ ,  $c_4^2$ ,  $c_5$ ,  $c_6$ , група пластів  $c_6^3$ – $c_7^4$ , пласти  $c_{10}$ ,  $c_{11}$ ,  $c_{12}$ . Вони належать до групи тонких з робочою потужністю 0,7–0,8 м, зрідка 1,5 м. У цілому серпуховські відклади Центрального грабену від району м. Чернігів до складчастого Донбасу включно і в північній прибортовій зоні залягають на глибинах понад 2000–3000 м і практичного значення не мають.

Відклади *башкирського ярусу* ( $C_2^b$ ) досить чітко відділяються від серпуховських базальним горизонтом пісковика або конгломерату і розповсюджені по всій западині.

*Нижньобашкирські відклади*, які відповідають світам  $C_2^0$  і  $C_2^1$  Донбасу, мають незначну потужність і вугленосність. Тільки в північно-західній і центральній частинах западини відомо декілька пластів робочої потужності на Решетняківській, Новомиколаївській і Новогригорівській структурах.

*Верхньобашкирські відклади* характеризуються достатньо високою вугленосністю, пов'язаною з верхньою частиною ярусу (світи  $C_2^2$ – $C_2^4$ ). Тут встановлено 67 вугільних пластів потужністю більше 0,6 м в основному на глибинах до 1800 м. Коефіцієнт загальної вугленосності становить 1,5–6 %, робоча вугленосність встановлена на Ісачківській площі на глибинах 350–500 м та в Остапівсько-Білоцерківській структурі, де зафіксовані 6 вугільних пластів на глибинах 1200–1500 м.

Вугленосність *московського ярусу* (світи  $C_2^5$ – $C_2^7$ ) незначна, перспективи виявлення промислових родовищ невисокі, хоча на деяких площах пробурені пласти потужністю 0,45–1 м на глибинах до 1800 м.

Усі вугільні пласти нижнього і середнього карбону належать до категорії тонких з потужністю робочих пластів 0,6–1,2 м, зрідка 1,2–1,6 м. Нижньокарбонове вугілля відноситься до кларен-дюренового генетичного типу, а середньокарбонове – до кларенового. За ступенем метаморфізму вугілля належить до бурого і метаморфізованого кам'яного. Відклади середнього карбону містять вугілля марок Б і Д, а нижнього карбону – Д і Г з переходом на значних глибинах до ма-

### Розділ 3. Вугільні басейни України

рки Ж. Ступінь вуглефікації зумовлений потужністю вугленосної товщі та стратиграфічним положенням пластів у розрізі. Якісні показники вугілля нижнього і середнього карбону наведені в табл. 3.20.

В кімерійської формації прояви вугілля пов'язані з байоським і батським ярусами **середньої юри**, які характеризуються широким розповсюдженням у континентальних відкладах північно-західної частини ДДЗ і синклінальних структурах Донбасу. В цих районах виявлено 27 проявів вугілля. У цілому вугілля юрських покладів промислового значення не має через малу потужність і невитриманість пластів.

Таблиця 3.20

Середні якісні показники вугілля карбону ДДЗ [11]

Стадія вуглефікації	$W_{gr}$ , %	$A^d$ , %	$V^{daf}$ , %	$S_t^d$ , %	$Q_s^{daf}$ , МДж/кг	$C^{daf}$ , %	$H^{daf}$ , %	$(O+N)^{daf}$ , %
Вугілля нижнього карбону								
Б	3,5	9,1	44	2,2	29,8	73,0	5,5	-
Д	3,2	10,1	42	2,7	31,9	78,3	5,4	15,6
Г I	1,8	14,3	40	3,1	33,9	81,2	5,5	10,8
Г II	1,4	9,9	39	3,5	-	85,7	5,6	10,2
Ж	1,7	3,0	37	1,1	-	85,4	5,7	8,0
Вугілля середнього карбону								
Б	5,1	12,1	42	4,0	29,4	70,0	5,4	-
Д	5,2	10,1	43	3,0	31,8	72,2	4,8	20,8
Г	2,3	4,6	41	3,1	34,0	81,0	5,2	12,3
Ж	-	4,3	36	2,1	-	81,3	5,4	-

Більш вугленосними є **палеоген-неогенові** утворення, приурочені до трьох світ: *межигірської* (ранній-середній олігоцен), *берекської* (пізній олігоцен) і *новопетрівської* (ранній-середній міоцен). Просторово вони тяжіють до центральної частини ДДЗ, де вугленосні відклади входять до складу структур соляних діапирів. Виділяють два структурно-генетичних типи вугленосних депресій:

- *надкупольні* – виникли в результаті розчинення солі і заповнення западини молодими вугленосними утвореннями (Пісочинська, Червонознаменська, Південно-Перещепинська та ін.);
- *міжкупольні* – сформувалися в компенсаційних прогинах на схилах окремих соляних куполів або їхніх груп (Роменська, Сула-Удайська, Дмитрівська та ін.).

До першого типу належить **Новодмитрівське родовище**, яке має велике промислове значення і розташоване на території Барвенківськ-

кого району Харківської області у с. Новодмитрівка на західній перикліналі Корувльського куполу. Родовище складене породами палеогену і неогену, буровугільні пласти входять до складу харківської, полтавської серій палеогену і нерозчленованого неогену. Вони об'єднані в п'ять продуктивних горизонтів, які мають блюдцеподібну форму (рис. 3.13).

Загальна потужність усіх вугільних пластів у центральній частині родовища досягає 157 м, а на периферійних ділянках знижується до 8 м. Лінійний коефіцієнт вугленості становить 3,4–4,5 %.

Вугілля родовища буре, гумусове. За петрографічним складом воно поділяється на гелітове, атритове та ліпоїдно-гелітове. Зольність вугілля основних робочих пластів змінюється від 6,3 до 40,6 %, вміст сірки коливається від 0,2 до 9,2 %. Якість вугілля:  $W_{t^r}$  – 40–50 %,  $A_a^d$  – 25–28 %,  $Q_{s^{daf}}$  – 26,0–29,0 МДж/кг,  $O_{i^v}$  – 8–10 МДж/кг. Вугілля можна використовувати для отримання монтан-воску, виробництва високоякісних брикетів та як паливо для електростанцій. Балансові запаси бурого вугілля за категорією А+В+С<sub>1</sub> Новодмитрівського родовища становлять 390 млн т, у тому числі з зольністю до 26 % – 342,5 млн т.

До другого типу належать буровугільні пласти **Житковицького родовища** в Роменській депресії, розташованої в північно-західній частині Дніпровського грабену. Буровугільне родовище представлене чотирма пластами потужністю від 0,7–0,9 м до 1,8–2,5 м, що залягають на глибині від 40 до 241,5 м (рис. 3.13).

Вугілля родовища високо- і багатозольне (9,6–34,8%) з вмістом вологи 3,9–17,5%, сірки – 0,3–1,5 %. Вихід летючих речовин становить 52,0–66,0 %. Теплота згорання – 22,9–29,3 МДж/кг. Вугілля містить 42,0–52,0 % вуглецю і 4,3–5,3 % – водню.

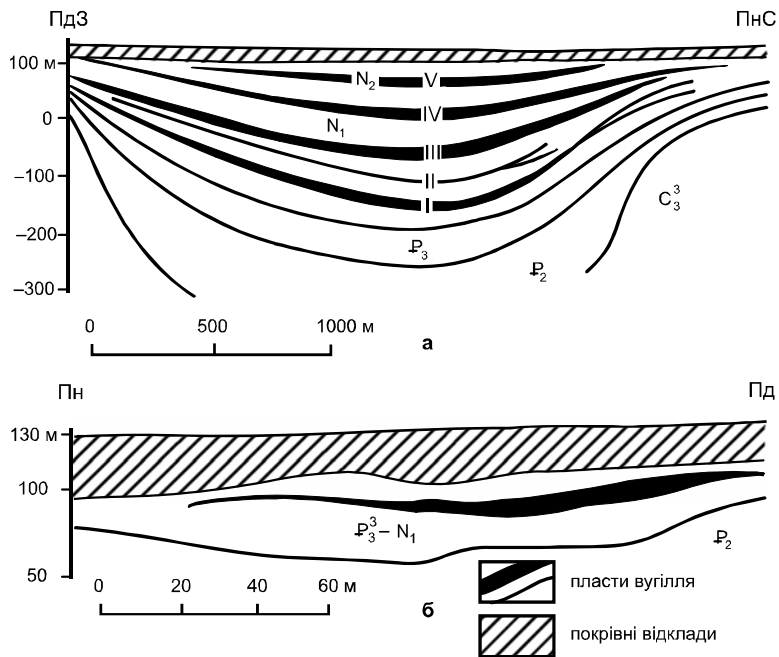


Рис. 3.13. Геологічні розрізи Новодмитрівського (а) і Житковицького (б) буровугільного родовищ [14]

### Буре вугілля західних областей України

У західних областях України поклади бурого вугілля розповсюджені досить широко, тут виділяються три вугленосні площі: Придністровська, Прикарпатська і Закарпатська [3].

**Придністровська вугленосна площа** розташована на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи у Львівській та Тернопільській областях, в межах субширотної смуги шириною 7–30 км, довжиною 180 км від м. Рава-Руська до м. Шумськ. В її геологічній будові беруть участь відклади юри, крейди, неогену і четвертинної системи. Родовища і прояви вугілля приурочені до нижньоторгонської товщі міоцену потужністю до 30–50 м, яка представлена піщано-глинистими відкладами з пластами бурого вугілля (1–3) потужністю 0,5–1,5 м, іноді 3 м. Відстань між вугільними пластами становить від 2 до 11 м. Будова пластів складна (2–3 малопотужні пачки), потужність невтримана, часто вони мають форму невеликих лінз площею 0,1–2,5 км<sup>2</sup>. Глибина залягання пластів від 50 до 60 м. Вугілля буре, має велику зольність (10–50 %) та сірчаність (2–10 %), вихід летючих речовин становить 30–60 %, вміст вуглецю – 53–70 %.

У 1959–1969 рр. родовища Золочівське, Ясенівське, Кременецьке, Нестерівське, Рава-Руське розроблялися дрібними шахтами, використовувалося як енергетичне паливо. Однак їх розробка була припинена у зв'язку з нерентабельністю і низькою якістю вугілля.

**Прикарпатська вугленосна площа** простягається з північного заходу на південний схід смугою шириною 15–30 км, довжиною 130 км від м. Калуш Івано-Франківської області до м. Сторожинець Чернівецької області. Родовища бурого вугілля приурочені до відкладів верхнього тортону зовнішньої зони передового прогину Карпат.

Осади верхнього тортону представлені *покутською світою*, яка поділяється на три горизонти: нижньо-покутський, пістинський і верхньопокутський загальною потужністю до 1400 м. Вугленосним у межах площі є пістинський горизонт, представлений чергуванням щільних і піщаних глин з пісками і пісковиками. В середній частині горизонту, яка збагачена піщаним матеріалом, виділяються вугільні пласти. Загальна потужність пістинського горизонту 290–320 м.

Вугленосна товща представлена трьома пластами потужністю 0,5 м і більше, що розділені безвугільними інтервалами потужністю від 10 до 42 м. Вугілля щільне, міцне, чорного кольору. Зольність – 10–20 %, вихід летючих речовин – 43–61 %, сірчаність – 2,0–6,5 %. Вугілля характеризується підвищеною теплою згорання (20,5–33,5 МДж/кг) і належить до перехідного від бурого до довгополуменевого.

Ці відклади і пов'язані з ними родовища і прояви вугілля розповсюджені в двох районах: Покутському (Коломийське, Тростянецьке, Новоселиця-Джурівське та ін. родовища бурого вугілля, які раніше розроблялися) і Івано-Франківському, де родовища вугілля промислового значення не виявлено. В 50-60-ті рр. ХХ ст. у зв'язку з нерентабельністю розробка багатьох родовищ була припинена. Зараз практичний інтерес може представляти тільки Коломийське родовище, прогнозні ресурси якого оцінюють у 7 млн т.

**Закарпатська вугленосна площа** займає смугу шириною 18–34 км від західної до південно-східної границі Закарпатської області. Ця територія є прогином, де виокремлюються Солотвинська і Мукачівська западини, а також Вигорлат-Гутинський вулканічний пояс, складені потужними товщами міоценових, пліоценових і четвертинних утворень. Активна вулканічна діяльність, яка почалася в сарматі і продовжувалася в паноні та пліоцені, зумовила складне співвідношення осадових піщано-глинистих порід з вулканічними утвореннями – андезибазальтами, андезитами, дацитами, ріолітами, їх туфами.

Вугільні пласти залягають серед порід сарматського, панонського і понтичного ярусів. *Сарматський* ярус представлений перешаруванням глин, пісковиків з прошарками туфів і зрідка пластами бурого

вугілля; *панонський* – осадовими піщано-глинистими породами з прошарками бурого вугілля *березинської серії*, перекритої андезитами, андезибазальтами *гутинської світи*. На породах гутинської світи залягає вугленосна *ільницька світа*, представлена чергуванням глин, пісків, алевролітів, пісковиків, туфів і туфобрекчій. В світі міститься до десяти прошарків і пластів вугілля потужністю від декількох сантиметрів до 1–2 м, а деколи до 5 м. Характер залягання порід – лінзо-подібний, загальна потужність – до 200 м.

У межах вугленосної площі нараховується більше 20 родовищ і проявів вугілля: Ужгородське, Березинське, Ільницьке, Велико-Раковецьке, Горбське, Новоселицьке, Кривське та ін. На цих родовищах відомо від 1 до 7 робочих пластів складної будови, не витриманих за потужністю. Вугілля засмічене туфогенним матеріалом, характеризується високою зольністю (10–40 %). Вологість вугілля становить 15–35 %, вміст сірки коливається від 1,5 до 5,8 %, вихід летючих речовин – 38–54 %, теплота згорання 16,6–25,1 МДж/кг.

До 1971 р. підземним способом розроблялися Ужгородське, Березинське, Кривське і Горбське родовища. Роботи на них припинені у зв'язку з нерентабельністю розробки. Зараз відкритим способом розробляється тільки Ільницьке родовище. Балансові запаси Закарпатської площі незначні (39,2 млн т), перспективи невизначені, хоча буре вугілля площі для області є основним побутовим паливом.

#### Буре вугілля південних районів України

**Нижньодністровська вугленосна площа** розташована на території Ренійського і Болградського районів Одеської області, складена відкладами неогену, які залягають на мезозойському і палеозойському комплексах порід. Вугленосними є породи сарматського та понтичного ярусів, але тільки в самій південній частині території в районі озер Ялпуг і Кагул пласти вугілля сягають робочих потужностей і можуть представляти промисловий інтерес.

У нижньому сарматі розкрито п'ять прошарків вугілля потужністю 0,05–0,5 м; у середньому сарматі – до 23 прошарків і пластів потужністю до 1,15 м, які залягають на глибині 350–370 м. Вугільні поклади утворюють два пласти складної будови потужністю 1,45 м. Вугленосна смуга завширшки 10–15 км просліджується з південного заходу на північний схід на 35 км.

Понтичні пласти вугілля розповсюджені на тій самій площі, що і сарматські, але залягають на менших глибинах (60–140 м), а іноді виходять на поверхню. Основним є один пласт потужністю 0,1–1,2 м.

Вугілля сарматського і понтичного віку має зольність 25–30 %, вологість – 25–27, вихід летючих речовин – 52–54, сірчаність – 8,3, вміст вуглецю – 58–60 %, теплоту згорання – 24,2–27,8 МДж/кг.

Найбільші прояви вугілля – Василівський, Болградський, Криничанський, Ренійський, Каракутський, які через малу потужність і низьку якість вугілля не розробляються.

В західній частині вугленосної площі встановлена вугленосність нижнього карбону (Білгород-Дністровський, Татарбунарський райони). На глибинах більше 1200 м тут встановлено до 28 вугільних пластів потужністю 0,55 м і більше. Вугілля на цій площі кам'яне, гумусове від довгополуменевого до коксового [15].

**Прояви вугілля Кримського півострова** пов'язані з тріасовою, юрською і крейдовою системами, розташовані в гірській частині, де виявлено і частково розвідано 57 проявів.

Так, **Бешуйське родовище**, яке експлуатувалося до 1950 р., складено двома вугільними пластами потужності 0,6–0,8 м. Вугілля тут високозольне (40–50 %), низького ступеню метаморфізму, перехідне від бурого до довгополуменевого.

Результати багаторічних досліджень свідчать про те, що в Криму не існує реальних перспектив виявлення родовищ вугілля, які задовольняють сучасним вимогам промисловості відносно якості та кількості запасів і рентабельності гірничого підприємства.

#### Запитання та завдання для самоперевірки

1. Які існують типи природного вугілля і чим відрізняються умови їх утворення?
2. Назвіть стадії вуглеутворення.
3. З чого складається вугілля?
4. Охарактеризуйте фізичні та хімічні властивості вугілля.
5. Де застосовується вугілля?
6. Які вимоги ставить до вугілля промисловість?
7. Назвіть країни, які найбільше видобувають вугілля?
8. Охарактеризуйте загальний стан мінерально-сировинної бази вугілля України.
9. Які існують класифікації вугілля?
10. Охарактеризуйте загальні риси геологічної будови Донбасу.
11. Назвіть тектонічні особливості Донбасу.
12. Назвіть основні вуглепромислові райони Донбасу.
13. Які постседиментаційні зміни характерні для вугільних розрізів Донбасу?

14. Назвіть якісні типи вугілля, що видобувають у Донбасі.
15. Охарактеризуйте гірничо-геологічні умови видобутку вугілля в Донбасі.
16. Які запаси і ресурси вугілля відомі в Донбасі?
17. У чому полягають перспективи розвитку вуглевидобувної промисловості Донбасу?
18. Охарактеризуйте геологічну будову Львівсько-Волинського вугільного басейну.
19. Назвіть особливості тектонічної будови Львівсько-Волинського вугільного басейну.
20. Назвіть основні вуглепромислові райони Львівсько-Волинського вугільного басейну.
21. У чому полягають особливості вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну?
22. Назвіть гідрогеологічні та гірничотехнічні умови експлуатації родовищ Львівсько-Волинського вугільного басейну.
23. Охарактеризуйте особливості геологічної будови Дніпровського буровугільного басейну.
24. Чи залежить розміщення родовищ Дніпровського буровугільного басейну від його тектонічних особливостей?
25. Охарактеризуйте вугленосність Дніпровського буровугільного басейну.
26. Охарактеризуйте вугілля Дніпровського буровугільного басейну.
27. Назвіть гідрогеологічні та гірничотехнічні умови експлуатації родовищ Дніпровського буровугільного басейну.
28. Які геолого-промислові райони виділяються в Дніпровському буровугільному басейні?
29. У чому полягають перспективи розвитку Дніпровського буровугільного басейну?
30. Чи є перспективи видобутку вугілля в Дніпровсько-Донецькій западині?
31. Чи можна видобувати вугілля в Карпатах?
32. Де можна видобувати вугілля на півдні України?

#### Література

1. Вдовенко М.В., Полетаев В.И. О неостратотипах свит карбона Львовско-Волынского угольного бассейна // Геол. журн. – № 2. – С. 7–20.
2. Вървич Г.П., Гигашвили Э.П., Дубик З.Г. и др. Каменные угли Львовско-Волынского бассейна. – К.: Вища школа, 1978.



3. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. – М.: Госнаучтехиздат, 1963.
4. Горное дело. Энциклопедический справочник. Т. 2. – М.: Углетехиздат, 1957.
5. Горовий А.Ф., Кірюков В.В., Брижанев А.М. Геологія та розвідка вугільних родовищ. – К.: МОН України, 1994.
6. Гурський Д.С. Концептуальні засади державної мінерально-сировинної політики щодо використання стратегічно важливих для економіки країни корисних копалин. – Львів: ЗУКЦ, 2008. – 192 с.
7. Иванов Г.А. Угленосные формации. – Л.: Недра, 1967.
8. Крюков В.В. Методы исследования вещественного состава твердых горючих ископаемых. – Л.: Недра, 1970.
9. Кравцов А.И. Основы геологии горючих ископаемых. – М.: Высшая школа, 1982.
10. Лазаренко Е.К., Панов Б.С., Груба В.И. Мінералогія Донецького басейна. Т. 1. – К.: Наук. думка, 1975.
11. Майданович И.А., Радзивилл А.Я., Иванов А.В. и др. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины. – К.: Наук. думка, 1990.
12. Матвеев А.К., Власов В.М., Голицин М.В. и др. Геология угольных месторождений СССР. – М.: Изд-во МГУ, 1990.
13. Мінеральні ресурси України та світу на 1.01.2004. – К.: Геоінформ, 2005.
14. Миронов К.В. Справочник геолога-угольщика. – М.: Недра, 1986.
15. Нагорний Ю.М., Нагорний В.М., Приходченко В.Ф. Геологія вугільних родовищ. – Дніпропетровськ: НГУ, 2005.
16. Основы геологии горючих ископаемых / Ред. И.В. Высоккий. – М.: Недра, 1987.
17. Радзивилл А.Я., Гуридов С.А., Самарин М.А. и др. Днепровский бурогольный бассейн. – К.: Наук. думка, 1987.
18. Скаржинский В.И. Эндогенная металлогения Донецкого бассейна. – К.: Наук. думка, 1975.
19. Смірнов В.І. Геологія корисних копалин. – К.: Вища школа, 1995.
20. Струев М.И., Саков В.И., Шпакова В.Б. и др. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн. – К.: Наук. думка, 1984.
21. Черноусов Я.М. Геология угольных месторождений. – К.: Вища школа, 1977.
22. Шульга В.Ф., Мелик Б.И., Гарун В.И. Атлас литогенетических типов и условия образования угленосных отложений Львовско-Волынского бассейна. – К.: Наук. думка, 1992.



## РОЗДІЛ 4

# МЕТАН І СУПУТНІ ГАЗИ

# ВУГЛЕНОСНИХ ТОВЩ

Історія вилучення метану з вугленосних товщ почалась з моменту усвідомлення небезпеки його наявності в підземних гірничих виробках при видобуванні кам'яного вугілля. Із збільшенням глибини розробки вугільних родовищ зростає метаносність шахтних виробок, що вимагає його постійного вилучення для забезпечення проведення гірничих робіт. З часом з'явилась ідея використання вилученого метану для практичних потреб. Тоді ж почалися і експериментальні розробки, спрямовані на вилучення метану до початку розробки вугільних пластів, виявлення можливостей дегазації блоків вугленосних товщ. Ще в 1934–1935 рр. в Англії, а в 1939 р. в Німеччині проводились дослідження з вилучення метану не тільки під час розробки вугільних пластів, але й з непорушених товщ. Проведені випробування методів дегазації, результати яких у подальшому впроваджувались на шахтах Англії, Німеччини, Бельгії, Голландії, США тощо. При цьому об'єми вилученого газу сягали десятків мільйонів кубометрів за його вмістом більше 50 %. Використання одержаного метану давало значні прибутки. Наприклад, вилучений на шахті „Вікторія” (Рурський басейн) в 1952 р. об'єм метану (20 млн м<sup>3</sup>) був достатнім для забезпечення газом міста з населенням більше 150 тис. чол.

Зараз в Польщі, Німеччині, Франції, США, Індії та інших країнах використовують вилучений метан із вугленосних товщ в обсягах, які можна порівняти з об'ємами природного газу, що добувається з традиційних газових родовищ, що забезпечує значний економічний ефект, дозволяє диверсифікувати джерела постачання енергоносіїв.

Метан під час видобутку вугілля відноситься до шкідливих домішок. По-перше, він утворює з повітрям вибухонебезпечну суміш, що вимагає великих витрат на вентиляцію шахт, а, по-друге, він є основною причиною раптових викидів вугілля і газу, що супроводжується

тонким подрібненням вугілля, великим виділенням газу за короткий проміжок часу і утворенням порожнин у пласті. Багаторічними дослідженнями встановлено, що чим вища газонасиченість вугілля, тим частіші і інтенсивніші бувають викиди. Дегазація вугільних пластів і вмісних порід знижує імовірність раптових викидів вугілля і газів. Раптовим викидам сприяє порушеність суцільності вугільних пластів.

### Походження метану вугленосних товщ

Метан широко розповсюджений в природі, його основні обсяги в земній корі приурочені до осадових порід. У космосі та на Землі метан знаходиться в розсіяному стані в породах, практично повсюдно трапляється в підземних водах, є постійним супутником вугільних і нафтових родовищ. В пористих породах формуються і промислові родовища метану, подекуди з унікальними запасами. Багато вчених вважають, що спочатку метан утворюється в осадових породах, звідки він поступає в пластові води, а виділившись із води, метан утворює поклади вільного газу [1].

Розрізняють гази *відкритих* пор (які легко видобуваються) і *закритих* пор (які вилучаються важко). Вони або розчинені в поровій воді, або сорбовані мінеральною частиною породи і органічною речовиною, або перебувають у вільному стані в закритих порах. Гази вилучають із порід вакуумною, термовакuumною і хімічною дегазацією.

Зазвичай вміст газів в породах у розрізі зростає з глибиною і від окраїн нафтогазонасних провінцій до їх внутрішніх частин. Вміст метану і його гомологів збільшується від пісковиків до глин і аргілітів, зростає із збільшенням концентрації органічної речовини.

Розсіяні – це гази, що сорбовані органічною речовиною та породою. Очевидно, що органічна речовина буде відзначатись більш високою газонасиченістю порівняно з мінеральною частиною породи, а також розрізнятися складом газів. Сорбовані вуглеводневі гази мінеральної частини породи представлені переважно метаном і невеликою кількістю його гомологів. Бітумінозні аргіліти містять сапропелеву органічну речовину, для якої характерні гомологи метану. В гумусовій (вуглистій) органічній речовині доля гомологів метану незначна.

У вугленосних товщах та власне у вугіллі зосереджена величезна кількість вуглеводневих газів, серед яких переважає метан, присутні вуглекислий газ, важкі вуглеводні, азот, сірководень, гелій та водень. Ці гази утворюються в процесі перетворення рослинного матеріалу в торф і вугілля, в процесі метаморфізму вугілля і його вивітрюванні, тобто протягом всього часу існування родовищ вугілля.

Метан – основний газ у вугільних родовищах, його концентрація змінюється від 60 до 98 %. Наявність метану в рудничних газах в певних концентраціях являє собою велику небезпеку, оскільки з повітрям він утворює вибухонебезпечну суміш.

Кількісні співвідношення метану та його гомологів в родовищах вугілля залежать від ступеню метаморфізму та петрографічного складу вугілля. Максимальні концентрації газоподібних ( $C_2-C_4$ ) і пароподібних ( $C_5-C_6$ ) гомологів метану властиві газам мезокатагенезу (МК<sub>1</sub>–МК<sub>4</sub>). Вуглеводнева частина газів протокатагенезу (ПК<sub>1</sub>) складається переважно з одного метану. В цілому вміст важких вуглеводнів у вугільних газах зазвичай невисокий і в окремих пробах сягає 13–15 %.

Іншим важливим компонентом у вугільних газах є азот, вміст якого на невеликих глибинах сягає 80 %. Тут він має переважно атмосферне походження, хоча може утворюватись і в результаті біохімічних процесів. Вміст водню сягає 15–20 %, а інколи і більше (в районі Норильська до 30 %, а в Донбасі – до 40 %). Походження його різне – основна маса утворюється, очевидно, при глибокому метаморфізмі вугільної речовини.

Отже гази, зосереджені у вугільних шарах, за складом є переважно метанові з невеликою кількістю етану, пропану, азоту й двооксиду вуглецю. Важкі вуглеводні містяться в основному у вугіллі середньої стадії метаморфізму. У високометаморфізованих антрацитах переважають азот і двооксид вуглецю, а роль метану незначна. У якості мікродомішок у газах вугільних пластів містяться бутан, пентан, гексан, гептан, водень, сірководень, гелій, аргон, неон, криптон, ксенон.

Деякі дослідники (І.П. Жабров, В.І. Єрмаков та ін.) розглядають вугленосні товщі як можливе джерело утворення газових покладів. Очевидно, в результаті вертикальної міграції метану з вугленосних відкладів утворились поклади в Верхньосілезькому басейні в Польщі. Такий самий генезис, імовірно, мають газові поклади, виявлені за Північно-Донецьким насувом північніше Луганського району Донбасу.

Особливо показовим прикладом в цьому відношенні є газові поклади нижньопермських відкладів на північному заході Європи. Тут середньокам'яновугільна вугленосна товща потужністю до 2500 м занурена на глибини 4–6 тис. м. Вище залягають червоноколірні нижньо-пермські відклади (колектори газу), а покрівлею є верхньо-пермські евапорити. До нижньо-пермських відкладів приурочені найбільші родовища газу Європи з розвіданими запасами газу більше 5 трлн м<sup>3</sup>. В зоні розповсюдження середньокам'яновугільної вугленосної товщі газові поклади – метанові (Німеччина, Нідерланди, акваторія Північного моря). З віддаленням від вугленосної фації у складі газів починає пе-

реважати азот, аж до утворення суто азотних скупчень. Збагачення азотом характерне і для підземних вод.

Зі збільшенням ступеня катагенетичних змін порід і появою в них властивостей крихкого руйнування зростає природна тріщинуватість порід, виникає тріщинна вода і підвищується газопроникність. Остання, з одного боку, може сприяти дегазації вугленосної товщі, з іншого – зумовити нагромадження значних мас вуглеводневих газів. Здійснити навіть приблизний підрахунок ресурсів метану у вугленосній товщі Донбасу дуже важко. На підставі статистичних даних суфлярних виділень у бурових свердловинах і гірських виробках, статистичної обробки матеріалів газового каротажу й даних пластовипробувачів, використовуючи об'ємний метод і враховуючи зміни колекторських властивостей, можна стверджувати, що у породах, які вміщують вугілля в Донбасі, збереглося й акумулювалося в 1,5–2 рази більше вуглеводневих газів, ніж у всіх вугільних пластах, що становить не менше 1,5–2 трлн м<sup>3</sup> метану [3].

Газова зональність в Донбасі сформувалась в два етапи.

На першому етапі утворилась первинна вертикальна газова зональність. Вона остаточно сформувалась у верхньому палеозої до початку інверсії вертикальних рухів в результаті інтенсивного процесу газогенерації, разом із потужним нагромадженням осадків. При цьому в товщах геологічного розрізу сформувались три основні газові зони:

- переважно газів;
- переважно вільних газів, пов'язаних з розсіяною органічною речовиною;
- метаморфічної деметанізації.

Другий етап утворення метану у вугленосній товщі Донбасу відбувався під час геологічного розвитку прогину, який починався з інверсії. Через складний характер інверсії і відслонення вугленосної товщі міграційні процеси на цьому етапі переважали над процесами генерації газів. Це сприяло інтенсивному перерозподілу газів в осадовій товщі та глибокому руйнуванню первинної газової зональності. В результаті цього утворились вертикальні та площові газові зони.

На більшій частині Донбасу під час інверсії амплітуди висхідних рухів коливались від 4 до 11 км. При цьому вугленосні відклади, які залягали до кінця накопичення осадків у всіх трьох зонах первинної вертикальної газової зональності, опинилися на поверхні. У верхній частині розрізу сформувалась зона газового вивітрювання.

Необхідно зауважити, що деяка кількість вугільних газів могла надходити із нижніх горизонтів земної кори або навіть із підкорових глибин. Про це свідчить багато фактів. Зокрема, висока концентрація метану та його гомологів (аж до вибухонебезпечних величин) у сієні-

тових масивах (наприклад у Хібінському), присутність великої кількості метану у вулканічних еманаціях, гідротермальних системах тощо.

Ці та інші факти дають підстави для висновку деяких дослідників про ендегенне походження принаймні деякої частини супутніх газів вугільних товщ [11]. Ізотопні дані підтверджують можливість таких джерел метану та інших газів. Зокрема, дослідження супутніх газів на деяких шахтах Донбасу свідчать про збагачення метану та інших газів вугілля і вмісних порід важким ізотопом  $^{13}\text{C}$  у напрямку до розломних зон, які слугують зонами їх інтенсивної циркуляції.

### **Світові ресурси метану вугленосних басейнів**

Вважається, що найбільш значні ресурси метану зосереджені у вугленосних товщах (трлн  $\text{м}^3$ ): Росії (72–79), Китаю (30–35), Канади (8), Австралії (6), Німеччини (3–4), Великої Британії (1,9–2,8), Польщі (1,6–2), Чехії (1,1–1,3). Ведуться або розпочато роботи з вилучення метану в Австралії, Китаї, Канаді, ПАР, Індії, Польщі і Великій Британії [6].

Масштабний видобуток метану ведеться в США, де створена і діє ціла галузь з видобутку газу з вугільних пластів. В 1990 р. там добули таким чином 5 млрд  $\text{м}^3$ , в 1997 р. – 20 млрд  $\text{м}^3$ , [15], а в 1998 р. – вже 21 млрд  $\text{м}^3$ . Для цього використовується приблизно 6700 свердловин (при об'ємі покладів 340 млрд  $\text{м}^3$ ) [8]. Зараз видобуток метану у США досяг 38 млрд  $\text{м}^3$  в рік (7 % загального видобутку природного газу в країні). Основні роботи по вилученню метану ведуться на пластах вугільних басейнів Сан-Хуан і Блек-Уорріор, що не розробляються і де ресурси метану оцінюються відповідно в 2,4 трлн  $\text{м}^3$  і 560 млрд  $\text{м}^3$ . У басейні Сан-Хуан з цією метою пробурені 2300 свердловин. Біля 70 % газу дають 600 свердловин з дебітом до 80 тис.  $\text{м}^3$  на добу. В даний час у США розроблена і впроваджена технологія вилучення з вугільних пластів до 80 % метану, що міститься в них.

У Китаї з 1996 по 2005 р. пробурено понад 100 дослідних свердловин на території вугільних басейнів у східній частині країни. В 2005 р. річний видобуток досяг 3–4 млрд  $\text{м}^3$ , до 2010 р. Планується збільшити його до 10 млрд  $\text{м}^3$ . У Бельгії видобуток метану з вугільних пластів у комерційних цілях продовжується на двох вугільних родовищах, експлуатація яких припинилася більше 20 років тому. У Польщі на ТЕЦ шахти "Зофіровка" спільно спалюються вугілля і метан, що покриває 10 % потреби ТЕЦ у паливі й обходиться в 5 разів дешевше природного газу. У Чехії щорічно понад 50 млн  $\text{м}^3$  дегазаційного метану використовується в котельнях і на установках сушіння вугілля.

В Росії основні ресурси метану зосереджені в надрах Тунгуського, Кузнецького, Ленського і Печорського вугільних басейнів і складають бли-

зько 8 % усіх ресурсів природного газу. ВАТ "Воркутауголь" щорічно видобуває 200 млн м<sup>3</sup> метану, 18 % якого використовується в котельнях. Найбільш перспективним у відношенні видобутку і використання метану в промислових цілях є Кузнецький вугільний басейн. В Кемеровській області прогнозовані ресурси метану вугільних пластів становлять 13 трлн м<sup>3</sup> до глибини 1800 м і 5–6 трлн м<sup>3</sup> – до 1200 м. У межах розвіданих ділянок і шахтних полів щільність ресурсів метану коливається від 24 до 2446–3362 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. За підтримки РАО "Газпром" тут розпочато видобуток метану з вугільних пластів родовищ, що не розробляються. Планується ввести в експлуатацію 500 вже існуючих свердловин. За сприятливих обставин загальний обсяг видобутку метану до 2010 р. може скласти 17–20 млрд м<sup>3</sup> на рік, причому собівартість цього газу, за оцінкою експертів, буде складати 11–15 дол./тис. м<sup>3</sup>.

Природна насиченість метаном вугілля окремих родовищ і басейнів змінюється в широких межах: від долі кубометра на 1 т вугілля до 400 м<sup>3</sup>/т і навіть більше. Середні значення (м<sup>3</sup>/т) по деяких відомих басейнах: Донецький 1–32, Печорський 3–19, Кузнецький 1–27, Південно-Якутський 0–3. В межах цих же басейнів газонасиченість добутого вугілля буває дуже істотною. В Макіївському районі Донбасу в шахтах на глибинах 500–600 м вона сягає 40–50 м<sup>3</sup>/т, а в більш глибоких шахтах 50–90 м<sup>3</sup>/т, в Воркутинському районі Печорського басейну 28–30 м<sup>3</sup>/т, а в окремих шахтах 50–70 м<sup>3</sup>/т.

#### Розповсюдження метану у вугільних басейнах України

В Україні метан, як супутня корисна копалина, міститься у вугільних пластах кам'яновугільного віку Донецького і Львівсько-Волинського (ЛВВ) басейнів (табл. 4.1).

**Таблиця 4.1**  
**Запаси метану кам'яновугільних родовищ України (млн м<sup>3</sup>)**

Вугільний басейн, область	Кількість родовищ		Запаси на 1.01.2004р.			
	всього	розробляються	всього	підтверджені	розробляються	
					всього	підтверджені
<i>Донецький басейн</i>	139	73	283 397	159 333	125 223	60 165
Дніпропетровська	1	1	2548	964	2548	964
Донецька	95	56	158 756	81 891	103 989	50 544
Луганська	43	16	122 113	76 468	18 686	8657
<i>Львівсько-Волинський басейн</i>	2	-	4466	-	-	-



#### Розділ 4. Розділ 4. Метан і супутні гази вугленосних товщ

<b>Всього</b>	<b>141</b>	<b>73</b>	<b>287 863</b>	<b>159 333</b>	<b>125 223</b>	<b>60 165</b>
---------------	------------	-----------	----------------	----------------	----------------	---------------

Природна метаносність вугленосних відкладів змінюється в середньому від 5 до 30 м<sup>3</sup>/т сухої беззолної маси. Метан вугільних родовищ з одного боку є вибухо- і викидонебезпечною речовиною і заважає видобутку вугілля, а з іншого – цінною корисною копалиною.

В результаті роботи вугільної промисловості тільки з висхідним струменем системи вентиляції і дегазації на 254 шахтах Донбасу виділяється щорічно в атмосферу до 3,5 млрд м<sup>3</sup> метану, у ЛВБ – до 70 млн м<sup>3</sup> [4]. Для порівняння слід сказати, що щорічний видобуток природного газу в Україні складає 16–18 млрд м<sup>3</sup>. Шахтами України цілодобово викидається 15,5 млн м<sup>3</sup> метану (5,6 млрд м<sup>3</sup> в рік). Вихід досягає 0,3–0,35 млн м<sup>3</sup> на добу в найбільш метанових шахтах, що за теплотворною здатністю еквівалентно 300–500 т вугілля.

Дегазація здійснюється на 115–120 шахтах Донецького басейну і на 4 шахтах ЛВБ, об'єми каптованого газу для двох басейнів склали відповідно приблизно 600 і 8 млн м<sup>3</sup>/рік (13 %). З цього обсягу тільки 4 % утилізується. На 17 шахтах Донбасу використовується (в основному на шахтних котельнях) до 18 % каптованого метану. Інша частина газу викидається в атмосферу через низький вміст в ньому метану (<25 %). Таким чином, величезна кількість метану потрапляє в атмосферу, що призводить не тільки до втрати цінної копалини, але й до посилення парникового ефекту.

За результатами випробування на метан в ході геологорозвідувальних робіт загальні прогнозні ресурси метану в породах і вугільних пластах вугленосних відкладів Донбасу від 500 до глибини 1800 м за різними оцінками складають від 4–6 до 22 трлн м<sup>3</sup>, а промислові – 11,9 трлн м<sup>3</sup>, із яких 3,7 трлн м<sup>3</sup> придатні для вилучення [14]. 0,46 трлн м<sup>3</sup> метану знаходиться розчиненими у воді, 1,46 трлн м<sup>3</sup> – у сорбованому стані у вугільних пластах потужністю більше 0,3 м і 9,82 трлн м<sup>3</sup> – у вугленосному масиві, з яких тільки 5–15 % припадає на вільний метан [13]. В пластах основних геолого-промислових районів міститься 855 млрд м<sup>3</sup> метану (табл. 4.2). Геологічний прогноз допускає підготовку 2–3 трлн м<sup>3</sup> газу. Незалежна оцінка ресурсів метану вугленосної товщі Донбасу, виконана американськими фахівцями дає ще більшу цифру загальних ресурсів – 25 трлн м<sup>3</sup>.

Враховуючи, що на кожний робочий вугільний пласт у геологічному розрізі припадає 3–4 і більше пластів і прошарків некондиційної потужності, лише у вугільних пластах утримується 1 078,5 млрд м<sup>3</sup> метану, а загальні його ресурси у вільних скупченнях складають 150,1 млрд м<sup>3</sup>. З урахуванням метану міжвугільних пластів та вуглевмісної товщі ця

## Розділ 4. Метан і супутні гази вугленосних товщ

цифра сягає 25,4 трлн м<sup>3</sup>. Вміст метану у вугільних пластах в середньому становить 8 м<sup>3</sup>/на 1т, але інколи сягає до 40 м<sup>3</sup> [10].

Загальні підраховані запаси метану в Донбасі – 1,2 трлн м<sup>3</sup>, в тому числі на полях діючих шахт – 970 млрд м<sup>3</sup>, в межах ресурсів вугілля – 208 млрд м<sup>3</sup>.

**Таблиця 4.2**

### Ресурси метану у вугільних пластах

Геолого-промисловий район	Кількість вугільних пластів	Ресурси метану у вугільних пластах, млрд м <sup>3</sup>
Червоноармійський	33	231,5
Донецько-Макіївський	59	202,1
Центральний	46	84,8
Торезько-Сніжнянський	39	37,5
Лисичанський	25	22,5
Луганський	39	47,5
Алмазно-Мар'їнський	53	81,2
Краснодонський	24	56,2
Боково-Хрустальний	31	40,1
Селезнівський	32	51,9
<b>Всього</b>		<b>855,3</b>

Ресурси метану ЛВБ оцінюються в 10 млрд м<sup>3</sup>. Дегазація проводиться на 4 шахтах. Газ, що каптується, не використовується. Відносне виділення газу – 1,5–2 м<sup>3</sup>.

Щільність оцінюваних ресурсів метану у вугільних пластах на площах вугленосних відкладів значна. Зокрема, у південно-західній частині Донбасу середня щільність по площі, підрахована за методиками ДРГП "Донецькгеологія" і компанії "Рейвен Рідж Рісорсіз" (США), складає від 90 до 107 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (табл. 4.3).

**Таблиця 4.3**

### Щільність ресурсів метану у вугільних пластах

Площа	Розмір, км <sup>2</sup>	"Донецькгеологія"		"Рейвен Рідж Рісорсіз"	
		Ресурси, млрд м <sup>3</sup>	Щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	Ресурси, млрд м <sup>3</sup>	Щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
Добровольсько-Червоноармійська	963	76,4	79,3	101,0	104,9
Гришино-Андріївська	557	18,2	32,7	29,7	53,3
Південно-Донбаська	530	57,2	107,9	58,5	110,4
Донецька	293	44,5	151,9	46,5	158,7

#### Розділ 4. Розділ 4. Метан і супутні гази вугленосних товщ

Макіївська	246	35,9	145,9	42,0	170,7
<b>Всього:</b>	<b>2589</b>	<b>232,2</b>	<b>89,7</b>	<b>277,7</b>	<b>107,3</b>

Метаморфізм вугілля в Донбасі супроводжувався утворенням значної кількості метану. Згідно з оцінками українських і західних спеціалістів в області розробки цього виду палива, його ресурси в Донбасі сягають 117 трлн м<sup>3</sup>. Закономірності сучасного розподілу вуглеводневих газів у вугленосних відкладах Донбасу тісно пов'язані з геологічними умовами газоутворення, яке проходило в процесі накопичення вугленосних формації.

Дані про кількість ресурсів метану в Донбасі мають значні розбіжності, що пояснюється різними підходами до даних геологорозвідувальних робіт з вивчення вмісту метану як у вугільних пластах, так і вмісної товщі. Вугленосні відклади Донбасу містять у собі значні ресурси метану і можуть служити об'єктом його промислового видобутку і повинні розглядатися як газо-вугільні родовища.

Потужність вугільних утворень на площі Донбасу зростає до його центральної частини і в південно-східному напрямі [5]. Для карбонівих відкладів характерна циклічна будова, багатократне ритмічне перешарування морських, континентальних і перехідних фацій, чітко прослідковується еволюційний розвиток багатьох груп фауни і флори. Загальна кількість вугільних пластів, які залягають у вугленосній товщі до глибини 1800 м, складає близько 330, але тільки 130 пластів мають потужність більше 0,45 м. Середня потужність пластів, що розробляються, знаходиться в межах 0,6–0,8 м. Пласти потужністю більше 2 м зустрічаються рідко. Вугленосність в басейні розподілена нерівномірно: більша частина ресурсів вугілля зосереджена в 27 пластах середнього карбону і 8 нижнього. Верхній карбон має всього один пласт промислового значення. В нижньому карбоні вугленосність розповсюджена вздовж південно-західного борту Донецького прогину, промислова вугленосність зосереджена у вузькому інтервалі розрізу потужністю в 400–500 м. Пласти розташовані зближеними групами з віддалями між групами 30–80 м, а між пластами в групах 3–20 м.

Середній карбон вугленосний на всій площі Донбасу. Його головна закономірність полягає в поступовому зменшенні кількості робочих пластів і вугленосності в напрямі з заходу на схід і на північ басейну. Віддаль між вугільними пластами від 20 до 40 м. Найбільша концентрація пластів відзначається в світі С<sup>2</sup><sub>6</sub>. При потужності в західних районах 170–250 м вона містить до восьми робочих пластів. Те ж саме спостерігається у верхній частині світи С<sup>2</sup><sub>5</sub>. Загальна потужність ос-

новної вуглевмісної товщі середнього карбону (світи  $C_{23}-C_{27}$ ) складає 1500–3000 м.

В кам'яному вугіллі і антрацитах зазвичай розвинуті тонкі пори діаметром менше  $10^{-8}$  м. Площа поверхні цих пор досягає декількох сотень квадратних метрів в  $1 \text{ м}^3$  вугільної речовини, що пояснює його високу адсорбційну активність. У метаморфічному ряді вугілля (від довгопопелуменевих до малометаморфізованих антрацитів) спостерігається зростання адсорбційної активності, що визначає природну метаноносність вугілля. Для марок К, ОС і Т вона досягає  $20-25 \text{ м}^3/\text{т}$  сухої беззольної маси. В антрацитах з питомим електричним опором  $4,45-5,85 \text{ Ом}/\text{см}$  газоносність, як правило, вища – до  $40-45 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Сучасний перерозподіл газів у вугленосній товщі зумовлений зміною колекторських властивостей порід, що вміщують вугілля. З ростом інтенсивності катагенетичних перетворень осадової товщі поступово знижувалася пористість і газопроникність, що спостерігається в пісковиках. Але газопроникність тих самих пісковиків через підвищену тріщинуватість, що проявляється зонально, може істотно змінюватися. У Донбасі невеликі поклади й локальні скупчення вільних газів у більшості випадків приурочені до тріщинуватих зон. Про велику роль тріщинуватості у формуванні локальних скупчень вільного газу в товщі вугленосних відкладів свідчать дані про суфлярні виділення в гірничих виробках шахт [2].

На основі аналізу сучасної вертикальної й площової газової зональності, даних про колекторські властивості порід, що вміщують вугілля, відомостей про газові поклади, мікропоклади й локальні скупчення вільних вуглеводнів у вугленосних відкладах було виконано районування Донбасу щодо локалізації метану у вугільних покладах.

До *першої зони* належать площі розвитку відкладів, що вміщують пласти вугілля марок Д, Г і частково Ж. Для неї характерна наявність промислових покладів і локальних скупчень вуглеводневих газів, пов'язаних з колекторами порового й тріщинно-порового типу. До неї відносяться вугленосні відклади Південного і Західного Донбасу, Лисичанського, Червоноармійського, Міллеровського геолого-промислових районів, а також Бахмутської і Кальміус-Торезької котловин.

До *другої зони* відносяться площі розвитку осадових відкладів, що вміщують пласти вугілля марок Ж, К і ОС. В ній поширені мікропоклади і локальні скупчення вуглеводневих газів, пов'язаних з колекторами тріщинно-порового й тріщинного типів. Для цієї зони характерна високі газоносність вугільних пластів і газонасиченість порід, що їх вміщують. У межах зони розташовані вугленосні відклади Донецько-Макіївського, Центрального, Селезнівського, Алмазно-Марєвського й Краснодонського геолого-промислових районів.

*Третя зона* розповсюджена на площах розвитку відкладів, що вміщують пласти вугілля марки Т і слабо метаморфізовані антрацити з питомим електричним опором більше 2,5 Ом/см. Вугільні пласти й породи, що їх вміщують, у цій зоні мають низькі колекторські властивості, тому вона характеризується локальними скупченнями вуглеводневих газів у колекторах тріщинного типу, пов'язаних з тектонічними порушеннями вугленосної товщі. До цієї зони відносяться вугленосні відклади в Торезько-Сніжнянському і Боково-Хрустальському геолого-промислових районах.

*Четверта зона* характеризується повною відсутністю скупчень вуглеводневих газів, вона охоплює площі розвитку вугленосних відкладів з пластами високометаморфізованих антрацитів з питомим електричним опором менше 2,5 Ом/см. У цій зоні знаходяться шахти, що розробляють негазові антрацитові пласти на площі Довжанорівенського геолого-промислового району, у центральних і східних частинах Боково-Хрустального й Торезько-Сніжнянського районів.

Існує три типи локалізації метану в породах Донбасу

- вільний метан, що міститься в порах і тріщинах порід
- газ у сорбованому стані, який міститься в розсіяній органічній речовині й вугільних прошарках;
- газ, розчинений в водогазонасичених пісковиках.

У формуванні ресурсів вільного метану в породах, що його вміщують, основна роль належить зонам тріщинуватості вугленосних відкладів. На сьогодні по периферії Донбасу розвідано понад 30 родовищ вугільного метану із загальними запасами вільного газу 180 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі виявленими – 60 млрд м<sup>3</sup>.

Закордонний досвід видобутку метанових газів із вугілля дозволяє розглядати їх не лише як супутню, але й як самостійну корисну копалину. У зв'язку із цим і методичний підхід до оцінки ресурсів вуглеводневих (ВВ) газів повинен бути іншим. Зокрема, іноземні фірми, оцінюючи запаси ВВ-газів у вугленосній товщі, враховують лише вугільні пласти й прошарки потужністю не менше 0,3 м, а у вітчизняному варіанті – всі пласти й прошарки, потужність яких перевищує 0,1 м.

Зарубіжні фірми видобувають ВВ-гази двома способами – безшахтним (автономним) із свердловин, які пробурені з поверхні на ділянках розвідки, і шахтним – через дегазаційні бурові свердловини, пробурені з підземних виробок шахт.

Підрахунок ресурсів вуглеводневих газів у вугіллі з врахуванням безшахтного й супутнього (шахтного) способів їх видобутку був виконаний фахівцями Держкомгеології України за участю співробітників ІГГК НАН України. Запаси газів оцінювалися на детально розвіданих ділянках, які підлягають промислому освоєнню як резерв підгрупи

“а” для нового шахтного будівництва і підгрупи “б” для реконструкції шахт; на полях діючих шахт і тих, які будуються.

Для вивчення закономірностей зміни газоносності на глибоких горизонтах у межах Донецької й Луганської областей були пробурені свердловини глибиною до 2,5–3 км (Очеретинська, Макіївська, Торезька, Санжарівська та ін.), які повністю розкрили стратиграфічний розріз карбону з вугіллям усього діапазону марочного складу – від довоглолуменевого й газового до антрацитів низької й високої стадій метаморфізму (груп А/12 – А/13 і вище).

Дослідження газоносності на глибину до 3 км по цих свердловинах підтвердили встановлені закономірності її зміни, насамперед, від ступеня метаморфізму й глибини. Для підрахунку ресурсів ВВ-газів у вугіллі Донбасу використані матеріали з газоносності й вугленосності, отримані на ділянках детальної розвідки вугілля, підтверджені результатами глибокого буріння. Підрахунки ресурсів ВВ-газів виконані майже для всіх геолого-промислових районів Донбасу, за винятком західної околиці (з низькогазонасним вугіллям) і південно-східної окраїни, представленої негазонасними суперантрацитами. Дослідженнями охоплено більше 70 ділянок і 157 шахтних полів до глибини 1500–1800 м.

Ресурси ВВ-газів у супутниках потужністю 0,3 м визначені за співвідношенням об'ємів газу, які містяться у всієї товщі і супутниках потужністю більше 0,3 м. Емпірична величина цього співвідношення по Донбасу склала 2,7. Результати підрахунків ресурсів ВВ-газів наведені в табл. 4.4 та 4.5.

**Таблиця 4.4**

**Ресурси ВВ-газів у вугільних пластах і прошарках діючих шахт Донбасу**

Геолого-промисловий район	Ресурси і запаси ВВ-газів, млрд м <sup>3</sup>		
	У вугіллі	В супутниках СК=0,5	
		Всіх	Потужністю 0,3 м
Павлоградсько-Петропавлівський	11,7	6,1	2,3
Червоноармійський	46,3	15,8	7,5
Південно-Донбаський	21,8	17,7	7,1
Донецько-Макіївський	28,5	12,3	2,3
Центральний	16,62	6,6	3,7
Торезько-Сніжнянський	3,2	6,3	1,2
Лисичанський	11,3	7,4	2,7
Алмазно-Мар'євський	27,8	18,6	7,0
Луганський	14,7	6,2	2,3
Краснодонський	6,9	5,2	2,0
Селезньовський і Боково-Хрустальський	25,4	16,2	6,0

## Розділ 4. Розділ 4. Метан і супутні гази вугленосних товщ

<b>Всього</b>	<b>214,2</b>	<b>118,4</b>	<b>44,1</b>
---------------	--------------	--------------	-------------

Як бачимо з таблиць, сумарні ресурси ВВ-газів у вугільних пластах і прошарках Донбасу становлять 645,3 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі на ділянках розвідки – 352,6 млрд м<sup>3</sup>, на шахтних полях – 292,7 млрд м<sup>3</sup>. Ці ресурси близькі до геологічних запасів природного газу найбільшого в Україні Шебелинського газового родовища, що відноситься до категорії унікальних, проте, їх видобуток є досить складною проблемою.

Таким чином, можна зробити наступні висновки:

- **Донбас є унікальним газувугільним регіоном з ресурсами вуглеводневих газів 645,3 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі на ділянках розвідки – 352,6 млрд. м<sup>3</sup>, шахтних полях – 292,7 млрд м<sup>3</sup>;**
- **промислові або потенційно можливі, запаси ВВ-газів становлять 268 млрд м<sup>3</sup> або 40 від усіх ресурсів%.**

**Таблиця 4.5**

### **Ресурси ВВ-газів у вугільних пластах і прошарках на ділянках розвідки в Донбасі**

Геолого-промисловий район	Ресурси і запаси, млрд м <sup>3</sup>		
	у вугіллі	в супутниках	
		усіх	потужністю 0,3 м
1. Павлоградсько-Петропавлівський	4,4	5,8	2,3
2. Червоноармійський	20,6	9,6	3,9
3. Донецько-Макіївський	42,9	14,8	4,6
4. Центральний	17,3	4,7	2,0
5. Чистяково-Сніжнянський	17,2	11,5	4,6
1. Лисичанський	2,1	13,4	5,0
2. Алмазно-Мар'їнський	15,8	15,7	6,0
3. Луганський	2,0	2,0	0,7
4. Краснодонський	10,1	18,7	7,0
5. Селезнівський і Боково-Хрустальний	23,0	41,1	19,5
Всього по шахтах Донбасу	155,4	157,3	51,6
<b>Разом по ділянках розвідки і шахтних полях Донбасу</b>	<b>389,6</b>	<b>255,7</b>	<b>95,7</b>

Розрахунки ресурсів метану проведені виходячи з наступних основних положень:

- метаноносність вугільних пластів змінюється відповідно до глибини їх залягання і ступеня метаморфізму;
- об'єктом підрахунку є вугільні пласти;

- маса органіки, що сконцентрована в пропластах і породах вугленосної товщі, в 1,5–2 рази перевищує масу органіки вугільних пластів, характеризується тими ж значеннями метановості, що й вугільні пласти на відповідній глибині й ступені метаморфізму;
- кількість вільного й водорозчинного метану вугленосної товщі співставима з масою метану в органічній речовині вугільних прошарків і розсіяній органіці.



**Проблеми утилізації метану вугільних товщ України**

Метан вугільних родовищ можна використовувати як енергетичну сировину. За різними оцінками в процесі вуглефікації від бурого вугілля до антрациту утворюється від 280 до 350 м<sup>3</sup> метану на 1 т кінцевої вугільної маси. Відповідно і сумарні кількості метану пов'язаного з вугіллям вельми значні. Так вугіллям родовищ Східноєвропейської платформи утворено 6720 x 10<sup>12</sup> м<sup>3</sup> метану, з яких зараз збереглося не менше 670 трлн м<sup>3</sup>, що значно переважає потенційні ресурси вільного газу в покладах всієї території колишнього СРСР.

Одним з перспективних напрямків утилізації метану є виробництво електроенергії з використанням газогенераторів і газових турбін потужністю від десятків кіловат до декількох мегават. Це дозволить використовувати метан для покриття власних потреб вугільних шахт в електроенергії, постачати її надлишки іншим споживачам. Можливим є також використання метану як газомоторного палива у зрідженому стані на базі існуючих систем станцій газової заправки і газобалонного обладнання. З огляду на високу вартість дизельного палива, шахтний метан може також використовуватися як паливо для кар'єрних маневрових тепловозів з переобладнанням їх у газотепловози на базі двох паливних газодизелів. Як показує світовий досвід, економічно найефективніше використовувати шахтний метан як паливо на теплоелектростанціях разом з вугіллям. У Кузбасі, наприклад, є п'ять великих теплових електростанцій і 200 котелень, де може бути застосований метод комплексного спалювання вугілля і метану. Переведення котелень і ТЕС на цей перспективний метод вимагає створення умов для підготовки метано-повітряної суміші і системи контролю і керування. Безумовно позитивним наслідком стане при цьому зменшення забруднення атмосфери. Шахтний метан усе більш використовується в карбюраторних і дизельних двигунах внутрішнього згоряння на шахтах і заводах Великої Британії, Німеччини, Чехії, інших країн.

Таким чином, необхідність, можливість і економічна доцільність великомасштабного видобутку метану з вугільних пластів підтверджується досвідом ряду країн. На думку американських експертів цей напрямок буде неухильно розвиватися і до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 78 млрд м<sup>3</sup> за рік.

Самостійною корисною копалиною можуть бути малі скупчення і мікропоклади, які можуть розроблятися самостійно, без відпрацювання вугільних ділянок. Вони можуть використовуватися для задоволення власних енергетичних потреб шахт і для місцевого газопоста-

чання. Розрахунки показують, що вартість газу вугільних розрізів дорівнює вартості газу нафтогазоносних районів ДДЗ.

Видобуток метану може здійснюватись з пасток і з техногенних покладів. Вугільні родовища є глобальними газовими пастками. Підвищення газопроникності і газовіддачі вугільних пластів гідророзчленуванням і пневмодією буде сприяти завчасному вилученню газу з товщ через свердловини з поверхні, надаючи видобутку економічну ефективність. Оцінка ресурсів ВВ-газів (645 млрд м<sup>3</sup>) з урахуванням двох способів видобутку: шахтного (на базі дегазаційних систем шахт) і безшахтного (автономний видобуток газу через поверхневі свердловини, які буряться на віддалі від шахтних полів) при геологічних ресурсах ВВ газів показує, що з вугільної товщі Донбасу можна вилучити безшахтним способом 84 млрд м<sup>3</sup>, а шахтним – 77 млрд м<sup>3</sup>.

Практичні спроби отримання метану вже здійснюються в Донецькій та Луганській областях, де на 3 полігонах впроваджується технологія дегазації вуглепородного масиву з використанням ефекту часткового розвантаження при його дегазації спрямованими свердловинами. Планується буріння 4–5 куців свердловин з використанням гідророзриву в якості методу активізації газовіддачі пластів.

Вельми перспективною є також технологія попередньої дегазації шахтних полів до їх будівництва. Внаслідок самовитоку метану і відкачування вакуум-насосами попереднє гідророзчленування підвищує середній дебіт свердловин в 1,9 раз, середню тривалість їх роботи – в 1,5 раз і об'єм метану, що вилучається – в 2,9 раз. Свердловинами з поверхні вилучається до 30 % газу, який міститься в цьому об'ємі, приблизно стільки ж каптується підземними свердловинами.

За розробками Донецького інституту гірничотехнічної механіки та маркшейдерії НАН України (УкрНДМІ) на шахті імені Засядька створена одна із діючих станцій, на яких використовується газ, що викачується з шахти. Київський інститут ВНПІТРАНСГАЗ як генеральний проектувальник підприємства з видобутку метану бере участь у спільному проєкті з Казахстаном щодо використання метану. В якості модельних використовуються технології компанії Enron (США), яка у вугільному басейні Сан-Хуан впровадила технологію кавітаційного методу створення каверн у вугільних пластах через свердловини.

Аналіз наявних методів спалювання низькоконцентрованих метанових сумішей та утилізації отриманої енергії [10] свідчить про перспективність використання технологій, що ґрунтуються на каталітичному спалюванні екологічно шкідливих сумішей у штучно створюваних нестационарних умовах. Техніко-економічний аналіз впровадження установок для знешкодження газів показує, що проблема полягає в

раціональному використанні отриманої при цьому енергії відповідно до інфраструктури регіону.

Енергетичною стратегією України до 2030 р. передбачено, що головними напрямками збільшення використання позабалансових джерел енергії є видобуток та утилізація шахтного метану, споживання якого для виробництва тепла та електроенергії забезпечить заміщення близько 1 млн т умовного палива в 2010 р., 5,8 млн т – в 2030 р., що складатиме 10 % від загальних об'ємів використання природного газу у 2030 р. (56,9 млн т умовного палива) і водночас поліпшить екологічний стан і стан безпеки у вуглевидобуванні.

Отже, ресурси метану вугленосних товщ Донбасу складаються:

- з метану, який утримується органічною масою вугільних пластів, розсіяною органікою в породах, головним чином, у сорбованому стані;
- метану у вільному стані у вугільних пластах, породах вугленосної товщі, особливо в пісковиках катагенетично змінених у присутності метану в різному роду пастках;
- водорозчиненого метану, як у вугіллі, так і в породах. На жаль, сьогодні немає однозначного підходу до визначення його кількості як в органічній масі, так і в породах.

Розподіл метану в гірських породах не має таких чітких закономірностей, як його розподіл у вугільних пластах. Умови формування газового складу порід, що вміщують вугілля, відрізняються від умов утворення газової зональності у вугільних пластах. Щодо цього особливо важливу роль відіграють колекторські властивості гірських порід. У районах розвитку вугілля низькометаморфізованого потужні пачки пісковиків, які мають високу пористість і газопроникність, значно насичені водою, зона активного газо- і водообміну розміщена глибше, ніж у вугільних пластах; гази перебувають у вільному стані й розчинені у воді. На таких площах значні кількості вуглеводневих газів можуть накопичуватись тільки в сприятливих умовах різного типу пасток. Гірничими виробками на глибині 100 м часто розкривалися окремі пастки, газ із яких у вигляді суфлярів виділявся з великим дебітом протягом тривалого часу.

Пастками в Донбасі є переважно флексуроподібні перегини, купольні чи тектонічно екрановані зони, які часто примикають до насувів. Колектором є поровий або тріщинно-поровий простір пісковиків, вугільних пластів, вапняків. Зі збільшенням глибини залягання колекторів і тиску газу зростає частота й інтенсивність прояву суфлярів. З підвищенням ступеня метаморфізму вугілля колекторські властивості пісковиків, особливо їх газо- і водопроникність, погіршуються. Цим, очевидно, пояснюється наявність метану під гідростатичним тиском у пісковиках, у яких при проходці виробок трапляються викиди порід і

газу. Такі явища спостерігаються в зонах розвитку вугілля середнього ступеня метаморфізму.

### Запитання та завдання для самоперевірки

1. Назвіть форми локалізації метану у вугленосних товщах?
2. Як генезис метану вугленосних товщ?
3. Де і як видобувається у світі метан вугленосних товщ?
4. Скільки метану міститься у вугленосних товщах України?
5. Який об'єм метану сконцентрований у вугільних товщах Донбасу?
6. Як саме можна використовувати метан вугільних родовищ?
7. Які існують проблеми утилізації метану вугільних товщ України?
8. Які програми видобутку метану розроблені в Україні?

### Література

1. Алексеев А.Ф., Войтов Г.И., Лебедев В.С., Несмелова З.Н.. Метан. – М.: Недра, 1978.
2. Анциферов А.В. и др. Газоносность угольных месторождений Донбасса. – К., 2004.
3. Брижанев А.М., Галазов Р.А. Перспективы эксплуатации Донбасса как крупнейшего газоугольного месторождения Украины // Экотехнологии и ресурсосбережение, 1993. – № 6. – С. 15–21.
4. Булат А.Ф. О фундаментальных проблемах разработки угольных месторождений Украины // Уголь Украины, 1997. – № 1. – С. 14.
5. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпрово-Донецький авлакоген. – К.: Наук. думка, 2001.
6. Дмитриев А.М. и др. Проблемы газоносности угольных месторождений. – М.: Недра, 1982.
7. Забигаило В.Ю., Караваев В.Я., Иванцов О.Е. Особенности распространения и ресурсы метана угленосных отложений Львовско-Волынского бассейна // Экотехнологии и ресурсосбережение, 1994. – № 1. – С. 69–74.
8. Карп І.М., Бабієв Г.М. Ресурсна база паливно-енергетичного комплексу // Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку. – К.: УЕЗ, 1998. – С.17–22.
9. Касимов О.И., Буханцев А.И., Касьянов В.В., Брюханов А.М. Добыча метана при дегазации шахт скважинами, пробуренными с поверхности // Экотехнологии и ресурсосбережение, 1994. – № 1. – С. 61–65.

10. Кононенко М.О., Колесник В.В., Орлик В.М. Знешкодження та утилізація викидів шахт // Уголь України, 1997. – № 12. – С. 25–26.
11. Лукін А.Е. Литого-динамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997.
12. Малышев Ю.Н., Айруни А.Т. Комплексная дегазация угольных шахт. – М.: Академия горных наук, 1999.
13. Пудак В.В. Комплексное использование энергетических ресурсов недр//Уголь Украины, 1995. – № 8. – С. 3–5.
14. Храпкин С.Г., Голубев А.А., Нашкерский Л.А., Овчаренко В.А., Задара Г.З., Лукманов М.М. Ресурсы углеводородных газов Донбасса и их промышленное освоение // Экотехнологии и ресурсосбережение, 1994. – № 1. – С. 21–29.
15. Шидловський А.К., Ковалко М.П., Вишневецький І.М. та ін. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2001.

## РОЗДІЛ 5

# ГОРЮЧІ СЛАНЦІ

### Загальні відомості

Горючі чи піробітумінозні сланці – осадові гірські породи глинистого, мергелистого чи кременистого складу, що містять від 10 до 50 % (зрідка до 60 %) сингенетичної осадконакопиченню органічної речовини (керогену), вихідним матеріалом якої була біомаса нижчих водоростей (сапропелеві компоненти) і вищих рослин (гумусові компоненти), частково – тваринних організмів. За співвідношенням останніх горючі сланці поділяються на сапропеліти (Прибалтика, Волзький басейн, Болтиське родовище) і сапрогуміти (менілітові сланці Карпат).

Для горючих сланців характерним є коричневе, коричнево-жовте, сіре, маслиново-сіре забарвлення, листувата чи масивна текстура, смугаста структура. Вони здатні запалюватися від сірника, виділяючи при цьому специфічний запах палаючої гуми, за нагрівання до 500 °С виділяють нафтоподібну смолу, підсмолену воду і горючі газу.

Органічна речовина горючих сланців (кероген) зазвичай накопичується в донних осадах при нормальному режимі кисню, характеризується високим вмістом вуглецю (56–82 %), водню (7–10 %), значним – кисню (9–10 %), сірки (1,5–9 %) і азоту (1–6 %), великим виходом летких при термічній переробці (до 90 %), високою питомою теплотою згоряння (до 29–37 МДж/кг). У різних співвідношеннях можуть бути присутнім мікрокомпоненти груп вітриніту, ліптиніту, фюзиніту.

На відміну від вугілля горючі сланці характеризуються наявністю значного (до 70 %) мінерального баласту; високою теплотою згоряння горючої маси (25–40 МДж/кг) завдяки високого вмісту водню (8–10 %) в органічній масі (хоча робоча маса більшості сланців має теплоту згоряння всього 4–9 МДж/кг); високим (до 80 %) виходом летких компонентів і підвищеним вмістом сірки.

### Галузі використання та вимоги до сировини

Розробка проблем використання низькосортного твердого палива, зокрема горючих сланців, є надзвичайно актуальною, враховуючи їх значні ресурси. Зазвичай у термічних методах переробки горючих сланців на паливо використовують їхній піроліз. В результаті одержують висококалорійне моторне і котельне паливо, горючий газ, деякі дефіцитні хімічні продукти тощо.

Промислове використання горючих сланців в енергетиці більшості країн світу дуже обмежене за винятком Естонії і Росії, хоча промислово-дослідні роботи проводяться в Бразилії, Австралії, США та інших країнах.

На базі середньокалорійних (теплота згоряння 8–9 МДж/кг) горючих сланців Прибалтики працюють Естонська і Прибалтійська ГРЕС, ТЕЦ Ахтме, ТЕЦ Кохтла-Ярве. Проектна потужність енергоблоків Естонської і Прибалтійської ГРЕС складає 200 МВт, проектна витрата палива – 409 г у.п./кВт.ч, що відповідає КПД всього 30 %.

Технологічна переробка горючих сланців зазвичай здійснюється напівкоксуванням у шахтних генераторах з метою одержання сланцевої смоли і фенолів, а також коксуванням у камерних печах для виробництва побутового газу. Смола використовується як рідке паливо, компонент шпалопросочувальної олії, для виробництва електродного коксу, а феноли – для виробництва синтетичних дубителів, клею, лаків, мастик, модифікаторів гуми, тампонажних матеріалів та ін. Тверді відходи виробництва (зола, кокс та ін.) використовуються для виробництва мінеральної вати, портландцементу, силікатної цегли, автоклавних виробів, у дорожньому будівництві, для вапнування ґрунтів. Деякі різновиди горючих сланців характеризуються промисловим вмістом Cu, Mo, U, Pb, Zn, V і можуть бути сировиною для цих і інших металів.

Незначне використання горючих сланців в якості палива для електростанцій пояснюється низькою ефективністю їх спалювання у вигляді пилу, несприятливими екологічними показниками таких енергоустановок, значними експлуатаційними труднощами. Однак останнім часом розвиваються технології спалювання палива у “киплячому” шарі при атмосферному тиску, які дозволяють використовувати горючі сланці будь якої калорійності із задовільними екологічними показниками.

Особливо перспективною є піролітична технологія переробки горючих сланців. Її суть полягає у наступному. Роздроблений і висушений сланець переміщується з високотемпературним (800–850 °С) теплоносієм, яким є його власна зола, і подається в реактор піролізу, що обер-

тається. Там він нагрівається за умови відсутності кисню до температури 460–490 °С, із нього виділяється парогазова суміш, яка утримує пари вуглеводнів,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $CH_4$  та ін. і коксозольний залишок. Парогазова суміш відводиться в конденсаційний пристрій, де пари вуглеводнів конденсуються, утворюючи сланцеву смолу з теплою згоряння від 25 до 38 МДж/кг залежно від якості сланцю. Дизельна фракція сланцевої смоли може використовуватися як газотурбінне паливо. Напівкоксний газ, що не конденсується, має теплоту згоряння від 25 до 48 МДж/м<sup>3</sup> та може використовуватися і як газотурбінне, і як котельне паливо. Коксовий залишок спалюється.

Загальноприйнятої промислової класифікації і вимог до горючих сланців як паливно-енергетичної сировини немає. Вважається, що для промислового використання придатні сланці з питомою теплою згоряння не менше 10–15 МДж/кг (наприклад, прибалтійський сланці для пилоподібного спалювання мають теплоту згоряння 10,3 МДж/кг, для шарового спалювання – 1,7 МДж/кг, для переробки на газ і смолу – 13,8 МДж/кг). За розміром шматків сланці, що видобуваються в Прибалтиці, поділяються на два сорти – енергетичні (до 25 мм) і технологічні (25–125 мм). Зазвичай для характеристики горючих сланців визначають їх хімічний склад, вміст органічної речовини (ОР), вихід смоли, хімічний склад золи, співвідношення органічної, уламкової і карбонатної складових.

### Економічні відомості

Світові ресурси горючих сланців оцінюються в 450 трлн т (550 млрд т, якщо перерахувати на сланцеву смолу). За оцінками вчених тільки в розвіданих сланцевих родовищах світу утримується біля 630 млрд т еквівалентної нафти (у тому числі в колишньому СРСР – 120 млрд т), що значно більше розвіданих запасів нафти.

Родовища горючих сланців зосереджені переважно в штатах Колорадо, Юта, Вайомінг, Іллінойс у США (близько 430 трлн т), Бразилії (Іраті, Параїба), КНР (Фушунь), відомі в Болгарії (Гурково, Боровдол), Великій Британії (Стаффордшир), Німеччині (Брауншвейг, Мессінг), Франції (басейни Паризький, Франш-Конте), Іспанії (Пуертольяно, Коїмбра), Австрії (Херінг, Зефельд), Канаді (Форт-Норман, Мелвілл), Австралії (Камувіл, Рандл), Італії (Молларо, Кієті), Швеції (Рамстад, Готланд) та ін. Ресурси Прибалтійського басейну оцінюються в 21,1 млрд т, Волзького, РФ – 29,7 млрд т, Вичегодського, РФ – 28 млрд т, Тімано-Печорського, РФ – 6 млрд т, Сирдарьїнського – 24,6 млрд т, Амударьїнського – 22,3 млрд т. Ресурси найбільшого родовища України, Болтиського, складають 4,5 млрд т.



Промисловий видобуток горючих сланців здійснюється переважно в Росії (Ленінградське і Кашпирське родовища – біля 6 млн т у рік), Прибалтиці (Естонське родовище – 27–28 млн т у рік) і Китаї, в інших країнах здійснюється епізодичний видобуток (Франція, США, Німеччина, Австралія, Великобританія, Швеція, Болгарія, ПАР).

#### **Генетичні та геолого-промислові типи родовищ**

Велика частина родовищ горючих сланців відноситься до платформних, вони характеризуються субгоризонтальним заляганням, відомі у відкладах багатьох геологічних систем фанерозою (кембрій, ордовик, девон, карбон, перм, юра, палеоген, неоген). Сприятливими для формування родовищ горючих сланців є умови відкритих морських мілководних басейнів на тектонічно стабільних ділянках земної кори з повільними регіональними трансгресіями, а також умови прісноводних континентальних басейнів.

За віком консолідації платформних структур основи басейнів виділяють формації горючих сланців древніх і молодих платформ [1], однак, як ті, так і інші пов'язані зі структурами чохла. Вік вмисних порід може бути різним: кембрій (Сибірська платформа), ордовик (Російська плита), девон (Тіман, Приуралля, Прип'ятська западина), юра (Російська плита), еоцен (схили УШ), палеоген-неоген (ДДЗ).

Різним може бути й формаційний склад відкладів: карбонатно-теригенно-кременистий (Оленекський басейн), кременисто-карбонатно-теригенний (доманікові сланці Тіману і Приуралля), теригенно-карбонатний (Прибалтика), карбонатно-теригенний (Поволжя), теригенний (Болтиське родовище). Потужність формацій змінюється в широких межах (від десятків до сотень метрів), кількість шарів сягати десятки, але тільки 1–3 з них досягають потужності 0,5–5 м.

Формації молодих платформ формувалися в обстановці накладених западин, депресій і прогинах на епігерцинських платформах в умовах епіконтинентальних морів і озер. Ці формації відомі у верхній юрі і палеогені Казахстану і Середньої Азії (Південно-Таджицька депресія, Байсунська структура). Якість сланців невисока, вихід смоли складає 4–12 %, але вони містять підвищену кількість рідкісних елементів, що можуть становити інтерес як супутні компоненти за умови розробки відповідних технологічних схем їх вилучення.

Крім платформних виділяється ряд інших генетичних формаційних типів горючих сланців [1]: геосинклінального та орогенного походження, пов'язаних з епіплатформною активізацією.

До геосинклінального типу належать менілітові сланці Карпат палеоген-олігоценового віку, потужністю понад 1000 м, представлені кременисто-карбонатно-теригенними відкладами з лінзами горючих сланців низької якості (вихід сланцевої смоли 3–6 %).

Орогенний формаційний тип відомий в Казахстані, де представлені пізньокарбонівими-ранньопермськими карбонатно-теригенними відкладами накладених западин із сапропелево-гумусовою органічною речовиною (Кендерлицьке родовище). Тут відомо кілька десятків шарів і прошарків горючих сланців, частина з яких досягає робочої потужності 1–2 м (рідко до 6–8,8 м), відносно високої якості (вихід сланцевої смоли 6–27 %).

Формації епіплатформної активізації відомі в юрсько-ранньокрейдових накладених прогинах і западинах Забайкалля. Характерним є сполучення горючих сланців і вугілля в межах одних товщ.

### Родовища України

Прояви горючих сланців в Україні відомі в товщі менілітових сланців олігоцену Карпат, в палеогенових сланцях Болтиської западини (Болтиське родовище), верхньокрейдових – північно-східного схилу УЩ (Ротмістрівський прояв), в нижньому сарматі Волино-Подільської плити (Флоріанівський, Слобода-Савицький, Новоселицький прояви), верхньому протерозої прикордонної частини України і Молдови (Наславський прояв), кайнозойських депресійних воронках ДДЗ (Новодмитрівський і Пісочинський прояви), в таврійській серії триас-юрських сланців Криму.

**Менілітові сланці Карпат** – це збагачені органічною речовиною чорні та темно-сірі аргіліти у так званій менілітовій товщі олігоцену складчастих Карпат, що вміщує також прошарки пісковиків, алевролітів, мергелів і кременів потужністю від 0,5 см до 2–3 м. Загальна потужність товщі сягає 1500 м. Породи зім'яті в круті складки, ускладнені насувами і скидами. Вміст органічної речовини в сланцях коливається від 10 до 35 %, у середньому 12–17 %.

Дослідження менілітових сланців проводяться з початку минулого століття, однак лише в окремих пробах установлені технологічні параметри, що відповідають вимогам промисловості – зольність 59–72 %, теплота згоряння більш 10–15 Мдж/кг. Зазвичай породи з такими показниками представлені тонкими прошарками і малопотужними пачками (1–15 м), роз'єднаними горизонтами і пачками сланців з низькими технологічними показниками, високою зольністю (75–92 %), низьким вмістом органіки (10–20 %), високим – сірки (2–8 %),

низькими виходом смол (1,5–7 %) і теплотою згоряння (1100–1400 ккал/кг чи 5–6 МДж/кг).

Наприклад, у районі с. Верхнє Синьовидне в горизонті сланців потужністю 80–150 м встановлено середній вміст органіки 16,5 % за теплотою згоряння 10–11 МДж/кг. Вихід смол з напівкокованих сланців 1–5 %.

На північно-східному схилі Карпат відкрито п'ять перспективних проявів менілітових сланців з прогнозними ресурсами понад 7,7 млрд т, із зольністю менш 83 % і теплотворною здатністю 1100 ккал/кг.

Сланці можуть використовуватися не тільки як енергетична сировина, але й як хіміко-технологічна, у виробництві будівельних матеріалів, шлакоблоків, заповнювачів бетону тощо. З 1997 р. розробляється Рахинське родовище сланців (для виготовлення щебеню на автодороги), планується розробка Верхньосиньовидненського родовища. Видобуток останніми роками сягає 25 тис. т.

В менілітових сланцях Карпат подекуди виявлені підвищені вмісти Au (0,001–3 г/т), Pd (0,008–0,15 г/т), Mo, Ni, V.

**Болтиське родовище** горючих сланців приурочене до однойменної западини в північній частині Кіровоградської області, на її границі з Черкаською. Болтиська западина представляє собою ізометричну депресію глибиною більш 500 м, діаметром близько 20–25 км, з пологими бортами. На її походження існують різні точки зору (накладена западина, вулканоструктура, астроблема та ін.). Западина закладена на гранітоїдах раннього докембрію, складена кислими ефузивами (?), темноколірними шаруватими глинами, аргілітами палеогену потужністю 400 м, серед яких виявлено п'ять горизонтів горючих сланців. Практичний інтерес мають два середніх горизонти (другий і четвертий), середня потужність яких сягає 18–42 м за вмістом смоли 10–14 %. Нижній горизонт листуватих горючих сланців залягає на глибині 300–330 м, він складний 2–3 шарами горючих сланців загальною потужністю 6–7 м. Верхній горизонт простежений по площі всієї западини на глибині 220–250 м у центрі і до 30–50 м – у прибортових частинах. Складений він 4–6 шарами сумарною потужністю від 15–16 м у центральній частині западини, до 1–2 шарів сумарною потужністю 0,5–1,5 м у крайовій частині. Сланці жовтуваті чи сірі, масивні чи сланцюваті породи з органічною речовиною сапропелевого чи сапропелево-гумусового типу з низьким ступенем вуглефікації. Теплотворна здатність сухого сланцю 22–28 МДж/кг (іноді до 40–48 МДж/кг), зольність 62–65 %, вихід смол 10–15 %, вміст сірки 1,5–1,6 %, робоча вологість 32–34 %. Прогнозні ресурси горючих сланців при мінімальній теплоті згоряння 2000 ккал/кг і мінімальній потужності пласта 2 м сягають 3790 млн т. Вони можуть використовуватися як паливо для електростанцій, для одержання моторних палив, мастил, висококалорійного

## **Розділ 5. Горючі сланці**

---

газу, парафінів, азотних сполук, поверхово активних речовин, гербіцидів, синтезу полімерних матеріалів тощо [3]. За розрахунками із смол Болтиського родовища можна вилучити 800 млн т сирої нафти [2].

### **Запитання та завдання для самоперевірки**

1. Які гірські породи належать до горючих сланців?
2. Охарактеризуйте особливості літологічного та хімічного складу горючих сланців.
3. Де використовуються горючі сланці?
4. Як здійснюється технологічна переробка горючих сланців?
5. Яким вимогам мають відповідати горючі сланці?
6. Де у світі розповсюджені горючі сланці?
7. Де і за яких умов утворюються горючі сланці?
8. Назвіть основні формаційні типи горючих сланців.
9. Де в Україні відомі прояви горючих сланців?
10. Наведіть порівняльну характеристику менілітових сланців Карпат і сланців Болтиської западини.

### **Література**

1. Критерии прогнозной оценки территорий на твердые полезные ископаемые / Ред. Д.В. Рундквіст. – Л.: Недра, 1986.
2. Минеральные ресурсы Украины и мира на 1.01.2004 г. – К.: Геоинформ, 2005.
3. Обзор минерально-сырьевой базы территории деятельности треста "Киевгеология". – К.: "Киевгеология", 1968.

## РОЗДІЛ 6

# ТОРФИ

### Загальні відомості

Торф – це органічна гірська порода, горюча корисна копалина, що представляє більш-менш ущільнену масу коричнювато-чорного кольору – продукт неповного розкладання болотних рослин в умовах високої вологості та обмеженого доступу повітря. Він містить 55–60 % вуглецю (не менш 50 % органічної речовини). Якщо вміст органічної речовини не перевищує 50 %, таке утворення називається гумусом.

Торф складається з геліфікованих (залишки деревини, чагарників, стеблини і коріння трав, листя, хвої, моху), фюзенізованих (деревні та трав'яні залишки), ліпоїдних (мікроспори, пил, кутикула, насіння дерев) компонентів, діатомових водоростей, різних сполук (бітуми, гумінові кислоти, фульвокислоти, целюлоза, лігнін), теригенних (глинисті, польові шпати, кварц), аутигенних (гіпс, пірит, вівіаніт та ін.) і біогенних (фітоколіт) мінералів.

Інтенсивність розкладання відмерлих частин рослин залежить від хімічного складу і повітряно-температурного режиму обводненого середовища. Невелика обводненість субстрату, підвищена мінералізація вод, що надходять, і значна тривалість теплового періоду року сприяють інтенсивному процесу розкладання. Торф утворюється у верхньому (переважно до 0,5 м), так званому торфогенному шарі. У шарі нижче рівня ґрунтових вод, в анаеробних умовах без доступу кисню торф утворюється у край повільно.

Родовище торфу – геологічне утворення, що складається з нашарувань торфу і характеризується у своїх природних межах надлишковим зволоженням і специфічним (болотним) рослинним покривом. Щорічний приріст, відмирання і неповний розпад органічної маси призводять до поступового нашарування одного чи декількох видів торфу.

Отже, торф є пухкою, нелітифікованою гірською породою, яка зазнала лише саму ранню стадію діагенезу. В умовах продовження діагенетичних процесів торф перетворюється спочатку на буре, а потім –

на кам'яне вугілля. Тому говорячи про торфи, зазвичай мають на увазі торф'яники сучасної геологічної епохи, приурочені до певного типу ландшафту, так званого «торф'яного». Його обов'язковими складниками є негативні, або пологі форми рельєфу, наявність рясної рослинності, значний (більш одиниці) коефіцієнт зволоження, перевага процесу фотосинтезу над процесом розпаду. Такі умови характерні або для середніх широт північної півкулі, де області інтенсивного торфонакопичення приурочені до рівнин і низин Західного Сибіру, Російської рівнини, Феноскандії, Прибалтики, області Великих озер Канади і США, або для субтропічних і екваторіальних зон (Флорида, Екваторіальна Африка, Малайзія, Індонезія тощо).

### Галузі використання та вимоги до сировини

Практичне використання торфу, завдяки сприятливим умовам його видобутку, почалося за давніх часів, а початок його використання в промислових масштабах у Росії пов'язаний з указами Петра I, що дало змогу у 1723 р. почати осушення торфовищ і використовувати торф як паливо. Вивченню торфу присвячені роботи М.В.Ломоносова, І.Г. Лемана, В.В. Докучаєва, В.М. Сукачева, В.С. Доктуровського, а в радянські часи – С.М. Тюрємова, В.Є. Раковського, Г.Л. Стаднікова, М.Г. Титова і багатьох інших.

Торф використовують як енергетичну і хімічну сировину (одержання смол, торф'яного воску, парафіну тощо), як агродобрива, поживні суміші, кормові домішки, біостимулятори росту рослин і тварин, підстилковий матеріал, для виготовлення щільних звукоізоляційних плит у будівництві, у вигляді крихти для упакування продуктів, які швидко псуються, для очищення стічних вод і поверхні землі від промислових нафтопродуктів, в медицині і курортології, як ізоляційний і будівельний матеріал тощо.

В промисловості й енергетиці торф використовується у вигляді фрезерної крихти, брикетів, напівбрикетів, грудок, гранул. Продукти переробки торфу широко застосовуються в машинобудуванні, меблевій, поліграфічній і косметичній промисловості, у виробництві товарів побутової хімії. Як енергетичну сировину переважно використовують верхові типи торфу, а як агродобрива – низинні високо зольні з підвищеним вмістом вапна, вівіаніту й інших корисних для рослин речовин і сполук.

Характерною рисою торфу є його висока вологість, яка після осушення покладу сягає 85–90 %. Після нарізки кусковий торф висушують до вологості 30–45 %, а фрезерний – до 40–50 %.

Торф із зольністю до 23 %, ступенем розкладу понад 10–15 % використовується як паливо. Робоча теплотворна здатність торфу коливається від 10,8–12,1 МДж/кг для гідроторфу, 11,3–12,1 – для екскаваторного торфу, 10,4–11,3 – для фрезерного. Органічні добрива виготовляють з торфів зольністю до 35 % і ступенем розкладення понад 15–20 %.

У сільськогосподарському виробництві торф поділяють на дві групи:

- легкий (чи світлий) – торф верхнього шару покладу зі ступенем розкладання до 15 %, молодий слабо розкладений торф з питомою вагою 150–250 кг/м<sup>3</sup>, значною газо- і вологоємністю, невеликим вмістом гумінових і амінокислот;
- важкий (чи темний) – торф нижніх шарів, зі ступенем розкладання понад 15 %, "зрілий" торф, з питомою вагою від 350 кг/м<sup>3</sup>, високим вмістом гумусу, незначною газо- і вологоємністю.

У сільському господарстві в чистому виді торф використовують для покращення структури ґрунту, для акумулювання і тривалого утримання вологи, сприяння процесам обміну кисню. З торфу одержують якісний ґрунт з урахуванням виду рослини і кліматичних умов. Для цього його змішують з мікро- і макроелементами, необхідними для рослин. Торф'яні блоки застосовують для облаштування газонів і зміцнення укосів земляних насипів каналів і водойм, для вирощування розсади.

Верховий кислий торф можна вносити в ґрунт тільки після додавання вапна. Низинний високозольний торф, що добре розклався, для дозрівання на два-три літніх місяців накривають поліетиленовою плівкою, яку час від часу знімають і поливають торф. Після дозрівання торф можна використовувати як добриво і на важких глинистих (для утеплення), і на легких піщаних (підвищує вологоємність) ґрунтах, однак органічні речовини навіть такого торфу почнуть перероблятися мікроорганізмами ґрунту тільки через рік. Сирим, не витриманим торфом удобрюють ґрунт тільки восени, після глибокої обробки. У цьому разі торф перепріває під снігом. Щоб ґрунт не став кислим, разом з торфом вносять незначну кількість вапна чи доломітового борошна. Щорічне внесення торфу значно збільшує вміст гумусу в ґрунті. Торф швидко перетворюється на перегній у компостних купах, якщо перешаровувати його гноєм, дерном, поливати гнойовою рідиною, поміями, посипати золою. Процес утворення гумусу прискорює перекопування компосту, який дозріває упродовж року. Швидко перетворюється на перегній і торф, який використовується як підстилку для великої рогатої худоби.

## **Розділ 6. Торфи**

---

---

У США, Канаді та деяких тропічних країнах торф'яні ґрунти використовуються для вирощування овочів, садових культур, посівів рису тощо.



## Економічні відомості

Загальна площа торфовищ світу дорівнює 350 млн га, запаси його становлять 5,2 млрд т, ресурси досягають 2000 млрд т. Найбільші торфовища розташовані в Росії (до 700 млрд т), Канаді (500 млрд т), США (100 млрд т), Фінляндії (25 млрд т). Заторфованість деяких районів Західного Сибіру перевищує 50 %, Фінляндії – 32 %, Ірландії, Швеції, Білорусі, Канади, Ісландії, Індонезії, Заїру, Руанди – 10 %.

Загальний видобуток торфу в світі постійно зростає і зараз сягає 30 млн т, найбільшими торфодобувними країнами є Фінляндія (6–7 млн т на рік), Ірландія (5), Німеччина (4), Канада (1,3), Росія (2,1), Білорусь (2), Швеція (1), а також Естонія, США, Латвія, Україна, Велика Британія, Литва, Молдова. Світовий експорт торфу становить до 2,3 млн т, основні постачальники: Канада, країни Центральної Європи, Росія, Білорусь.

Ціна торфу коливається від 24 до 27 \$/т.

Розглянемо особливості розповсюдження торфовищ у провідних торфодобувних країнах світу [3, 4, 6].

Найбільше торфовищ у помірних широтах північної півкулі, а саме в країнах Європи (Білорусь, Велика Британія, Греція, Данія, Естонія, Ісландія, Італія, Латвія, Литва, Німеччина, Норвегія, Польща, Румунія, Фінляндія, Швеція), Європи і Азії (Росія), Північної Америки (Канада і США); менше вони розвинені в екваторіальних країнах Південної Америки (Бразилія), Африки (Бурунді) і Азії (Індонезія, Китай), а також в помірних широтах південної півкулі (Аргентина).

Площа торфовищ у **Білорусі** найбільша в Європі (за винятком Росії) і становить 24 тис. км<sup>2</sup>. Основна їх частина приурочена до басейну річки Прип'ять на півдні країни і в її центральній частині, навколо м. Мінськ. Традиційно торф використовують як паливо для теплових станцій, а також для сільського господарства. Щорічний видобуток торфу становить біля 5 млн т, з них 3 млн т використовують як паливо, 2 млн т – як брикети для сільського господарства.

Площа торфовищ **Великої Британії** становить 17,5 тис. км<sup>2</sup>, особливо на півночі і заході країни. Їх розподіл по регіонах: Шотландія – 68 %, Англія – 23 %, Уельс – 9 %. Приблизно 1,7 тис. км<sup>2</sup> торфовищ розміщені на території Північної Ірландії. Видобуток торфу дуже незначний, здійснюється він на території всього 5,4 тис га (0,3 % загальної площі торф'яників).

Найбільші торфовища **Греції** приурочені до північної частини країни, такі, як Філіппі в Східній Македонії та Ніссі – в Західній. Площа першого з них становить 55 км<sup>2</sup>, а потужність торфових покладів є найбільшою у світі – 190 м. Загальні ресурси торфовищ Греції оціню-

ються в 4 млрд т. Родовища не експлуатуються, хоча є пропозиції щодо використання торфу як палива для виробництва електроенергії.

Завдяки господарчій діяльності площа торфовищ **Данії** за останні десятиріччя зменшилася від 20–25 % до 3 % території країни і зараз становить 1420 км<sup>2</sup>, з них близько 400 км<sup>2</sup> – засолені прибережні ділянки. До промислової експлуатації залучено лише 1200 га, де видобувають біля 100 тис. т торфу на рік, який використовують виключно для сільськогосподарських потреб.

Болота і торфовища **Естонії** займають приблизно 22 % її території. Загальна кількість торфу оцінюється в 2,37 млрд т, з яких 1,5 млрд т – це вірогідні резерви. Загальна площа торфовищ становить 9 тис. км<sup>2</sup>, до промислової розробки залучено 160 км<sup>2</sup>, видобуток торфу становить приблизно 500 тис. т. З них близько 350 тис. т використовують як паливо для теплових станцій, а 100–160 тис. т брикетується для використання в сільському господарстві, причому значна частина (приблизно 64 тис. т) експортується.

В **Ісландії** площа торфовищ становить 10 тис. км<sup>2</sup>, у торфі зазвичай високий вміст вулканічного попелу (10–35 %) через виверження вулканів. Хоча в Ісландії торф традиційно використовувався як паливо, наразі його видобуток не здійснюється. Є проекти використання торфу як будівельного матеріалу.

Певні ресурси торфу є в **Італії**, де на півночі країни відомі торфовища в П'єдмонті, Ломбардії та Венеції. Ресурси їх оцінюються в 2,5 млрд т. У минулому торфи використовувалися як паливо, однак зараз немає відомостей щодо їх використання.

Загальна площа торфовищ **Латвії** сягає 6,4 тис. км<sup>2</sup>, що складає 10 % території країни. Ресурси торфу оцінюються в 473 млн т, запаси – 190 млн т. Протягом сотень років торф використовують у сільському господарстві і як паливо. Максимум промислового використання торфу припадає на 1973 р., коли було видобуто 2 млн т, пізніше його видобуток і використання скоротилися.

Торфовища відомі на заході і південному сході **Литви**. Торф використовують переважно в сільському господарстві і як паливо для електростанцій.

Найважливіші області розвитку торфовищ **Німеччини** – Нижня Саксонія, Мекленбург – Східна Померанія і Бранденбург (хоча значна їх частина вже осушена чи вироблена). Загальна площа торфовищ становить 14 тис. км<sup>2</sup>, ресурси торфу – 157 млн т, а запаси – 36 млн т. Видобуток торфу тут незначний, його використовують переважно для сільськогосподарських потреб.

Хоча торфовища в **Норвегії** займають значні площі (24 тис. км<sup>2</sup>), видобуток торфу дуже незначний. Торфи використовуються як паливо для місцевих теплових станцій.

Площа торфовищ у **Польщі** дорівнює 12 тис. км<sup>2</sup>, переважно в північній і східній частинах країни. Ресурси торфу оцінюються в 17 млрд м<sup>3</sup>, запаси – 40 млн т. Торф використовують як паливо, частково – як будівельний матеріал, а також як добриво у сільському господарстві.

У **Румунії** площа торфовищ не перевищує 70 км<sup>2</sup>; ресурси торфу становлять 25 млн т, запаси – 12,5 млн т, видобуток – 2–3 тис. т на рік. Торф використовують в енергетиці та сільському господарстві.

Площа торфовищ **Фінляндії** становить 89 тис. км<sup>2</sup>, розповсюджені вони практично по всій території країни, особливо на сході та півночі. Ресурси торфу дорівнюють 850 млн т, запаси – 420 млн т. Можливі ресурси оцінюються в 2,2 млрд т. З урахуванням інфраструктури регіонів та інших факторів промисловий видобуток торфу можливий на території 6,2 тис. км<sup>2</sup>. Розробку проводять на площі приблизно 500 км<sup>2</sup>, видобувають близько 26 млн м<sup>3</sup> торфу, який використовують як паливо і приблизно 2 млн м<sup>3</sup> – для використання у сільському господарстві.

**Швеція** за площею торфовищ (64 тис. км<sup>2</sup>) займає друге місце в Західній Європі після Фінляндії. Ресурси торфу тут оцінюються у 700 млн т, запаси – 70 млн т, щорічний видобуток – 1 млн т. Торф використовують як паливо, для виготовлення брикетів і в хімічній промисловості.

Загальна площа торфовищ у **Росії** сягає 568 тис. км<sup>2</sup>, особливо вони розповсюджені на північному сході європейської частини, в Західному Сибіру, в західній частині Камчатки тощо. За ресурсами торфу Росія займає друге місце в світі після Канади, вони оцінюються в 186 млрд т, запаси становлять 11,5 млрд т, щорічний видобуток – приблизно 3 млн т. Торф використовується як паливо і для сільськогосподарських цілей. У 20-ті роки ХХ ст. до 40 % електроенергії у Радянському Союзі вироблялося за рахунок спалювання торфу (1928 р.), однак відтоді його використання для цих потреб різко скоротилося і на сьогодні не перевищує 1 %.

У **Канаді** площа торфовищ сягає 1,1 млн км<sup>2</sup>, що є найбільшим показником у світі. Основна частина ресурсів приурочена до провінцій Північно-Західні Території (23 %), Онтаріо (20 %) і Манітоба (19 %). Ресурси торфу в Канаді практично безмежні, оцінені ресурси сягають 300 млрд т, однак торф як паливо для теплових станцій не використовують. Разом з тим Канада – найбільший у світі виробник і експортер торфу для сільськогосподарських потреб.

У **США** загальна площа торфовищ складає 214 тис. км<sup>2</sup>. Розвинені вони на Алясці, в Міннесоті, Мічигані, Вісконсіні, Флориді, Луїзіані.

Ресурси торфу становлять 15 млрд т (потенційні – до 100 млрд т), з них тільки 15 млн т розглядаються як економічно рентабельні. Торф як паливо для теплових станцій використовують з 1990 р., коли була побудована невелика (23 МВ) станція в штаті Мен. У майбутньому передбачається будівництво декількох станцій у Флориді.

У **Бразилії** площа торфовищ найбільша в Південній Америці і становить 15 тис. км<sup>2</sup>, більша частина з яких приурочена до басейну Амазонки. Ресурси торфу оцінюються у 358 млн т, запаси – 129 млн т, однак у промисловості він поки що не використовується.

У **Бурунді** площа торфовищ становить 140 км<sup>2</sup>, ресурси оцінюються в 56 млн т. Торф використовують як альтернативне деревині паливо, а також для сільськогосподарських потреб, річний видобуток сягає 12 тис. т.

У **Китаї** площа торфовищ становить усього 0,1 % від загальної площі країни, вони розміщені переважно на рівнині Кінг-Занг на південному заході країни, серед гірських масивів північного сходу і в середній частині басейну річки Янцзи. Починаючи з 1970 р. торф широко використовують у народному господарстві Китаю, в тому числі й як паливо. Річний видобуток торфу становить 600 тис. т.

В **Індонезії** торфовища розвиваються у тропічній зоні, наприклад на островах Ява, Калімантан і Суматра. Дослідження сировини родовищ довело можливість використання торфу для виробництва електроенергії в центральному Калімантані, для цих самих потреб його використовують також у південній Суматрі. Загальні ресурси торфу становлять 49 млрд т, а для палива – 520 тис. т.

В **Аргентині** площа торфовищ сягає 500 км<sup>2</sup>, ресурси торфу оцінюються у 90 млн т, запаси – 50 млн т, з них 15 млн т – промислові. Щорічний видобуток торфу становить 3 тис. м<sup>3</sup>.

### Генетичні та геолого-промислові типи родовищ

За приуроченістю до типів рельєфу виділяють три основних типи торф'яників:

- **верховий**, приурочений до вододільних частин басейнів рік, з убогим спектром рослинності і невисокою зольністю;
- **перехідний** – на схилах вододілів з помірним розвитком рослинності, середньою зольністю;
- **низинний** – у заплавах і долинах рік, де розвинена найбільш пишна і різноманітна рослинність, що забезпечує високу зольність.

Вони у свою чергу підрозділяються на цілий ряд підтипів (лісовий, лісо-болотний і болотний), груп і видів.

Основними торфоутворювальними групами рослинності для верхового типу торфовищ є сфагнові білі мохи з низьким вмістом целюлози і бітумів; для низового і перехідного – зелені мохи (гіпнум) з підвищеною зольністю та високим вмістом азоту. Крім мохів, у процесі торфоутворення беруть участь трав'янисті рослини з високим (до 38 %) вмістом целюлози (що забезпечує швидкий розпад органічних речовин), відносно високим вмістом білкових речовин і бітумів, а також деревні і чагарникові.

Торф містить (%): 50–60 вуглецю, 5–6,5 водню, 30–40 кисню, 1–3 азоту, 1,5–2,5 сірки. Зазвичай для торфів у природному стані характерна висока вологість (до 96 %) і пористість (до 90–95 %), волокниста чи пластинчаста структура, однорідна, або шарувата текстура, теплота згоряння від 9 до 13 Мдж/кг. У процесі діагенезу в торфах знижується вміст геміцелюлози (на 30–60 %), фульвокислот (на 50 %) і негідролізуемого залишку (на 17–35 %), збільшується – гумінових кислот (на 36–52 %) і бітуміноїдів, мало змінюється вміст целюлози. Бітумінозність торфів залежить перш за все від складу рослинності і визначається у помірному кліматі наявністю хвойних і чагарникових (багно, вереск, болотний мирт), а в тропічному – пальм, листя яких утримує воскоподібний покрив.

### **Родовища України**

В Україні відомо понад 1500 родовищ торфу загальною площею 800 тис. га, запаси яких становлять близько 1800 млн т. Приурочені вони переважно до районів Полісся – Волинської, Рівненської, Чернігівської, Київської, Сумської та Житомирської областей. Крім того родовища торфу відомі й в інших областях України (табл. 6.1). Загальні прогнозні ресурси його майже 2500 млн т. Таким чином, Україна достатньо забезпечена власними родовищами торфу.

Торф'яні родовища мають різні розміри і поділяються на родовища малої (1–100 га), середньої (100–1000 га) і великої (понад 1000 га) площі. Кількісно переважають родовища малої площі (більш 800 родовищ), однак, основні запаси торфу приурочені до родовищ великої площі (більш 50 %). Торф'яники належать переважно до низинного типу (96 %), розташовані в заплавах рік, поклади утворені в основному очеретяним, осоково-очеретяним, осоковим, осоково-гіпновим, деревинно-очеретовим торфом. Трапляються також поклади верхового типу, складені медіумом-торфом, а також перехідного типу – осоково-сфагнумим і тростниково-сфагнумим типом.

В Україні переважають родовища з відносно низькою зольністю – до 25 %, розвинені вони насамперед в Поліссі. Високозольні торфо-

## **Розділ 6. Торфи**

---

---

вища (більш 25 %) характерні переважно для лісостепових районів. Ступінь розкладення коливається від 25 до 40 %, слабозкладений торф (придатний для використання як підстилка для худоби і птахів, для виробництва теплоізоляційних матеріалів) трапляється в деяких районах Рівненської області.

Таблиця 6.1

## Розподіл запасів торфу за областями на 01.01.2004 [1]

Область	Кількість родовищ	Розробляється	Запаси, млн т	Видобуток торфу, тис. т
Вінницька	47	8	33,7	-
Волинська	226	86	372,1	206
Житомирська	187	59	83,7	31
Івано-Франківська	35	13	13,3	20
Київська	51	14	147,8	10
Львівська	128	46	200,1	86
Полтавська	49	20	69,8	1
Рівненська	330	46	361,9	207
Сумська	115	53	101,5	3
Херсонська	3	1	2,7	6
Тернопільська	76	27	102,1	25
Хмельницька	80	30	61,5	-
Черкаська	37	12	52,1	26
Чернігівська	198	88	250,0	92
<b>Усього</b>	<b>1562</b>	<b>503</b>	<b>1852,5</b>	<b>713</b>

Для низки родовищ Полісся характерним є підвищений вміст (до 2,5 %) віваніту – цінного фосфорнокислого добрива.

Торф в Україні видобувають підприємства Державного концерну “Укрторф”, створеного Постановою Кабінету Міністрів України № 689 від 3 травня 2007 р. До складу концерну входять державні підприємства: Волиньторф (с. Прилісне Маневицького району Волинської області); Житомирторф; Київторф; Коростишівський завод “Реммашторф”; Поділляторф (м. Хмельницький); Рівнеторф; Сумиторф; Укрінспаливо (м. Золотоноша Черкаської області); Чернігівторф, а також ряд акціонерних товариств. Найбільшими торфовидобувними підприємствами є Замглайське, Стоянівське, Ірдинське, Бучмацьє, Кисилівське та ін. Видобуток торфу в Україні сягає 500–700 тис. т на рік, більша частина його використовується як паливо (80 %), а частина – як добрива (20 %). Крім того, з торфу виготовляють торф’яні горшки для розсади, торфомінерально-аміачні добрива і біодобрива, поживний ґрунт тощо.

Наприклад, ВАТ “Івано-Франківськторф” постачає на український ринок високоякісний верховий і низинний торф і субстрати на його основі [5].

Верховий торф мохової (сфагнової) групи добувається на унікальному родовищі Під Бором на Прикарпатті. З нього виготовляють широкий асортимент універсальних і спеціалізованих субстратів та торф’яних ґрунтів для вирощування декоративних і овочевих культур.

## Розділ 6. Торфи

Ботанічний склад верхового торфу: сфагнові мохи (сфагнум фуксум) – 80–90 %; пухівка – 5–10 %; чагарники (верес, журавлина, сосна) – 5–10 %; кислотність рН (Н<sub>2</sub>О) – 3,0-3,5; провідність ЕС – 0,1-0,15 мСм/см; вологоємність – 1000–1100 %; вміст органічної речовини – 92–95 %.

Основні параметри низинного торфу: кислотність рН (Н<sub>2</sub>О) – 5,5-6,0; провідність – 0,25-0,40 мСм/см; вологоємність – 600-800 %; вміст органічної речовини – 80-85%.

У незначних кількостях Україна експортує торф до Болгарії, Греції, Данії, Молдови, Польщі, Румунії, Сербії, Словаччини, Угорщини, окремі сорти ввозить із Білорусі, Естонії, Латвії, Литви, Нідерландів, Польщі, Росії, США, Угорщини, Фінляндії, Шрі-Ланки (табл. 6.2).

Таблиця 6.2

**Структура експорту-імпорту України торфом у 2003 р. [2]**

Експорт			Імпорт		
Країна	Річний обсяг, т	Вартість, тис. дол.	Країна	Річний обсяг, тис. т	Вартість, тис. дол.
Болгарія	116	4,2	Білорусь	32	5,2
Греція	123	6,2	Естонія	36	11,2
Данія	30	2,9	Латвія	78	16,8
Молдова	1158	27,3	Литва	278	33,4
Польща	167	4,2	Нідерланди	137	17,0
Румунія	40	1,6	Польща	833	50,0
Сербія	99	4,6	Росія	148	22,3
Словаччина	12390	155,0	США	8	1,1
Угорщина	257	8,6	Угорщина	6	0,5
			Фінляндія	81	13,4
			Шрі-Ланка	52	11,8
<b>Всього</b>	<b>14381</b>	<b>214,7</b>	<b>Всього</b>	<b>1688</b>	<b>182,8</b>

Як видно з таблиці, існує незбалансованість експорту і імпорту – за їх порівняльного цінового виразу об'єм експорту на порядок перевищує імпорт, що свідчить про те, що Україна закупає високоякісні сорти торфу а постачає низькоякісні.

Широкий розвиток торф'яних родовищ в Україні дає змогу не лише значно збільшити видобуток торфу для палива, виробництва органічних добрив і підстилки для худоби, але й налагодити видобуток і виробництво високоякісних сортів торфу.



**Запитання і завдання для самоперевірки**

1. Що таке торф?
2. Де використовується торф?
3. Чим відрізняється легкий і важкий торф?
4. За яких умов виникають торфовища?
5. Наведіть порівняльну характеристику торфовищ країн Європи.
6. Охарактеризуйте типи торф'яників.
7. Де в Україні розповсюджені торфовища?
8. У чому полягають особливості структури світового експорту–імпорту торфу?

**Література**

1. Минеральные ресурсы Украины и мира на 1.01.2004 г. – К.: Геоинформ, 2005.
2. Металічні і неметалічні корисні копалини України. Том II. Неметалічні корисні копалини / Гурський Д.С., Єсипчук К.Ю., Калінін В.І. та ін. – Київ-Львів: „Центр Європы”, 2006.
3. Couch, G.R. Global Peat Resources. / Ed. E.Lappalainen. – Finland: International Peat Society, 1996.
4. Fuel peat – world resources and utilisation. – IEA Coal Research, London, 1993.
5. [www.peat.com.ua](http://www.peat.com.ua).
6. [www.peatsociety.org](http://www.peatsociety.org).
7. [www.peatsociety.org](http://www.peatsociety.org).

## **РОЗДІЛ 7 ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ВИДОБУВАННЯ ТА ПЕРЕРОБКИ КАУСТОБІОЛІТІВ**

Видобування, транспортування та переробка каустобіолітів викликає значні екологічні проблеми, які практично ніколи не вирішуються повністю, а деколи на них до пори до часу не звертають уваги.

Основні екологічні проблеми виникають під час і після основних виробничих процесів, пов'язаних із утилізацією горючих корисних копалин а саме: видобування та переробка вугілля; видобування нафти та газу; транспортування нафти.

### **Видобування та переробка вугілля**

Шахтарські регіони – зони надзвичайно великої екологічної напруги, а підприємства вугільної промисловості практично всі класифікуються як екологічно небезпечні. За даними Держкомстату, в Україні діє 258 вугільних шахт і 10 розрізів, видаючи на-гора на кожні 1000 т вугілля від 150 до 800 т породи, терикони якої займають величезні площі, приводячи до інтенсивної газопилової поразки повітря і хімічного отруєння поверхневих і ґрунтових вод, а також істотно змінюючи гідродинамічний режим і рівень підземних вод. Розробка вугільних родовищ негативно впливає і на гідрохімічний режим експлуатації поверхневих і підземних вод, підсилює забруднення повітряного простору, погіршує родючість земель.

**Видобування вугілля**

Загальна площа землі, відведеної під промислові ділянки вуглеви-добувних і вуглепереробних підприємств, складає близько 22,5 тис. га. За даними програми "Енергетична стратегія України на період до 2030 року", при проведенні гірничих робіт з вугільних шахт щорічно, за різними оцінками, виділяється від 750 млн м<sup>3</sup> до 2,7 млрд м<sup>3</sup> метану, абсолютну більшість якого поглинає атмосфера.

Серед важливих джерел викидів особливе місце займають також відвали порід, що можуть загорятися. Обсяг шахтних і кар'єрних вод, які відкачуються під час видобутку вугілля, складають майже 600 млн м<sup>3</sup> у рік, тоді як на господарсько-виробничі потреби підприємств галузі і для інших споживачів використовується лише 250 млн м<sup>3</sup> (40 %). У зв'язку з українським незадовільним очищенням шахтних вод у ріках щорічно розчиняється понад 1 млн т мінеральних солей.

Підраховано, що для попередження негативних наслідків від діяльності шахт необхідно щорічно виконувати природоохоронні роботи на суму 230–240 млн грн.

Значний внесок у хімічне забруднення навколишнього середовища України вносять також 75 вуглезбагачувальних фабрик. Сьогодні тільки на них вже нагромадилося приблизно 180 млн т відходів, щорічний вихід яких перевищує 5,0–6,4 млн т. Ці відходи складовані у відвали і терикони, висота яких досягає 60–100 м; кожний з них уміщає до 2000 тис. м<sup>3</sup> породи з щорічним поповненням у 30–50 тис. м<sup>3</sup>.

Відвали й терикони займають великі площі: тільки в Луганській області це 3180 га землі, а ще 984 га віддані шлаконакопичувачам. На кожен мільйон тонн добутого вугілля відчужується і руйнується 414 га угідь, а за кожний рік експлуатації однієї умовної середньої шахти, за розрахунками АТ "Северантрацит", вилучається 3,3 га землі. Породи териконів і відвалів містять до 2,5 % сірки і від 3 до 20 % вугілля, унаслідок чого вони самозаймаються і горять по 7–12 років, інтенсивно отруюючи приземний шар повітря прилеглих до них територій продуктами згоряння. Усього ж у Донецькому кам'яновугільному басейні нараховується 1185 діючих і законсервованих відвалів і териконів, з яких приблизно 400 горять і щорічно викидають в атмосферу понад 500 тис. т шкідливих газоподібних речовин. Дощові води, потрапляючи на ці відвали, розчиняють значну кількість небезпечних хімічних елементів і насичують ними ґрунтові води. Щорічно з 1 га середнього по величині терикону видувається більш 35 т ґрунту і вимивається велика маса водорозчинних солей.

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

Продукти вітрової ерозії впливають на навколишнє середовище на відстані до 100 км від джерела забруднення. Зона забруднення продуктами водної ерозії менше, але, потрапляючи до ґрунту, водоймищ і джерел водопостачання, вони зменшують і без того дефіцитні водні ресурси регіону. Таким чином, крім забруднення повітря, терикони і відвали внаслідок дренажу крізь них дощових і поталих вод інтенсивно псують поверхневі і підземні води токсичними елементами вугілля і вмісних порід.

Для запобігання самозапалення вугільних відвалів в Донбасі треба побудувати до 200 плоских відвалів, які не горять. До того ж сплюснені відвали зручно використовувати для різноманітних господарчих цілей і рекультивації. Для запобігання забруднення навколишнього природного середовища необхідно максимально добувати із відвальних порід сірку, вугілля і рідкісноземельні елементи, використовувати відвальні породи для виготовлення цегли та інших будівельних матеріалів, а також для закладки відпрацьованого простору шахт, особливо в зонах розташування населених пунктів і виробництв.

Із усіх впливів вугільної промисловості на довкілля найбільш поширеними і шкідливими є викиди речовин-забрудників в атмосферу, об'єм яких перевищує 20 % від загальної кількості викидів в Україні. При цьому через очисні споруди проходить менш половини всіх "викидів" галузі. Найбільш забруднена атмосфера в Донецьку, Макіївці, Алчевську, Єнакієве, Лисичанську і Горлівці. Основні джерела забруднення атмосфери вугільною галуззю – це насамперед викиди метану шахтними вентиляційними установками (5,6 млрд м<sup>3</sup> у рік), а також продукти згоряння внаслідок самозапалювання вуглевмісних порід у відвалах і териконах. Площа "відвальних" земель складає більш 7 тис. га, а шламонакопичувачів - 4 тис. га. Тут накопичено до 1,3 млрд т порід, причому щорічно додається 60 млн т, раціональне ж використання їх в останні роки складає близько 17 % від щорічного обсягу видачі на поверхню, у тому числі для забутовки виробленого простору в шахтах – тільки 9 %. Це свідчить про перевагу на шахтах методу обвалення гірських порід у виробленому просторі, що обумовлює інтенсивне просідання земної поверхні (щорічно на площі до 1000 км<sup>2</sup>); перевищення п'ятиметрового рівня супроводжується затопленням, підтопленням, вимоканням дерев і розвитком заболочування. Унаслідок такого просідання підтоплення Донецька складає 31 % площі, Макіївки – 42 %, Стаханова, Первомайська і Брянки – ще більше.

**Переробка вугілля**

За впливом на природне середовище і здоров'я населення найбільш масштабним і небезпечним, очевидно, є забруднення атмосфери газопиловими викидами підприємствами паливно-енергетичного комплексу (ПЕК), які, за даними 2000–2003 рр. у цілому складали 57,4 % від маси викидів усіх галузей, а по твердим і газоподібним викидам – 62,9 і 56,6 % відповідно. При цьому підприємства ПЕК викидають більш 85 % усього SO<sub>2</sub> і летких органічних сполук (ЛОС), приблизно 80 % – вуглеводнів без ЛОС, 63 % оксидів азоту, 15,8 % оксидів вуглецю, 53,8 % інших рідких і газоподібних сполук. Викиди ПЕК в основному (83,1 %) складаються з рідких і газоподібних компонентів, приблизно 30 % – SO<sub>2</sub>, 16,9 % – твердих аерозолів (зола і пил), половина з яких (49,8 %) виноситься в процесі виробництва електроенергії на ТЕС, а інша (45,6 %) – підприємствами видобувної промисловості Мінпаливенерго [6].

Крім атмосферного повітря, підприємства ПЕК інтенсивно використовують природні води і забруднюють своїми стоками їх поверхневі джерела. Значна частина (22 з 27,7 %) поверхневих вод споживається ТЕС, а підземних (23,4 з 25,8 %) – вугільною промисловістю, що спрямовує в поверхневі води велику частину (16,5 з 19,8 %) забруднених стоків або збирає їх у нагромаджувачі, що теж забруднюють природне середовище .

З усіх енергооб'єктів найбільш небезпечними для навколишнього середовища є потужні вугільні ТЕС, котельні агрегати яких не відповідають сучасним екологічним вимогам і вимушено працюють на непроектному високозольному твердому паливі погіршеної якості. При цьому пилогазоочисне устаткування ТЕС теж працює в непроектному режимі за середньої ефективності зололовлення 95,7 % (закордонні показники дорівнюють 99,8 %). Установки сірко- і азотоочистки практично не задіяні. Використанню високозольного вугілля значною мірою сприяє відсутність в Україні узаконених нормативів його якості, що дозволяє шахтам безкарно поставляти неякісне вугілля. Крім того, це істотно підвищує вартість його транспортування і значно прискорює нарощування площ і обсягів шлакозоловідвалів, що, у свою чергу, інтенсивно забруднюють і отруюють довкілля.

Об'єкти ПЕК (особливо потужні ТЕС) часто розташовані у великих містах і густонаселених промислових районах, що підсилює їх небезпеку для населення і природного середовища. В їхніх викидах утримуються такі хімічно агресивні отруйні речовини як оксиди сірки, азоту, вуглецю, окремих канцерогенів (бензопірену, оксиду ванадію,

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

високомолекулярних органічних сполук) та ін. Викиди підприємств ПЕК також негативно впливають на атмосферні осадки (в яких розчиняються оксиди сірки й азоту), земну поверхню, ґрунт і рослинність (осідання пилу і випадання "хімічного" дощу або снігу), поверхневі води (осідання на водні поверхні викинутих у повітря шкідливих речовин і змивання їх у річки і водойми дощовими і поталими сніговими потоками). В результаті відбувається окиснення сніжного покриву і сільськогосподарських угідь, нагромадження в ґрунті важких металів, що гнітить лісові біоценози, знижує врожайність агрокультур і насичує харчові продукти шкідливими для здоров'я людини сполуками. До найбільш небезпечних забруднювачів відносяться ТЕС, які використовують високозольне та сірчане вугілля.

Поряд з тепловими електростанціями інтенсивно забруднюють навколишнє середовище і інші підприємства й об'єкти ПЕК, особливо пов'язані з видобутком, транспортуванням, переробкою і підготовкою до використання органічних видів палива – вугілля, нафти і газу. Найбільш небезпечна у цьому відношенні вугільна промисловість, що активно руйнує всі життєво важливі сфери природного середовища. Палаючі відвали, терикони, інтенсивна запиленість і загазованість повітря, водоемо-освітлювачі і відстійники, хвостосховища, забруднення поверхневих і ґрунтових вод, скидання в гідрографічну мережу високомінералізованих шахтних вод, небезпечні геотектонічні процеси і вторгнення в підземну гідросферу, що провокують осідання земної поверхні, заболочування цілих районів, провокування штучної сейсмічності та ін. – це далеко неповний перелік техногенного тиску на навколишнє середовище в гірничодобувних регіонах. Навіть із закриттям шахт наслідки їхньої діяльності ще десятки років будуть негативно позначатися на стані природного середовища і безпеки життя населення прилеглих територій.

### **Забруднення вод**

Значної шкоди навколишньому середовищу наносить масове і прискорене виведення шахт з експлуатації, особливо методом "микрої консервації", що призводить до затоплення до 50 % шахтних полів, просідання земної поверхні, її заболочування та зменшення орної площі, а також підняття рівня, засолення і забруднення ґрунтових вод, природних джерел і рік. Тому при закритті безперспективних шахт, розрізів і збагачувальних фабрик необхідно передбачати повну рекультивуацію і повернення в господарське або рекреаційне користу-

вання земельних угідь, зайнятих шахтами, відвалами і породами, що залишаються після збагачення.

Зараз рекультивація земель ведеться (або частково проведена) на 110 породних відвалах. Землі, зайняті відвалами, що прилягають до населених пунктів (за умови вмісту в них токсичних речовин у межах гранично припустимих норм) доцільно обробляти, виділяти населенню під дачні ділянки, або ж відводити на інші рекреаційні потреби. У зонах розташування шахт, що закриваються, необхідно ширше впроваджувати комплексні меліоративні заходи, включаючи використання спеціальних гідротехнічних споруджень і систем горизонтального і вертикального дренажу для запобігання затоплення шахтних виробок і підтоплення територій, що примикають до них.

Для запобігання шкідливому впливу підприємств вуглевидобувної галузі на природні води рекомендується:

- не скидати неочищену шахтну воду з механічними домішками;
- здійснити повне бактеріальне очищення шахтних вод;
- провести реконструкцію приблизно 400 водоочисних споруд;
- освоїти технологію демінералізації шахтних вод;
- розробити екологічно обґрунтовані норми і режими скиду слабомінералізованих шахтних вод у ріки і водойми без нанесення шкоди їх іхтіофауні і питному водопостачанню;
- знизити споживання питної води для виробництва за рахунок максимального використання для цих цілей шахтних вод.

Для забезпечення населення і сільського господарства вуглевидобувних регіонів чистою водою необхідно:

- завершити будівництво каналу Дніпро-Донбас;
- ввести в експлуатацію водогін Дніпро-Західний Донбас з фільтрувальними станціями "Добропольська" і "Західна".

Для забезпечення ефективного планування і природоохоронної діяльності на об'єктах вугільної промисловості необхідно організувати постійний геологічний, гідрогеологічний і гідрохімічний моніторинг, у першу чергу в зонах гірських робіт. У зв'язку з наявністю в Донбасі розгалуженої мережі старих гірських виробок доцільно створити в одному з інститутів вугільної промисловості комп'ютерний банк даних по виробкам, де існує екологічна небезпека в зв'язку з деформацією земної поверхні й аваріями розташованих на них промислових, комунальних і агрономічних об'єктів. Банк даних необхідно створити також стосовно хімічного складу вугілля і вмісних порід на всіх вугільних покладах, що розробляються і запланованих до розробки.

До специфічних забруднювачів водних басейнів України підприємствами вугільної промисловості відносяться скиди високомінералізо-

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

ваних вод (1,9 млн м<sup>3</sup> у добу) у поверхневій водойми і водостоки, а також нагромаджувачі, де води шахтного водовідливу і збагачувальних фабрик відстоюються. У результаті мінералізація води в річках Лугань, Велика Каменка й інших зросла в 2 рази і більш. Найбільший обсяг скидів приходить на недостатньо очищені води (до 80 %), що свідчить про нестачу очисних споруджень і їх низьку ефективність.

Через інтенсивний дренаж гірського масиву виробками приповерхневий кам'яновугільний водоносний комплекс майже цілком осушений, як і сотні джерел, колодязів, свердловин. Це значно зменшує використання підземних поверхневих прісних вод і знижує якість питної води (особливо в Донецько-Макіївському, Центральному, Чистяково-Сніжнянському і інших районах).

Розробка буровугільних родовищ також шкодить навколишньому середовищу, насамперед виведенням із використання величезних площ (більше 10 тис. га) високоякісних земель, які після відпрацювання вугільних ділянок, як правило, не рекультивуються. Негативно впливає на водні об'єкти, зменшуючи їхні природні запаси, також дренаж гірського масиву виробками. На територіях закритих кар'єрів у більшості випадків утворюються штучні озера, значна частина яких з часом перетворюється на болота. Рекультивація земель дуже незначна: з порушених 1887га тільки 114 га (6 %) рекультивовані, з них 12,2 га (0,6 %) – під сільгоспугіддя.

Таким чином, з огляду на специфіку впливу видобутку і переробки вугілля на навколишнє середовище, основними природоохоронними заходами можуть бути:

- збільшення кількості і потужностей очисних споруд у вуглевидобувних регіонах, підвищення їх ефективності;
- значне розширення практики видобутку вугілля з наступною забутовою порожньою породою виробленого простору;
- використання породних відвалів і шлаконакопичувачів для виробництва будівельних матеріалів, видалення рідкісних елементів тощо;
- своєчасна рекультивація земель під сільгоспугіддя і лісонасадження;
- впровадження енергозбереження як опосередкованого, але економічно найбільш доступного й екологічно ефективного засобу захисту навколишнього середовища.
- впровадження енергозберігаючих технологій видобутку і переробки вугілля, у тому числі за рахунок способів приведення його в рухливий стан енергією вибуху і вібрації;
- застосування газифікації вугілля, особливо низькосортного і високозольного; використання відходів вуглезбагачення шахтного метану і метану вугільних родовищ як палива.



Метан – не тільки парниковий, але й озоноруйнівний газ, тому його включення у виробництво має важливе значення як для поліпшення загальної екологічної обстановки у вуглевидобувних регіонах, так і для налагодження "торгівлі викидами", що відповідно з Кіотським протоколом може стати вагомим джерелом додаткових надходжень валюти та іноземних інвестицій для "екологізації" українського ПЕК.

### Видобування нафти і газу

В доісторичні часи в Мідії, Вавилоні, Сирії нафту збирали з поверхні відкритих водойм, добували з колодязів пісок чи вапняк, насичені нафтою. У середині XIX ст. розпочинається механічне видобування нафти з бурових свердловин. Першу нафтову свердловину було пробурено в США в 1859 році, а в Росії, на Кубані – в 1864 р. Саме з цих часів можна починати відлік і екологічних проблем, пов'язаних з видобуванням нафти.

Виявлення, оцінка запасів та підготовка до промислової розробки покладів нафти проводяться за допомогою нафторозвідки. Процес нафторозвідки складається з двох етапів:

- *пошукового* – здійснюються геологічна, аеромагнітна, гравіметрична зйомки місцевості, геохімічні дослідження порід і вод, складаються карт, проводиться розвідувальне буріння пошукових свердловин; здійснюється попередня оцінка запасів нових родовищ;
- *розвідувального* – оконтурюються поклади, визначаються потужність і нафтогазонасиченість пластів та горизонтів, обчислюються промислові запаси нафти, розробляються рекомендації щодо введення родовища в експлуатацію

Залежно від дії бурового інструмента, що подрібнює і розпушує породу, розрізняють ударне та обертальне буріння.

За ударного буріння породу руйнують ударами спеціального долота, яке підіймають і опускають механічною лебідкою. Розпушену породу періодично видаляють за допомогою желонки – порожнистого сталюого циліндра, що має вгорі дужку для приєднання до каната чи штанги, а внизу – клапан.

За обертального буріння породу висвердлюють обертовим долотом. Недолік цього виду буріння – необхідність обертати всю колону бурильних труб разом з долотом. Коли глибина свердловини сягає 2500–3000 м, лише незначна частка енергії, що затрачується, використовується для буріння і поглиблення свердловини. Основна ж енергія витрачається непродуктивно, на тертя труб.

## Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів

---

Основні екологічні наслідки цього етапу робіт такі:

- порушення цілності водоносних горизонтів
- забруднення довкілля буровими, часто мінералізованими розчинами
- загоряння свердловин у разі раптових викидів горючих газів

Видобування нафти з надр здійснюється за рахунок двох видів енергії – природної енергії пласта та енергії, яка подається у свердловину тим чи іншим способом. Спосіб експлуатації нафтової свердловини, при якому використовується енергія пласта, називається *фонтанним*. Він застосовується у початковий період експлуатації, коли пластовий тиск покладу досить великий, і є найбільш економічним. Свердловини, що експлуатуються фонтанним способом, обладнують спеціальною арматурою, яка дає змогу герметизувати гирло свердловини, регулювати та контролювати режим її роботи, забезпечувати повне закриття свердловини під тиском.

Способи добування, при яких нафта підіймається на земну поверхню за рахунок підведеної ззовні енергії, називають *механізованими*. Існують два різновиди механізованого способу експлуатації – компресорний і насосний.

*Компресорним* або *газліфтним* методом у свердловину компресором закачують газ, який змішується з нафтою. Щільність нафти знижується, забійний тиск стає нижчим за пластовий, що викликає рух рідини до поверхні землі. Іноді у свердловину подають газ під тиском з розташованих поблизу газових пластів (метод безкомпресорного газліфта). На деяких старих родовищах існують системи ерліфта, в котрих як робочий агент використовують повітря. Недоліки цього методу – необхідність спалювання попутного нафтового газу, змішаного з повітрям, що викликає забруднення атмосфери, підвищена корозія трубопроводів і таке інше. Газліфтний метод застосовується на родовищах Західного Сибіру, Туркменістану, Західного Казахстану.

За *насосного* способу експлуатації на визначену глибину спускають насоси, які приводяться в дію за рахунок енергії, що передається різними способами. На більшості нафтовидобувних підприємств світу набули поширення штангові насоси. Нафта, яка надходить з надр на поверхню землі, містить супутній газ (50–100 м<sup>3</sup>/т), воду (200–300 кг/т), мінеральні солі (до 10–15 кг/т), механічні домішки. Перед транспортуванням та подачею на переробку газу, механічні домішки, основна частина води і солей мають бути видалені з нафти.

Існують різні системи внутрішньопромислового збору і транспортування нафти. Найстаріша – самопливна, коли переміщення нафти відбувається за рахунок перевищення позначки гирла свердловини над позначкою замірної установки. Такі системи збору мають

ряд недоліків: низька швидкість руху потоку рідини в них сприяє відкладенню механічних домішок, солей, парафіну; наявність відкритих вимірників і резервуарів – великим втратам газу і легких фракцій (до 3 % від загального обсягу нафти). Ці системи важко автоматизуються і потребують численного обслуговуючого персоналу.

На нових нафтових родовищах експлуатуються герметизовані високонапірні системи збору нафти, газу і води, технологічна схема яких визначається величиною і формою площі родовища, рельєфом місцевості, фізико-хімічними властивостями нафти.

На сьогодні в області нафтогазового будівництва дещо активізувалися роботи з охорони навколишнього середовища й раціонального використання природних ресурсів [10–12]. Основними напрямками науково-технічного прогресу в цій області є [3, 5, 9]:

- розробка науково обґрунтованої методології природоохоронної діяльності в нафтогазовому будівництві;
- розробка комплексу організаційно-технічних заходів щодо охорони навколишнього середовища.

Перший напрям передбачає вивчення впливу об'єктів, що споруджують, на навколишнє середовище, механізмів взаємодії в системі „людина – трубопровід – природа”, аналіз екологічних норм будівництва, розробку екологічної теорії нафтогазового комплексу (НГК), експериментальні дослідження контактів „об'єкт – навколишнє середовище”; аналіз загальних закономірностей розвитку оборотних і необоротних зсувів екологічної рівноваги в регіонах будівництва.

Другий напрям передбачає розробку нормативного регламенту будівництва з урахуванням екологічних вимог, аналіз екологічних наслідків, метрологічне забезпечення охоронно-попереджувальних заходів, організаційно-технічне і соціально-правове забезпечення охорони навколишнього середовища в будівництві й експлуатації об'єктів НГК, визначення народногосподарського ефекту природоохоронних заходів у будівництві об'єктів нафтової й газової промисловості.

### **Транспортування нафти**

З точки зору екології транспортування нафти є надзвичайно ризикованою процедурою, оскільки часто призводить до катастрофічно глибоких для біоти наслідків. Є багато прикладів таких катастроф.

Танкери перевозять нафту та нафтопродукти з районів її видобутку до нафтопереробних заводів та нафтобаз. У разі розливу в морі багато нафтопродуктів швидко розтікаються по його поверхні або випаровуються. З юридичної точки зору вони не належать до нафтових

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

забруднень, бо їх біологічна дія зазвичай виявляється незначною. Так зване бункерне пальне № 2 і деякі види пального, що транспортуються вздовж узбережжя Великої Британії, містять велику кількість ароматичних вуглеводнів і тому є більш небезпечними, ніж сира нафта. Проблему забруднення створюють також «чорна» нафта (сира нафта та важке паливо) і деякі мастильні матеріали, що лишаються у воді після розливу. Перевезення сирової нафти несумісне з транспортуванням очищених нафтопродуктів. Тому судна, які доставляють сиру нафту, не можуть бути використані під очищені нафтопродукти і вимушені повертатись назад порожняком. Проте у порожнього танкера осадка невелика, тому танкер вимушений брати на борт баласт морської води від  $1/3$  до  $1/2$  його вантажопідйомності, яка заповнює вантажні танки. Проте у танках міститься плівка нафти, що налипла на борти. Кількість такої налиплої нафти складає близько 0,4 % вантажопідйомності судна. Ця нафта лишається і при промиванні судна водою спливає на поверхню. Деякі вантажні порти, що приймають сиру нафту, обладнані спеціальними сепараторами, за допомогою яких обробляють величезні об'єми води, забрудненої нафтою.

Промивання танкерів зумовлює основне забруднення морських берегів нафтою. Тому першим кроком у вирішенні цієї проблеми була заборона скидання баластних вод у прибережних зонах. Раніше вважалося, що нафта, що зливається у море далеко від берега швидко диспергується і «зникає». Проте, як стало пізніше відомо, нафта, розлита далеко в морі, може забруднювати і віддалені узбережжя.

Найбільш руйнівними є розливи нафти, що виникають внаслідок аварійного пошкодження корпусу танкера. Заходи, які необхідно застосовувати для зменшення негативних наслідків, залежать від масштабів аварії. Якщо після інциденту танкер не втратив здатність рухатись, то він, очевидно, буде рухатись в сторону від берега, що загрожує його безпеці, забруднюючи при цьому водне середовище. Якщо ж танкер тоне на великій глибині, то нафта з нього буде витікати з постійною швидкістю через вентиляційні трубки в танках. У такому випадку зупинити витікання практично неможливо, боротися можна буде лише з нафтою, що сплила на поверхню.

### **Методи видалення нафти з поверхні моря**

Механічні методи видалення нафти з поверхні моря або берега є кращими, ніж її осадження, крім того це є більш швидкий та дешевший спосіб. З розливою в морі нафтою легше боротися, якщо вона знаходиться у вигляді важкої густої маси та покриває незначну пло-

щу. Якщо ж нафта являє собою велику або розірвану пляму, то перше, що необхідно зробити – це зупинити розповсюдження плями. В доках та інших закритих водоймах це досягається шляхом застосування звичайних бонових загороджень. Інше надійне загородження – так званий «пневматичний бар'єр». Повітря подається в перфорований трубопровід, що розміщений на дні пухирців повітря, що виділяються і створюють на поверхні вертикальну хвилю. Вода стікає з обох сторін від повітряно-пухирцевої завіси і запобігає руху нафти. Цей спосіб має деякі переваги над плавучими загородженнями, бо не створює перешкод для водної поверхні. Проте, якщо швидкість течії перевищує 40 см/с, то цей метод є неефективним. Крім того, пневматичну загороджу легше поставити на якор, ніж плавучу, тому її раціонально використовувати стаціонарно в портах і доках – там, де течії та припливи слабкі.

Теоретично можливо застосовувати хімічні загородження з жирних кислот, що оточують нафтову пляму і запобігають можливості її розповсюдженню та зменшують площу її поверхні. Проте вчені, що досліджували можливість застосування стеаринової та олеїнової кислот, виявили неефективність плівки жирних кислот при сильному вітрі, а також те, що вона руйнується під дією хвиль.

Хоча застосування загороджень звичайного типу у потоці води обмежене, їх використовують для стримування розлитої нафти. Розроблені також прості наповнені повітрям загородження, які розгортаються навколо нафтової плями і вільно переміщуються разом з нею. Є також конструкції, які являють собою загородження з вісімко-подібною секцією, в якій верхня труба містить повітря, а нижня – воду. Управління конструкцією здійснюється з надувного катамарану. Система досить мобільна і може бути скинута з вертольоту у згорнутому стані. При нагоді нафта видаляється або механічно, або диспергуванням. Нафтова пляма може бути також направлена у район, де вона фіксується і видаляється спеціальною сіткою, яка буксирується між двома суднами. Для ліквідації аварій використовують також високопотужні насоси, що мають гнучкі плавучі рукави і сплюснені насадки для збору нафти з поверхні моря. При цьому нафта разом з водою закачується в танкер, а після відділення нафти вода з танкера повертається назад у море. Проте навіть якщо нафта зібрана в загородження, вона зазвичай утворює дуже тонку плівку, яку важко видалити без захоплення великої кількості води. Особливо цей процес ускладнюється під час деякого хвилювання морської поверхні.

Крім того нафту, що оточена загородженням, можна видалити за допомогою деяких абсорбційних пористих, але водовідштовхувальних

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

матеріалів. Біббіпол (олеофільна поліуретанова піна), яка випускається у спеціальних загородженнях довжиною 3 м, може абсорбувати 225 л нафти. Така піна може абсорбувати нафту у кількостях, що у 100 разів переважають власну вагу. Піна все ще плаває, міцно утримуючи нафту, потім її збирають сіткою, віджимають між спеціальними барабанами після чого піна знову готова до використання.

У разі сильних розливів нафти на великих площах краще використовувати природні матеріали. Вони можуть виявитися малоефективними у порівнянні з синтетичними, проте часто є більш легкодоступними. Так солома може утримувати нафту у кількості, що в 10–30 разів більша за власну вагу.

Ще один спосіб боротьби з свіжорозливою сировою нафтою – спалювання – є фактично заміною одного виду забруднення на інше. Для цього використовують певні засоби, такі як «кисневі цеглини», спеціальні бони з системою трубок, хімічні агенти. Незважаючи на забруднення повітря димом і неспаленими часточками, цей спосіб знищення розливої нафти все ж є більш екологічним, ніж її диспергування і затоплення. Врешті-решт, нафта, зібрана механічно, у будь-якому разі має бути спалена. На березі нафта має спалюватись лише якщо її потужні відклади виявляються надто недоступними для механічного збору.

Використання реагентів, що сприяють затопленню нафти, рекомендують рідше, бо нафта у такому випадку переміщується у нижчі шари води, випадає з-під контролю, але залишається у морі. У прибережних районах дно є цінним для рибалок, а потоплена нафта обволікає раковини тварин, перешкоджає розмноженню і харчуванню риб, отрує їх організм. Проте потоплення нафти є швидким способом її утилізації поблизу колоній птахів. Агенти, що зумовлюють потоплення, не мають токсичного впливу, навпаки можуть бути джерелом кисню, поживних речовин, бактеріальних спор, що прискорює процес природної деградації нафти. Крім того потоплена нафта переноситься переважно на дно, де найбільша концентрація бактерій. Але є небезпека повторного підняття нафти з дна.

Ефективне видалення нафти може бути пришвидшено як механічно, так і за допомогою хімічних реагентів, за рахунок яких збільшується площа поверхні нафти або швидкість окиснення шляхом введення і додавання деяких поживних речовин.

Проте думки вчених щодо доцільності проведення емульгування та диспергації розділяються. Що стосується захисту птахів, то видалення нафти з поверхні за допомогою потоплення і диспергування майже рівноцінні. З точки зору біології ці два способи негативно сприймаються тому, що вводять нафту в навколишнє середовище, а не вида-

ляють її. Але під час емульгування нафти в прибережних водах утворюються крапельки з діаметр близько 10 мкм, які є небезпечними для організмів-фільтраторів. Тому при виборі агента варто обирати той, що утворює краплі найбільшого діаметру. Крім того багато вчених вважають, що обробка емульгатором посилює здатність нафтових крапельок прилипати до живих організмів та твердих предметів.

За весь час морських перевезень у море вилилося мільйони тонн нафти, але немає доказів, що вона накопичується у великих обсягах. Дані, отримані на ділянці річки Огайо, що приймає стоки з нафтопереробних заводів, свідчать, що кількість нафти зменшується на 80 % влітку і на 40 % взимку. Відомо, що на мілководді організми-фільтратори (наприклад, чорноморські мідії), можуть видалити через зябра суспензовану нафту псевдофекаліями у вигляді слизу при концентрації 20 мл/л. Тропічні хітони швидко очищують коралові рифи, забруднені при розливі нафти. Малоймовірно, що ці організми засвоюють нафту, проте вони роблять її більш доступною для мікроорганізмів. Бактерії можуть використовувати майже всі органічні матеріали і різноманітні синтетичні. Тому було б дивно, якби вони не пристосувались до деградації вуглеводів та інших компонентів нафти. За сприятливих умов нафтоокислюючі бактерії можуть руйнувати практично всі сполуки вуглецю, починаючи від метану до важких залишків. Важкі нафти складніше піддаються впливу, а найлегше руйнуються сполуки ряду C<sub>10</sub>-C<sub>16</sub>.

Таким чином, відомо багато способів боротьби з розливами на поверхні моря нафтою, проте чи є простий спосіб дії, який був би ефективним, недорогим і найбільш безпечним? Дискусії серед вчених виникають через декілька моментів, проте їх думки співпадають у таких положеннях: якомога швидше почати обробку нафти після її розливу в морі, проводити обробку настільки далеко від берегу, наскільки це є можливим, усіма засобами прагнути видалити із середовища надлишкову кількість нафти.

Проте є очевидним, що немає ніякого універсального методу очищення акваторій від нафти. До кожного виливу треба підходити індивідуально, оскільки характеристика водного середовища, швидкість руху води, температура, тип нафти, природа і цінність прибережної зони і її близькість до важливих для морського життя районів будуть визначати вибір матеріалів та обладнання. Дослідження, спрямовані на покращення методів боротьби з розливами нафтою продовжуються і треба сподіватися, що вони дадуть результати.

Забруднення ґрунтів і ґрунтових вод нафтою та нафтопродуктами є проблемою світового масштабу, особливо для країн з розвиненою техногенною структурою. Сотні великих і малих нафтобаз, тисячі кілометрів нафтопроводів, добувних та нафтопереробних підприємств є джерелами втрат нафтопродуктів, які забруднюють підземні води і водоносні горизонти на величезних площах. Нафта та нафтопродукти в результаті аварій або втрат в місцях виливів просочуються в ґрунти і, досягнувши рівня ґрунтових вод, утворюють нафтонасичені шари (так звані лінзи нафтопродуктів) площею в десятки гектарів. Під загрозою нафтохімічного забруднення і закриття перебувають системи міського водопостачання: Узина (вже закрыта), Херсона, Луганська та ін.; закриті сотні криниць у різних регіонах України, забруднюються річки Дніпро, Рось, Стугна, Стир та ін. У цілому по Україні ситуацію щодо нафтохімічного забруднення варто розглядати як кризову.

Для удосконалення контролю і методів ліквідації нафтохімічного забруднення ґрунтів і ґрунтових вод Кабінетом Міністрів України були прийняті декілька постанов, що передбачають контроль над підприємствами нафтохімічної промисловості. Проте значна частина об'єктів нафтохімічного забруднення, особливо в нафтовидобувній та нафтопереробній галузі, є закритими і практично не контрольованими, відсутня система моніторингу і спостережень за станом забруднення, екологічні роботи проводяться безсистемно, без проектів, на окремих ділянках, обмежуючись відкачкою рідкої фази.

Нафта і продукти її переробки після видобутку і протягом усього процесу її використання на поверхні землі є активним чинником забруднення навколишнього середовища. Від численних нафтовидобувних свердловин через системи нафтозбірних колекторів, насосних станцій і устаткувань нафта по магістральних трубопроводах надходить на нафтопереробні заводи. Продукти переробки нафти через систему продуктопроводів і склади перевалочних комплексів надходить на склади нафтобаз різних категорій, що покривають усю територію України. Всі ці об'єкти є джерелами систематичних втрат нафтопродуктів, причому не тільки випадкових, що утворюються при аварійних ситуаціях, але і як частина технологічного процесу, втрати при якому неминучі і тому закладаються в норми (0,1–2 % вантажообсягу). У цілому в Україні втрати нафти і нафтопродуктів складають понад 0,5 млн тонн на рік [4].

З досвіду українських і закордонних фахівців відомо, що найбільш значними джерелами забруднення є нафтопереробні заводи, магістральні трубопроводи і нафтобази, особливо авіаційні і військові, що



пов'язано не тільки з більшими обсягами зберігання, переробки і використання, а й з можливістю внутрішнього списання. Побудовані багато років тому без достатнього захисту від впливів, ці об'єкти характеризуються наявністю значного резервуарного парку. Резервуари пов'язані між собою підземними трубопроводами, тому результати впливів, проток, аварій виявляються далеко не одразу, а одноразові втрати можуть сягати дуже значних обсягів. Так, втрати в підземне середовище в районі розташування Кременчуцького НПЗ за офіційними даними за 15 років експлуатації становили понад 380 тис. т. Причому це найбільш небезпечний вид забруднення, оскільки має довгостроковий характер (десятки років), продукти забруднення, потрапляючи в підземні води, поширюються на значній території, що впливає на імунну систему людини, при знезараженні утворює надтоксичні сполуки.

Заводські резервуари для зберігання нафти та нафтопродуктів є основним джерелом атмосферного забруднення при нормальному атмосферному тиску. Викиди здійснюються через спеціальні клапани при невеликому надлишковому тиску парів нафтопродуктів, або через відкриті люки та інші отвори у кривлі резервуару. Особливо збільшується викид при заповненні резервуару нафтою, в результаті чого з газового простору витісняються пари легких нафтопродуктів.

Додаткова загазованість атмосфери відбувається при порушенні герметичності резервуарів за рахунок корозії даху, якщо переробці піддаються сірчані нафти. При негерметичному даху резервуару відбувається вивітрювання газового простору: більш важкі пари продукту виходять через клапани, а повітря входить зверху. Якщо є вітер, то така циркуляція посилюється у кілька разів.

Крім того відкриті поверхні очисних споруд – нафтопастки, відстійники – є джерелами забруднення повітря та навколишньої території продуктами переробки нафти.

Аналіз системних втрат нафтопродуктів на об'єктах нафтового комплексу України, виконаний вибірково за окремі періоди 1992–1995 рр., свідчить, що максимальні втрати характерні для нафтопереробних заводів (понад 40 % втрат всього нафтового комплексу, з них більше 60 % у геологічне середовище).

Таким чином, ситуація, що склалася на нафтовидобувних, нафтопереробних підприємствах та об'єктах військової діяльності, зумовлює необхідність негайного впровадження системи природоохоронних заходів. При цьому відкачування рідкої фази нафтопродуктів відноситься до екологічних робіт. Вони повинні продовжуватись і розширюватись, але в рамках науково обґрунтованих комплексних програм

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

і проектів, розроблених для кожного об'єкта окремо з урахуванням геологічних умов об'єкта та перспектив кінцевої ліквідації нафтохімічного забруднення.

**Екологічний ризик і стійкість екосистем**

Різні типи екосистем по-різному реагують на антропогенне навантаження і мають різну здатність до самовідтворення. Це потрібно враховувати під час проектування розробки нафтових родовищ і прокладення нафтопроводів. Стійкість екосистем розглядається окремо для різних видів порушень. Зазвичай розділяють [6]:

- здатність екосистем протистояти впливу не змінюючись;
- здатність та швидкість самовідтворення екосистем та їх здатність самоочищення у разі забруднення.

На противагу поняттю стійкості може бути розглянутий екологічний ризик, який визначається за величиною наслідків, що виникають в результаті впливу. Так розглядається легкість порушення екосистем при слабкому впливі і тривалість або неможливість відновлення початкового типу. Проте, на відміну від стійкості окрім вказаних аспектів екологічний ризик визначається ще й:

- можливістю та вартістю проведення рекультивациі;
- величиною екологічних та економічних втрат в разі зміни типу екосистеми;
- агресивністю джерела впливу

Таким чином, поняття екологічного ризику ширше за змістом, ніж поняття екологічної стійкості і включає в себе актуальний на сьогоднішній день економічний аспект. При порівнянні екологічних наслідків різного роду впливів на екосистеми не завжди можна вирішити, яка з екосистем більш стійка, яка менш. Це пов'язано з недостатньою кількістю експериментального матеріалу або спостережень, а також тим, що сильні впливи часто порушують екосистему настільки, що вона втрачає здатність до самовідтворення взагалі. У таких місцях зруйнованих екосистем формуються нові системи, відмінні від початкових. Тому поняття стійкості у таких випадках неприйнятне.

Забруднення нафтою та нафтопродуктами призводить до порушення екологічної рівноваги та суттєвих змін біоценозів [7]. Високі ступені забруднення, як локальні, так і значні за площею призводять до загибелі рослин, тварин та мікроорганізмів.

Нафта, що потрапила в ґрунт, збільшує кількість органічної речовини, змінює кислотність, гальмує протікання біологічних і біохімічних процесів. Значно зменшується кількість азотфіксуючих, нітрифікуючих речовин. Наслідком цього є погіршення забезпечення ґрунту азотом. Реакція мікрофлори проявляється у різкій зміні її чисельності і пригніченні біологічної активності. В процесі адаптації її чисельність постійно збільшується, максимального значення досягає кількість вуглеводо-окиснюючих ба-

## Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів

ктерій, джерелом живлення яких є метано-нафтові та ароматичні вуглеводи.

У північній частині земної кулі відносний екологічний ризик впливу розглядається окремо для лісових і болотних екосистем (табл. 7.1).

Таблиця 7.1

### Вплив забруднювачів на природні екосистеми

Вплив	Лісові екосистеми	Болотні екосистеми
Розлигтя нафти	Рослини гинуть як від недостатності кисню так і від токсичного впливу сольових забруднень. Промивний режим забезпечує винос забруднювачів в ґрунтові води та очищення території	Рослини гинуть від недостатності кисню і від токсичного впливу сольових забруднень, які накопичуються і поширюються у верхніх шарах. Через відсутність промивного режиму вуглеводні накопчуються на поверхні, що призводить до погіршення надходження кисню у ґрунти
Сольові забруднення	Високі концентрації призводять до загибелі частини видів, об'єднанню видового складу та спрощення структури	Слабкі концентрації призводять до зростання продуктивності і зміни оліготрофних угруповань на мезотрофні та евтрофні. Високі концентрації призводять до загибелі початкових біологічних угруповань і формування камишових заростей
Засипання піском	Призводить до формування автоморфного типу	Призводить до формування лісових угруповань
Замулення	Мало діє на дерев'янисті рослини	При сильному замуленні спостерігається загибель дерев'янистих рослин від нестачі кисню і перехід до угруповань лісового типу
Пилове забруднення	Тривалий вплив призводить до деградації ґрунтового покриву і об'єднання видового складу	Відбувається мінералізація торфу, сфагнові угруповання змінюються на осокові
Прокладання трубопроводу	Формується висока різноманітність місць проживання, що призводить до зростання різноманітності видового складу. Відбувається відновлення початкового видового складу угруповань	Формується висока різноманітність місць проживання, що призводить до зростання різноманітності видового складу. Сприяє формуванню лісового типу угруповань

Аналіз наслідків впливу нафтовидобувної промисловості на лісові та болотні екосистеми дозволяє визначити загальне правило: для лісових екосистем півночі екологічний ризик впливу на них в цілому менший, ніж екологічний ризик впливу на болота.

**Запитання та завдання для самоперевірки**

1. З якими виробничими процесами утилізації горючих корисних копалин пов'язані головні екологічні проблеми?
2. Які негативні екологічні наслідки виникають при видобутку вугілля?
3. Який вплив на довкілля здійснює переробка вугілля?
4. Куди діваються шахтні води?
5. Що можна зробити для зменшення екологічних збитків при видобутку та переробці вугілля?
6. Чи впливає розвідка родовищ нафти і газу на довкілля?
7. Як здійснюється видобування нафти?
8. Які природоохоронні заходи передбачають при нафтогазовому будівництві?
9. Як відбувається нафтохімічне забруднення ґрунтів?
10. Як впливає розлита нафта на природні екосистеми?
11. Як впливає розлита нафта на морські організми?
12. Які існують методи видалення нафти з поверхні моря?

**Література**

1. Васильев С.В. Исследования эколого-географических проблем природопользования для обеспечения территориальной организации и устойчивости развития нефтегазовых регионов России: Теория, методы и практика. – Нижневартовск: НГПИ, 2000.
2. Нельсон-Смит А. Нефть и экология моря. – М.: Прогресс, 1977.
3. Мазур И.И. Экология строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1991.
4. Ткачев О.А., Тугунов П.И. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении. – М: Недра, 1988.
5. Рудько Г.Ш., Шкіца Л.Є. Екологічна безпека та регіональне природокористування в межах гірничопромислових і нафтогазових комплексів (наукові і методологічні основи). – К.: „НІЧ ЛАВА”, 2001.
6. Клищенко Л.П. Техноэкология. – Одеса: Таврія, 2000.
7. Шицкова А.П. та ін. Охрана окружающей среды в нефтеперерабатывающей промышленности. – М.: Химия, 1980.
8. Охрана окружающей среды при поисках и разработке морских месторождений нефти и газа // Сб. научн. трудов. – Рига, 1986.

## **Розділ 7. Екологічні аспекти видобування та переробки каустобіолітів**

---

9. Охрана природы: Справочник для работников нефтяной промышленности /Е.Н.Мокрый, В.В.Гуменецкий, О.И.Гринев. – М.: Недра, 1987.
10. Екологічний вісник, 2003. – № 1–2,
11. Нафтова і газова промисловість, 2003. – № 1.
12. Нафтова і газова промисловість, 2004. – № 5.

## РОЗДІЛ 8

# ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНИЙ ОГЛЯД СВІТОВОЇ МІНЕРАЛЬНО-СИРОВИННОЇ БАЗИ ПАЛИВНО-ЕНЕРГЕТИЧНОГО КОМПЛЕКСУ

Розвиток науково-технічного прогресу, зростання кількості населення Землі і підвищення його добробуту вимагає постійного підвищення енергетичного потенціалу людства. Найактуальнішим питанням паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) залишається його достатнє та надійне забезпечення природними джерелами енергії. В структурі енергоносіїв на сьогодні провідну роль відіграють такі традиційні джерела, як нафта, газ, вугілля (приблизно 70 % в паливно-енергетичному балансі світу), хоча частка інших енергоносіїв (гідроресурси, атомна енергетика, нетрадиційні види енергоресурсів) постійно збільшується. Вірогідно, таке положення збережеться ще декілька десятиліть, тому стан мінерально-сировинної бази горючих корисних копалин і перспективи його розвитку є нагальним питанням сьогодення. Розглянемо загальний стан мінерально-сировинної бази горючих корисних копалин як основи паливно-енергетичного комплексу. Статистичні дані, наведені в цьому розділі, запозичені із різноманітних довідкових видань [6–10; 14–20 та ін.], сайтів провідних компаній світу і урядів країн, що видобувають горючі корисні копалини [21–33 та ін.], численних публікацій в засобах масової інформації.

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

**Нафта**

Світові запаси нафти перевищують 190 млрд т. З них 74 % припадає на Азію, у тому числі на Близький Схід більше 66 %. Найбільшими запасами нафти володіють Саудівська Аравія, Канада, Іран, Ірак, Росія, Кувейт, Венесуела, Об'єднані Арабські Емірати, Казахстан, Лівія, Нігерія, Китай, США, Катар, Ангола, Азербайджан, Мексика, Бразилія, Алжир, Норвегія (кожна понад 1 млрд т) (табл. 8.1).

Саме в цих країнах розміщуються найбільші нафтовидобувні компанії світу (табл. 8.2).

**Таблиця 8.1**

**Запаси нафти і газоконденсату, 2007 р., млн т**

Країна	Запаси	Країна	Запаси	Країна	Запаси
Саудівська Аравія	35 696	Єгипет	506	Польща	42
Канада	24 549	Австралія	485	Камерун	41
Іран	19 001	Малайзія	411	Туреччина	41
Ірак	15 512	Ємен	411	Таїланд	40
Росія	14 700	В'єтнам	350	Пакистан	40
Кувейт	13 985	Сирія	342	ПНГ	33
Венесуела	13 019	Аргентина	338	Білорусь	27
ОАЕ	12 890	Конго	274	Албанія	27
Казахстан	8000	Екватор. Гвінея	219	М'янма	26
Лівія	5468	Чад	205	Конго	25
Нігерія	4895	Колумбія	199	Угорщина	21
Китай	3900	Габон	192	Чилі	21
США	2980	Україна	181	Іспанія	21
Катар	2060	Данія	175	Філіппіни	19
Ангола	1946	Бруней	150	Куба	17
Азербайджан	1750	Перу	127	Франція	17
Мексика	1692	Румунія	100	Бахрейн	17
Бразилія	1669	Тринідад і Тобаго	100	Суринам	15
Алжир	1536	Туркменістан	82	Афганістан	14
Норвегія	1075	Узбекистан	82	Нідерланди	13
Оман	753	Італія	82	Сербія	12
Індія	771	Мавританія	69	Киргизія	11
Судан	685	Болівія	60	Гватемала	11
Еквадор	619	Туніс	55	Хорватія	10
Індонезія	589	Кот-д'Івуар	55	Інші країни	6474
Велика Британія	531	Німеччина	50	<b>Всього</b>	<b>196 186</b>



**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

**Таблиця 8.2**

**Запаси нафти і газоконденсату найбільших компаній, 2005 р., млн т**

Компанія	Запаси	Компанія	Запаси
Saudi Arabian Oil Co.	35 540	Petroleo Brasileiro	1555
National Iranian Oil Co.	17 209	Газпром	1358
Iraq National Oil Co.	15 732	Chevron Corp. (США)	1094
Kuwait Petroleum Corp	13 543	Еххон Mobil Corp. (США)	1069
Abu Dhabi Nat. Oil Corp. (ОАЕ)	12 613	Petronas (Малайзія)	1040
Petroleos de Venezuela	10 561	BP PLC (Велика Британія)	980
National Oil Corp. (Лівія)	5335	Oil India Ltd	927
Nigerian Nation. Petrol. Corp.	4823	Total (Франція)	902
ЛУКОЙЛ	2204	Татнафта	820
Роснафта	2047	Petroleum Development Oman	753
Petroleos Mexicanos	1870	Sonangol (Ангола)	741
Sonatrach (Алжир)	1614	Сібнафта	655
PetroChina (Китай)	1578	Royal Dutch/Shell (Нідерланди)	634

Питання про нафтогазоносні провінції світу детально розглянуті в працях О.О. Бакирова та ін. [1], В.П. Гаврилова [3], І.І. Нестерова та ін. [12] і багатьох інших, підручниках І.В. Висоцького та ін. [2], Б.Й. Маєвського та ін. [4, 5], О.О. Орлова та ін. [11] і багатьох інших, де вони детально описані.

Найбільша частина нафтових родовищ зосереджена в шести регіонах світу і приурочена до внутрішніх материкових депресій і окраїн материків:

- Перська затока – Північна Африка;
- Мексиканська затока – Карибське море (включаючи прибережні райони Мексики, США, Колумбії, Венесуели, о. Тринідад);
- острова Малайського архіпелагу і Нова Гвінея;
- Західна Сибір;
- Північна Аляска;
- Північне море.

Найважливішими нафтогазоносними провінціями Європи є: Північноєвропейська; Західноєвропейська, Британська, Піренейська, Передальпійська, Північно-Карпатська, Передкарпатсько-Балканська, Мізійська, Альпійсько-Карпатська, Динарська, Апеннінська, Прибалтійська, Карпатська, Дніпровсько-Прип'ятьська, Причорноморсько-Кримська, Волго-Уральська, Тіmano-Печорська, Передуральська, Прикаспійська.

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

До нафтогазоносних провінцій Азії належать: Західносибірська, Східносибірська, Лено-Вілюйська, Єнісейсько-Хатанзька, Охотська, Японська, Аравійська, Месопотамська, Центральноіранська, Середземноморська, Закавказька, Південнокаспійська, Туранська, Тянь-Шань-Памірська, Західнокитайська, Центральнокитайська, Східнокитайська, Південно-Східнокитайська, Гобійська, Індоганзька, Індійська, Аракан-Єменська, Індокитайська, Індонезійська.

До нафтогазоносних провінцій Африки належать: Сахарська, Західноафриканська, Східноафриканська, Атласька; Північної Америки: Західноканадська, Західна Внутрішня, Примексиканська, Аляскінська; Південної Америки: Маракайбська, Оріноцька, Венесуело-Тринідадська, Магдаленська; Австралії: Західноавстралійська, Центральноавстралійська, Великого Артезіанського басейну, Гіпсленд, Карпентарія-Папуа; Нової Зеландії – Новозеландська.

Всі вони детально описані в численних монографіях, підручниках, наукових статтях. Тому тут зупинимося лише на порівняно новому питанні нафтогазоносності морських акваторій, який в останні часи набуває найважливішого значення.

### **Родовища нафти Світового океану**

У Світовому океані знаходиться приблизно 70 нафтогазоносних басейнів і провінцій [13].

У **Північному Льодовитому океані** виділяють такі нафтогазоносні басейни: Північно-Аляскінський, дельти р. Маккензі – моря Бофорта, Свердрупський.

**Північно-Аляскінський басейн** площею 462 тис. км<sup>2</sup> містить крайовий прогин Колвилл, западини Умнат і Чукотську, розділені склепінням Барроу. Тут виявлено понад 30 родовищ вуглеводнів, на 16 з яких запаси нафти і газу становлять відповідно 1,5 млрд т і 750 млрд м<sup>3</sup>. Потенційні ресурси басейну оцінюють у 3 млрд т нафти і 1,7 трлн м<sup>3</sup> газу.

Поклади нафти родовища Прадхо-Бей зосереджені в пісковиках тріасу (на глибині 2460–2650 м), юри (2060–2150 м) і вапняках карбону (2680–3190 м). Загальні запаси нафти становлять 3 млрд т (видобувні – 0,97–1,32 млрд т), газу – 736 млрд м<sup>3</sup>. Родовище розробляється з 1977 р., його експлуатація протягом 10 років принесла США доход 100 млрд дол.

На захід від родовища Прадхо-Бей в юрських пісковиках виявлено велике нафтове родовище Купарук-Ривер, видобувні запаси нафти якого становлять приблизно 200 млн т; у пісковиках тріасу, юри і крейди – нафтове родовище Мілн-Пойнт; на сході, на узбережжі – чо-

тири родовища в пісковиках палеогену і три – на шельфі, у відкладах карбону, верхнього триасу та крейди (Сег-Дельта, Дак-Айленд, Флак-саман-Айленд).

**Басейн дельти р. Маккензі – моря Бофорта.** Площа 120 тис. км<sup>2</sup>, розмір 120 x 500 км. Тут відомо 25 нафтових і газових родовищ. Видобувні запаси газу найбільших газових родовищ на узбережжі Таглу і Парсонс становлять по 100 млрд м<sup>3</sup>. На шельфі моря Бофорта виявлено газонафтові родовища Адю і Гаррі; нафтові Копаноар і Коакоак із видобувними запасами відповідно 247 млн т і 274 млн т; нафтогазові: Тарсют (54–220 млн т нафти), Амаулігак (83–100 млн м<sup>3</sup> нафти і 42 млрд м<sup>3</sup> газу), а також Некторалік, Іссунгнак; газове Укалерк. Усього на цьому узбережжі запаси нафти оцінюються в 720 млн т, газу – в 210 млрд м<sup>3</sup>; на шельфі відповідно 500 млн т і 100 млрд м<sup>3</sup>. Потенційні ресурси басейну становлять від 4,5 до 9,6 млрд т нафти і 1,7 трлн м<sup>3</sup> газу.

**Свердрупський басейн** площею 280 тис. км<sup>2</sup> займає значну частину Арктичного архіпелагу Канади. Тут відкрито 19 родовищ вуглеводнів, зокрема газові родовища Дрейк-Пойнт (142 млрд м<sup>3</sup>), Хекла (198 млрд м<sup>3</sup>), Уайтфіш, Чар; нафтове Бент-Хорн; нафтогазові Маклін, Скейт, Сіско. Видобувні запаси нафти басейну становлять 213 млн т, газу – 600 млрд м<sup>3</sup>, потенційні ресурси нафти – 250 млн т, газу – 1,13 трлн м<sup>3</sup>.

Потенційні ресурси південно-західної частини Північного Льодовитого океану (Арктичний басейн Північної Америки) становлять 2,5–4,2 млрд т нафти і 3,4–4,5 трлн м<sup>3</sup> газу. Тут виявлено 60 родовищ, у тому числі 35 нафтових і нафтогазових, 25 газових і газоконденсатних.

У **Північній Атлантиці** знаходяться такі нафтогазоносні басейни: Норвезький, Північноморський, Південно-Західної Європи, Лабрадорський, Мексиканський, Карибський, Західно-Середземноморський, Адріатичний, Східно-Середземноморський, Південно-Каспійський.

**Норвезький басейн** розташований на континентальному схилі Норвезького моря, де в триасових і юрських пісковиках виявлено газові родовища Тролл, Тромсьо і Хейдрун.

**Північноморський басейн** площею 660 тис. км<sup>2</sup> охоплює значну частину акваторії Північного моря, де відкрито більш 100 нафтових і 80 газових родовищ, з яких видобувають 24 % нафти і 30 % газу від світового морського видобутку. Сумарні видобувні запаси вуглеводнів становлять 7,5 млрд т (з них більше 4 млрд т нафти). Основна частина запасів тяжіє до Центрально-Північноморської рифової системи, де вони приурочені до грабенів Вікінг (нафтові родовища Статфьорд,

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Статвік, Брент, Нініан, Слейпнер, Беріл, Хеймдал, Фріг), Фортіз (нафтове родовище Фортіз) і Екофіск (газонафтові родовища Екофіск і Елдіфіск, газоконденсатні Албускіл і Валгалл). Щільність запасів вуглеводнів коливається від 100 до 230 тис. т/км<sup>2</sup>. На іншій площі цієї рифтової системи середня щільність запасів нафти і газу становить 14 тис. т/км<sup>2</sup>. Низку родовищ виявлено на горстоподібних підняттях. Так, у межах підняття Вікінг на сході від однойменного грабена у пісковиках середньої юри відкрито велике нафтове родовище Озеберг з видобувними запасами нафти 100 млн т, газу – 50 млрд м<sup>3</sup>. У Західно-Норвезькому грабені виявлено гігантське газонафтове родовище Тролл, у Південно-Північноморській западині – газові родовища Леман, Індіфатігейбл, Хьюїт, Вайкінг, Пласід, на суші – газове родовище Гронінген (близько 2 трлн м<sup>3</sup> газу).

**Басейн Південно-Західної Європи** охоплює Армориканський, Іспанський і Португальський шельфи. Ресурси цього басейну такі: 0,3–0,6 млрд т нафти і 0,1–0,3 трлн м<sup>3</sup> газу. На іспанському шельфі відкрито нафтове родовище Кантабрико-Мар і вісім дрібних газових родовищ. Невеликі родовища виявлено на шельфі Ірландського моря: газове Кінсейл-Хед (40 млрд м<sup>3</sup>) і родовище нафти (40 млн т).

У **Лабрадорському басейні** виділяється ряд нафтогазоносних областей. Ресурси області *Балтімор-Каньйон* оцінюються в 81 млн т нафти і 116 млрд м<sup>3</sup> газу. Значні перспективи пов'язують з рифовим масивом плато Блейк і банки Джорджес на схід від Балтімор-Каньйону. У *Новошотландській* області в районі о-ва Сейбл відкрито кілька дрібних покладів нафти і газу, зокрема Тебо (13,5 млрд м<sup>3</sup>), Венчур (47,6 млрд м<sup>3</sup> газу і 2 млн т конденсату). В області *Великої Ньюфаундлендської банки* виявлено 15 газових і нафтових родовищ (Хібернія, Терра-Нова, Бен-Невіс, Хеброн, Темпест та ін.) із сумарними запасами 177 млн м<sup>3</sup> нафти і 150 млрд м<sup>3</sup> газу; в *Лабрадорській* області відкрито газові і газоконденсатні родовища (Б'ярні, Гудріч, Сноррі, Хопдайл) із сумарними запасами 1,4 млрд м<sup>3</sup> газу і 600 млн т нафти.

У **Мексиканському басейні**, площа якого становить 2 млн км<sup>2</sup>, виділяють три нафтогазоносних області: північний (Голф-Кост), західний і південно-західний шельфи (затока Кампече).

На північному шельфі в межах *Голф-Коста* (разом із прилеглою сушею) відкрито більше 1500 родовищ із видобувними запасами нафти 7,7 млрд т і газу 4,3 трлн м<sup>3</sup>, які сконцентровані в зоні похованого Міссісіпського рифту: Іст-Тексас (850 млн т), Бей-Марчанд, Тімбал'єр-Бей, Бей-Кайю, Кейлу-Айленд, Соут-Пасс, Коньяк.

На *західному шельфі* розвинені викопні рифи, що утворюють гігантське кільце («Золотий пояс») завдовжки 180 км і завширшки до 3 км,

західна частина якого розташована на суші, а східна – в акваторії. До них приурочені великі родовища нафти, зокрема Аренке із запасами 141 млн т. Запаси західного шельфу оцінюються в 300 млн т нафти і 70 млрд м<sup>3</sup> газу, ресурси – у 100 млн т нафти і 30 млрд м<sup>3</sup> газу.

На *шельфі затоки Кампече* в межах горстоподібного підняття Кантарел знаходяться родовища Кантарел (1,2 млрд т нафти), Чак, Нооч, Акав, Бакай, Абкатун, Малуб. Початкові видобувні запаси нафти і газу в затоці Кампече, разом із глибоководною частиною становлять 5–10 млрд т.

Крім того перспективними є шельфи півостровів Юкатан і Флорида, глибоководна частина Мексиканської затоки (западина Сігсбі). Ресурси цієї затоки сягають 6,3 млрд т нафти і 4,8 трлн м<sup>3</sup> газу.

У **Карибському басейні** в затоці Маракайбо запаси нафти перевищують 7 млрд т, більша частина яких (до 4,5 млрд т) концентрується поблизу східного берега оз. Маракайбо, в надрах родовища Болівар-Кост, де на площі 3,5 тис. км<sup>2</sup> відкрито більше 200 покладів нафти у відкладах міоцену, олігоцену й еоцену. В басейні затоки Маракайбо відкрито також два нафтових гіганти – Лама (запаси 285 млн т) і Ламар (180 млн т), та декілька дрібніших родовищ. На південному шельфі Карибського моря значні перспективи пов'язані з надрами Венесуельської затоки, ресурси якої оцінюють в 800 млн т нафти і 200 млрд м<sup>3</sup> газу, та шельфами Колумбії, Панами і Нікарагуа. В Антильській складчастій зоні виявлено декілька дрібних нафтових родовищ (о. Барбадос). На атлантичній окраїні Карибського басейну розташований Тринідадський нафтогазоносний суббасейн, що охоплює затоку Парна, о. Тринідад і його атлантичний шельф. У межах акваторії відкрито понад 30 родовищ вуглеводнів із видобувними запасами нафти 181 млн т і газу 282 млрд м<sup>3</sup>.

У **Західно-Середземноморському басейні** виявлено вісім нафтових родовищ на шельфі Іспанії, у Валенсійському рифті (Ампоста-Маріно, Касабланка, Кастелон, Дорадо, Таррако та ін.), з початковими видобувними запасами близько 70 млн т нафти і 20 млрд м<sup>3</sup> газу.

В **Адріатичному басейні** відомо понад 40 газових родовищ із запасами 160 млрд м<sup>3</sup> (Равенна-Маре, Порто-Корсині-Маре, Чезатіно-Маре із запасами по 20–30 млрд м<sup>3</sup>) і дрібні нафтові родовища.

У **Східно-Середземноморському басейні** на шельфі Сицилії виявлено родовища нафти (Джела, Перла, Мила, Вега, Ніде); на шельфі Тунісу – нафти і газу (найбільше родовище Ашмардит із запасами нафти 103 млн т і газу 31 млрд м<sup>3</sup>); у дельті Нілу – газові (Чол-Кір, Абу-Маді, Ель-Темзах та ін.) і нафтове (Елю-Тіну) родовища.

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Усього в Середземному морі виявлено понад 40 нафтових і 60 газових родовищ з розвіданими видобувними запасами 500 млн т нафти і понад 400 млрд м<sup>3</sup> газу. Перспективи Середземного моря оцінюються в 1,5 млрд т нафти і 1 трлн м<sup>3</sup> газу.

У **Південно-Каспійському басейні** площею 250 тис. км<sup>2</sup> відкрито понад 50 нафтогазових і 20 газових і газоконденсатних родовищ на Апшеронському і Туркменському шельфах на глибині 2–3 км. Найглибший нафтовий поклад міститься на площі Сангачлі (5240 м), газовий – на площі Булла (5203 м). Родовища Апшеронського шельфу розробляють з 1923 р., найвідоміший промисел – Нафтові камені.

У **Південній Атлантиці** найважливішими є Гвінейський, Амазонський та Реконкаво-Кампус басейни

У **Гвінейському басейні** виявлено ряд суббасейнів:

- *Абіджанський* – на шельфі Кот-д'Івуар і Гани, де відомо декілька нафтових і газових родовищ, найбільші з яких Бельер (87 млн т нафти) і Еспуар (100–136 млн т);
- *Того-Бенінський* – на шельфі Беніну, де є нафтове родовище Семі в туронських вапняках;
- *Нижньо-Нігерійський* – в дельті р. Нігер, де відомо понад 230 родовищ вуглеводнів, у тому числі 70 на шельфі (Мерен, Окан, Дельта, Дельта-Південь, Форкадос-Естуар); початкові видобувні запаси оцінюються в 3,4 млрд т нафти і 1,4 трлн м<sup>3</sup> газу, у тому числі на шельфі – 650 млн т нафти і більше 130 млрд м<sup>3</sup> газу.
- *Камерунський* – на шельфі Камеруну, де відкрито 16 нафтових і 10 газових родовищ (Колеві, Південна Сайга);
- *Габонський* – де відомо 48 нафтових і 2 газових родовища, з яких 32 розташовані на шельфі (наприклад, Гронден із запасами 70 млн т нафти), їхні розвідані запаси становлять 150 млн т нафти і 40 млрд м<sup>3</sup> супутнього газу;
- *Конго-Кабінда* – на шельфі Габону, Конго, Анголи і Заїра, де виявлено 39 дрібних і середніх родовищ вуглеводнів із видобувними запасами 310 млн т нафти і 70 млрд м<sup>3</sup> газу (Емерод, Малонго з запасами нафти 152 млн т).

Загальні потенційні видобувні запаси на атлантичному шельфі Африки оцінюються в 5,1 млрд т вуглеводнів.

В **Амазонському басейні** промислова нафтогазоносність установлена на шельфі Бразилії, у суббасейнах *дельти р. Амазонки* (газове родовище Пірапема), *Маражо-Барейрін'яс* і *Сеара-Потігур*, де у крейдових породах є дрібні нафтові та газові родовища (Ксареу, Курима, Убарана, Агулья).

У **басейні Реконкаво-Кампус** на східному шельфі Бразилії виділяють суббасейни: *Реконкаво* (понад 60 родовищ вуглеводнів, зокрема, ВА-37 і ВА-38); *Сержипі-Алагос* (30 нафтових родовищ, зокрема

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Гуарисема і Кайоба, загальні запаси яких становлять 31 млн т нафти і 10 млрд м<sup>3</sup> газу), *Еспіриту-Санту* (дрібні родовища нафти, зокрема Касау) і *Кампус* – основний морський нафтогазовидобувний район Бразилії, розвідані запаси якого становлять 100 млн т нафти і 14 млрд м<sup>3</sup> газу, де відомо 14 нафтових і одне газове родовище, зокрема Гароупа (запаси 82 млн т нафти), Паргу, Намораду (55 млн т нафти), Еншова, Багрі, Черне, Мерлуза.

Усього на Атлантичному шельфі Південної Америки відкрито більше 60 родовищ нафти і газу з початковими видобувними запасами понад 250 млн т нафти і близько 200 млрд м<sup>3</sup> газу.

У **західній частині Індійського океану** найбільшими нафтогазонасними басейнами є Червоне море, Перська і Бомбейська затоки.

Основні ресурси вуглеводнів **Червоного моря** приурочені до *Суецького* нафтогазонасного суббасейну, де відкрито 44 нафтові родовища, зокрема Ель-Морган (запаси 115 млн т нафти), Рамадан (100 млн т), Белаім (78 млн т), Джулай (82 млн т), Октобер.

Площа **Перської затоки** разом із сухопутною частиною становить 720 тис. км<sup>2</sup>. Тут виявлено 70 нафтових і 6 газових родовищ. Безпосередньо в затоці розташовані гігантські родовища нафти Сафанія-Хафджи (запаси 2,6–3,8 млрд т), Маніфа (1,5 млрд т), Абу-Сафа (568 млн т), Умм-Шейф (707 млн т), Зулуф (780 млн т), Зукум (744 млн т), Лулу-Есфадіяр (4 млрд т), Ель-Букуш, Ферейдун-Марджан, Беррі.

У **Бомбейській затоці** на західному шельфі Індійського субконтиненту відомо 9 нафтових і газових родовищ: Бомбе-Хан (250 млн т нафти), Дну, Тарапур, Північний Басейн (2 млн т нафти), Південний Басейн, Алібаг, Ратнагрі, Дом, У-57. Загальні запаси нафти Бомбейської затоки 400 млн т.

У **східній частині Індійського океану** відомі Бенгальський і Західно-Австралійський нафтогазонасні басейни.

Нафтогазові ресурси **Бенгальського басейну** вивчені недостатньо.

У **Західно-Австралійському басейні** виділяють нафтогазонасні суббасейни: *Перт* з газовим родовищем Гейдж-Роудз; *Дампір* з родовищами Гудвін (140 млрд м<sup>3</sup> газу і 50 млн т конденсату), Норд-Ренкін (150 млрд м<sup>3</sup> газу і 22 млн т конденсату), Енджел (68 млрд м<sup>3</sup> газу і 24 млн т конденсату); *Броуз* з нафтовим родовищем Пуфін, газовим Скот-Риф (180 млрд м<sup>3</sup> газу), *Бонапарт-Галф*, де відкрито чотири газових родовища та нафтове родовище Джабіру, а також суббасейн *Карнарвон*.

У **західній частині Тихого океану** виділяють басейни: Явано-Суматринський, Південно-Китайський, Східно-Калімантанський, Папуа, Новозеландський.

**Явано-Суматринський басейн** поділяється на *Суматринський* і *Яванський* суббасейни з найбільшими нафтовими родовищами Мінас (700 млн т) і Дури (270 млн т). Морські родовища сконцентровані в *Яванському* суббасейні, де відкрито 67 родовищ, з яких 40 нафтових, зокрема Арджупа (більше 50 млн т нафти), Синта, Рама, Селатан (по 20–25 млн т нафти) та ін.

**Південно-Китайський басейн** поєднує *Сіамський*, *Саравакський*, *Тайванський* і *Меконгський* нафтогазоносні суббасейни, де виявлено 125 нафтових і газових родовищ з початковими розвіданими запасами близько 900 млн т нафти і більш 900 млрд м<sup>3</sup> газу, наприклад родовище Ераван із запасами газу 57 млрд м<sup>3</sup>.

**Східно-Калімантанський басейн** містить 231 нафтове і газове родовища з запасами нафти більше 1,2 млрд т і газу 1,1 трлн м<sup>3</sup>. Прогнозні ресурси становлять 1,2–2,7 млрд т нафти і 1,7–4,2 трлн м<sup>3</sup> газу.

У **басейні Папуа**, площею 532 тис. км<sup>2</sup>, відкрито газові родовища Ураму, Паски, Ямаро.

У **Новозеландському басейні**, площею 230 тис. км<sup>2</sup>, відкрито декілька родовищ, у тому числі велике газоконденсатне Мауі (148 млрд м<sup>3</sup> газу, 24 млн т конденсату).

У **східній частині Тихого океану** основними нафтогазоносними басейнами є Південно-Аляскінський, Південно-Каліфорнійський, Гуаякіль-Прогрессо.

**Південно-Аляскінський басейн** містить велике нафтове родовище Макартур-Рівер (запаси 72 млн т), газове Кенай (152 млрд м<sup>3</sup>). Початкові видобувні запаси нафти басейну оцінюються у 145 млн т, газу – у 230 млрд м<sup>3</sup>, ресурси – 1 млрд т нафти і 0,54 трлн м<sup>3</sup> газу.

**Південно-Каліфорнійський басейн** приурочений до продовження рифтової долини Східно-Тихоокеанського серединно-океанічного хребта, де знаходиться нафтогазоносний басейн Грейт-Валлі, грабеноподібні западини Лос-Анджелес, Вентура–Санта-Барбара і Санта-Марія із запасами більше 1,5 млрд т нафти, у тому числі 600 млн т в морських родовищах (Елвуд, Дос-Куадрос, Ринкон). Ресурси басейну оцінюються у 140–900 млн т нафти і 30–220 млрд м<sup>3</sup> газу.

У **басейні Гуаякіль-Прогрессо** на шельфі Еквадору і Перу відкрито 60 нафтових родовищ (найбільше Ла-Бреа-Паринас на узбережжі Перу із запасами 140 млн т нафти) і газове родовище Амістад (163 млрд м<sup>3</sup>) на шельфі Еквадору. У південній частині затоки Гуаякіль виявлено 17 морських родовищ нафти (Гумбольдт, Літораль, Провидіння та ін.).

## **Видобуток нафти**



## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Загальний світовий видобуток нафти за всю історію людства оцінюється в 115 млрд т. З 1950 р. видобуто 85 % від цього обсягу. Розвідані світові запаси нафти в 45–46 разів перевищують рівень видобутку (3,3 млрд т). Майже 90 % світових розвіданих запасів нафти (без Росії) зосереджено в країнах, що розвиваються, у тому числі 70 % (90 млрд т) – у країнах Близького і Середнього Сходу, що входять в Організацію країн – експортерів нафти (ОПЕК). Найбільші запаси зосереджені в Саудівській Аравії, значні – в Іраку, Кувейті, Ірані (по 12–13,5 млрд т). Ці країни видобувають приблизно 60 % світового видобутку нафти.

Обсяг світового видобутку нафти становить приблизно 3,7 млрд т. Видобувають її 95 країн, причому 70 % продукції припадає на долю 15 з них, а саме: Росію (13 %), Саудівську Аравію (12 %), США (7 %), Іран (5 %), Китай (5 %), Мексику (4 %), Венесуелу (4 %), Кувейт (4 %), Об'єднані Арабські Емірати (4 %), Норвегію (3 %), Канаду (3 %), Нігерію (3 %), Ірак (3,0 %) (табл. 8.3, 8.4).

**Таблиця 8.3**

**Видобуток нафти по регіонах, млн т**

Регіон	1999 р.	2000 р.	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.
Середній Схід	1057	1117	1092	1026	1110	1189
СНД	369	392	423	463	511	560
Латинська Америка	517	529	534	541	539	558
Північна Америка	474	478	477	478	481	480
Африка	374	389	390	381	411	437
Азія	345	344	345	347	349	354
Європа	331	335	325	322	303	295
Країни ЄС	170	163	151	154	144	136
Японія та Океанія	28	37	37	35	30	26

**Таблиця 8.4**

**Видобуток нафти і газоконденсату, млн т**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
Росія	348	380	421	458	470	480
Саудівська Аравія	394	355	439	445	468	455
США	290	289	284	271	259	257
Іран	185	171	189	192	205	195
Китай	165	170	170	175	181	184
Мексика	156	159	168	169	167	164

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
Венесуела	140	122	132	150	151	145
Кувейт	97	87	108	114	129	133
ОАЕ	106	95	114	117	119	131
Норвегія	163	157	140	148	142	129
Канада	103	111	116	121	125	126
Нігерія	117	99	116	122	125	119
Ірак	130	106	69	105	96	98
Бразилія	65	73	75	74	82	86
Лівія	66	60	72	79	85	86
Велика Британія	117	116	106	95	85	77
Ангола	35	45	44	49	62	70
Алжир	42	43	47	66	68	67
Казахстан	40	47	51	59	61	65
Індонезія	61	56	57	55	53	47
Катар	34	32	34	38	38	41
Оман	44	41	41	39	39	37
Малайзія	37	38	40	43	39	37
Аргентина	38	37	35	37	36	36
Індія	32	33	33	34	33	34
Єгипет	38	38	38	35	35	34
Еквадор	20	20	21	27	28	28
Колумбія	30	29	27	27	27	26
Австралія	32	31	26	22	24	23
Сирія	26	26	26	25	23	21
Інші країни*	224	231	210	260	265	279
<b>Всього</b>	<b>3375</b>	<b>3298</b>	<b>3465</b>	<b>3651</b>	<b>3720</b>	<b>3710</b>

\* від 1 до 20 млн т – Азербайджан, Бахрейн, Білорусь, Болівія, Бруней, В'єтнам, Гватемала, Екваторіальна Гвінея, Ємен, Габон, Данія, Демократична Республіка Конго, Італія, Камерун, Конго, Кот-д'Івуар, Куба, Нідерланди, Німеччина, Нова Зеландія, Пакистан, Південна Африка, Пакистан, Перу, Папуа-Нова Гвінея, Румунія, Судан, Таїланд, Тринідад і Тобаго, Туніс, Туреччина, Туркменістан, Угорщина, Узбекистан, Україна, Франція, Чад

Частка розвинених країн у світових запасах нафти незначна (4,6 %) за обсягів видобутку більше 23 %. Те саме можна сказати і про США, запаси яких становлять 2,2 % світових, а видобуток сягає 9,8 %. Залежність цих країн від імпорту нафти постійно зростає і за оцінками експертів у 2010 р. становитиме 65–68 %. Однак останнім часом у ряді країн існує тенденція до розширення геологорозвідувальних робіт, нарощування запасів і видобутку в акваторіях, у тому числі й у глибоководних зонах шельфу Південної та Північної Атлантики, Мексиканської затоки, Аляски, Північного моря, Індійського

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

океану, Перської затоки. Зараз на шельфах морів і океанів видобувається більше однієї третини нафти.

Частка країн з перехідною економікою (без Росії) у світових запасах нафти становить 6,9 %, видобутку – 7,2 %, у тому числі частка Китай – відповідно 3,3 % і 5,1 %, країн СНД – 3,3 % і 1,6 %.

З країн СНД (крім Росії) найбільшими запасами нафти володіють Казахстан (більше 2 млрд т), Азербайджан (1 млрд т) і Туркменістан (300 млн т). Видобуток нафти у цих країнах становить близько 40 млн т на рік (25 млн т у Казахстані, більш 10 млн т в Азербайджані та до 5 млн т у Туркменістані). Перспективи розширення видобутку нафти у Казахстані пов'язані насамперед з родовищем Тенгіз, де розвідані запаси категорій А+В+С<sub>1</sub> становлять більше 1 млрд т, С<sub>2</sub> – 1 млрд т, а можливий видобуток – 50 млн т на рік, а також з родовищами на акваторії Каспію. На родовищах Каспію в Азербайджані видобувають 9–10 млн т нафти, а можливий видобуток оцінюється в 15–20 млн т.

Забезпеченість розвіданими запасами сучасного рівню видобутку нафти становить: у розвинених країнах – 8,5 років, в країнах, що розвиваються, – 62 роки, в країнах з перехідною економікою (без Росії) – 45 років.

Видобуток нафти, газоконденсату і розчиненого газу найбільшими нафтовидобувними компаніями світу в 2005 р. наведений в табл. 8.5.

**Таблиця 8.5**

### Видобуток нафти, газоконденсату і розчиненого газу найбільшими нафтовидобувними компаніями світу, 2005 р., млн т

Компанія	Видобуток	Компанія	Видобуток
Saudi Arabian Oil Co.	454	Iraq National Oil Co.	90
National Iranian Oil Co.	194	ЛУКОЙЛ	88
Petroleos Mexicanos	188	Chevron Corp. (США)	83
Petroleos de Venezuela	154	National Oil Corp. (Лівія)	82
BP PLC (Велика Британія)	128	Total (Франція)	81
Kuwait Petroleum Corp.	121	ТНК (Росія)	75
Nigerian Nation. Petrol. Corp.	120	Роснафта	75
PetroChina (Китай)	112	Sonatrach (Алжир)	67
Exxon Mobil Corp. (США)	107	Сургутнафгагаз	64
Abu Dhabi National Oil Corp.	102	Sonangol (Ангола)	61
Royal Dutch/Shell	100	ENI SpA (Італія)	55

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

---

---

Petroleo Brasileiro	92		
---------------------	----	--	--

Росія видобуває 13 % світового видобутку нафти, а споживає лише 4 %. В Росії видобуток нафти збільшився з 300 млн т у 1999 р. до 480 млн т у 2006 р. Нафту видобувають більше 100 компаній, запаси нафти найбільших із них, а саме компаній ЛУКОЙЛ, Сургутнафтогаз, ЮКОС, Татнафта, Тюменська нафтова компанія (ТНК), СІДАНКО, Сі-бнафта, Роснафта становлять 13 млрд т, а обсяг їх виробництва – 80 % (табл. 8.6).

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

**Таблиця 8.6**

**Видобуток нафти на найкрупніших родовищах Росії, млн т**

Родовище	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Самотлорське	21,5	22,4	25,3	30,0	31,0
Приобське	6,4	11,9	18,2	21,9	23,3
Ромашкинське	14,6	14,5	14,6	14,8	15,0
Тевлінсько-Руськинське	10,4	10,4	11,1	12,1	12,4
Федорівське	9,0	10,0	10,4	10,7	12,2
Сугмуцьке	4,1	4,8	8,5	8,5	9,5
Ват'еганське	8,0	7,9	8,0	8,1	8,2
Лянторське	8,1	8,1	8,3	8,4	8,0
Мамонтовське	7,8	8,0	9,0	8,3	7,7
Червоноленінське	3,0	3,0	3,9	3,9	6,2
Повховське	5,2	5,2	5,4	5,6	5,8

У Росії за період 1991–1998 рр. розвідані запаси скоротилися на 13 %, а видобуток – більш ніж на третину. Однак, на початку XXI ст. Росія суттєво збільшила видобуток нафти і газоконденсату (див. табл. 8.4), що дозволило їй у 2006 р. випередити Саудівську Аравію і вийти на перше місце у світі з видобутку нафти. Видобуток нафти в Росії за весь час становить 15,3 млрд т (13,5 % світового). Перше місце за розвіданими запасами і обсягом видобутку нафти (приблизно 70 %) належить Західному Сибіру, друге – Урало-Поволзькому регіону (17,2 і 26,6 %). В інших регіонах частка запасів і видобутку нафти становить: на півночі Європейської частини Росії – відповідно 8 і 3,7 %, у Східному Сибіру – 2,0 і 0,01 %, на Далекому Сході – 2,2 і 0,62 %, на Північному Кавказі – 0,01 і 0,01 %.

Розвідані запаси нафти характеризуються високим ступенем промислового освоєння – у розробці перебувають більше 1250 родовищ, що вміщують не менше 77 % від сумарних запасів категорій А+В+С<sub>1</sub>. При цьому вилучено більше ніж 50 % початкових сумарних запасів розроблювальних родовищ і від 65 % до 90 % – найбільших і унікальних (Самотлорське, Приобське, Ромашкинське, Тевлінсько-Руськинське, Федорівське тощо). Виснаження запасів нафти супроводжується ростом обводненості, що становить 80 %.

На російському нафтовому ринку діють іноземні нафтові корпорації Agip, British Petroleum, British Gas, ChevronTexaco, Conoco, ExxonMobil, Neste Oil, Nirsk Hidro, McDermott, Mitsubishi, Mitsui, RD Shell, Statoil, TotalFinaElf, однак їх сумарний обсяг виробництва не перевищує 6–7 %, а інвестиції в паливно-енергетичний сектор російської економіки становлять приблизно 10 %.

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

---

Сира нафта і нафтопродукти становлять приблизно 40 % сумарного експорту Росії і є істотним джерелом доходів бюджету. Росія – найбільший експортер нафти після Саудівської Аравії. Серед 10 найбільших експортерів світу Росія, Норвегія і Мексика – країни, що не входять в ОПЕК. У 2000 р. Росія експортувала 145 млн т сирової нафти і 50 млн т нафтопродуктів. За прогнозами в 2010 р. експорт сирової нафти збільшиться майже до 300 млн т. Основні країни-імпортери сирової нафти з Росії – Велика Британія, Франція, Італія, Німеччина, Іспанія.

Ріст експорту сирової нафти стримується транспортними проблемами і низькою якістю нафтопродуктів. У 2002 р. 55 % російської нафти експортували морським шляхом, 40 – трубопроводом «Дружба» (пропускна спроможність якого 60 млн т), 5 % – залізничним транспортом. Нині Росія розвиває трубопровідну мережу на Сході. Компанія ЮКОС буде трубопровід пропускною спроможністю 25–30 млн т від Ангарська до Дацина в Маньчжурії. Компанія ExxonMobil – оператор проекту "Сахалін-1" – пропонує будівництво 250 кілометрового підводного трубопроводу через Татарську протоку до порту Де-Кастрі в Хабаровському краї з пропускною спроможністю 12–15 млн т. Консорціум "Сахалін-2", очолюваний RD Shell, планує експорт нафти в Японію, Південну Корею і Тайвань, для чого пропонує побудувати 800 кілометровий трубопровід через Сахалін до порту Приміське.

Найбільшими експортними нафтовими терміналами Росії є: Новоросійськ на Чорному морі; Приморськ, Калінінград, Санкт-Петербург – на Балтійському; Варандей, Архангельськ, Мурманськ – на Північному. Крім того для транспортування російської нафти використовують латвійський порт Вентспіс і Талліннський порт на Балтійському морі.

В **Україні** частка нафти в загальному балансі енергетичної сировини наближається до 20 % [5]. Ресурси нафти і газоконденсату сягають 1,1 млрд т, вони зосереджені переважно у Дніпровсько-Донецькій западині, Прикарпатській нафтогазоносній області, акваторіях Чорного й Азовського морів. Щорічний видобуток нафти становить приблизно 4 млн т, найбільший видобуток досягнуто у 1972 р. – 14,4 млн т. За більш ніж 100-річну історію експлуатації з надр України вилучено понад 315 млн т нафти [11]. За прогнозами перспективні потреби України становлять 50–60 млн т нафти на рік, що на порядок перевищує показники власного видобутку та зумовлює нагальну потребу пошуків і розвідки нових ресурсів нафти. Особливі перспективи пов'язуються з акваторіями Чорного й Азовського морів, де за прогнозами сконцентровано не менше 20 % ресурсів нафти. Додатковим джерелом видобутку нафти можуть бути поклади, що очікуються на значних (4500–7000 м) глибинах у відомих промислових районах Дніпровсько-

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

---

Донецької западини. За оцінкою фахівців такі ресурси становлять від 30 до 50 % наявних запасів [5].

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

### Ринок нафти

Наприкінці ХХ ст. світова нафтова промисловість потерпала від кризи, зумовленої погіршенням кон'юнктури, зниженням попиту та падінням цін на нафту до 9–10 дол./барель, що призвело до скорочення світового видобутку, згортання геологорозвідувальних робіт, скорочення запасів нафти. Однак у 1999 р. у зв'язку зі скороченням складських запасів виник дефіцит нафти, попит перевищив пропозицію. Ціни на нафту швидко зростали і під кінець року становили 24–25 дол./барель. До середини 2004 р. світові ціни на нафту трималися на рівні 20–30 дол./барель, а споживання сирової нафти поступово збільшувалося на 2–3 % на рік (табл. 8.7). Найбільшими споживачами нафти в світі є США, Китай, Японія і Росія.

Таблиця 8.7

#### Споживання нафти, млн т

Країна	2001	2002	2003	2004	2005	2006
США	896	897	912	949	951	939
Китай	228	247	271	319	328	350
Японія	247	243	249	241	244	235
Росія	122	124	123	124	123	129
Німеччина	132	127	125	124	122	124
Індія	107	111	113	120	120	120
Південна Корея	103	105	106	105	105	105
Канада	88	92	96	101	100	99
Франція	96	93	93	94	93	93
Саудівська Аравія	72	73	78	84	87	93
Італія	92	94	94	90	87	86
Бразилія	82	80	80	85	85	85
Велика Британія	78	78	79	82	83	82
Іран	64	68	72	75	77	79
Іспанія	73	74	76	78	79	78
Мексика	85	82	84	85	88	64
Тайвань	47	47	51	51	52	53
Нідерланди	44	44	44	46	50	50
Індонезія	52	53	54	55	55	49
Сінгапур	36	36	34	38	41	44
Таїланд	39	40	43	48	47	44
Бельгія і Люксембург	32	34	36	38	40	41
Австралія	38	38	38	39	39	40
Інші країни*	522	719	892	760	778	791
<b>ВСЬОГО</b>	<b>3375</b>	<b>3599</b>	<b>3683</b>	<b>3831</b>	<b>3874</b>	<b>3873</b>

\* Від 20 до 30 млн т – Аргентина, Венесуела, Греція, Єгипет, Ірак, Малайзія, Південна Африка, Польща, Туреччина; від 10 до 20 млн т – Австрія, Алжир, В'єтнам, Гонконг, Данія, Ізраїль, Казахстан, Колумбія, Кувейт, Лівія, Нігерія, Норвегія, ОАЕ, Пакистан, Португалія, Пуерто-Рико, Румунія, Сирія, Україна, Філіппіни, Фінляндія, Чехія, Чилі, Швейцарія, Швеція



## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Зрозуміло, що країни, які видобувають найбільше нафти, більше її експортують. Тому основними експортерами нафти є Саудівська Аравія, Росія, ОАЕ, Іран, Норвегія, Нігерія та інші країни (табл. 8.8). Треба зазначити стрімке зростання експорту Росії на початку XXI століття, яке збігається зі збільшенням видобутку нафти.

**Таблиця 8.8**

### Найбільші експортери нафти, млн т

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
Саудівська Аравія	302	264	326	341	360	351
Росія	162	168	192	223	238	211
ОАЕ	89	81	102	109	110	121
Іран	109	105	120	134	120	119
Норвегія	142	136	127	124	107	116
Нігерія	104	90	108	117	116	112
Мексика	88	86	92	94	91	90
Канада	71	71	77	81	82	89
Венесуела	108	100	77	78	89	87
Кувейт	61	57	62	71	83	86
Ірак	86	75	19	72	74	73
Лівія	49	49	56	64	65	71
Казахстан	32	39	43	52	50	57
Велика Британія	87	87	76	65	54	55
Ангола	35	35	41	43	47	51
Алжир	22	28	37	44	48	47
Оман	45	45	45	38	39	39
Катар	30	29	27	27	34	31
Інші країни*	274	286	292	294	293	309
<b>ВСЬОГО</b>	<b>1896</b>	<b>1831</b>	<b>1914</b>	<b>2071</b>	<b>2100</b>	<b>2115</b>

\* Від 10 до 20 млн т – Австралія, Азербайджан, Аргентина, Бразилія, В'єтнам, Габон, Данія, Еквадор, Екваторіальна Гвінея, Ємен, Індонезія, Колумбія, Конго, Китай, Малайзія, Сирія, Судан

Найбільшими імпортерами нафти є країни з розвинутою промисловістю: США, Японія, Китай, Німеччина, Південна Корея, Франція, Індія, Італія та інші (табл. 8.9). Для більшості з них характерне поступове повільне зростання показників імпорту нафти, пропорційно збільшенню її споживання. Однак на цьому фоні вирізняється Японія, яка, починаючи з 1995 р., поступово скоротила рівень споживання й імпорту нафти, очевидно, внаслідок введення нових прогресивних ресурсозберігальних технологій виробництва. Значно збільшили ім-

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

порт нафти Китай та Індія, промисловість яких набула стрімкого розвитку на рубежі XX і XXI ст.

Таблиця 8.9

### Найбільші імпортери нафти, млн т

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
США	466	457	483	504	506	506
Японія	209	198	208	212	210	209
Китай	60	100	91	123	127	146
Німеччина	134	125	127	123	124	121
Південна Корея	116	109	113	110	108	109
Франція	94	93	93	95	95	92
Індія	79	82	90	97	99	89
Італія	86	84	84	84	81	81
Іспанія	73	74	75	77	80	79
Велика Британія	54	57	54	63	59	59
Тайвань	38	38	38	50	51	53
Сінгапур	41	37	41	37	40	53
Нідерланди	60	55	49	46	51	50
Канада	46	45	46	48	47	42
Таїланд	36	36	39	44	41	41
Бельгія і Люксембург	32	32	34	33	33	33
Туреччина	23	30	30	32	29	29
Австралія	22	19	19	20	28	29
ПАР	19	19	23	24	24	24
Польща	18	19	21	21	22	24
Інші країни*	433	421	411	428	437	451
<b>ВСЬОГО</b>	<b>2139</b>	<b>2130</b>	<b>2169</b>	<b>2271</b>	<b>2292</b>	<b>2320</b>

\* від 10 до 20 млн т – Австрія, Бахрейн, Білорусь, Бразилія, Гонконг, Греція, Ізраїль, Індонезія, Малайзія, Португалія, Україна, Філіппіни, Фінляндія, Чилі, Швейцарія, Швеція

Починаючи з середини 2004 р. почалося стрімке зростання цін на нафту, які у 2007 р. досягли 80–90 дол./барель, а на початку 2008 р. перевищили 100 дол./барель. Такі фактори, як високі ціни на нафту, скорочення запасів нафти та нафтопродуктів, наявність вільних потужностей зумовили дестабілізацію нафтового ринку. Однак, наприкінці 2008 р. у зв'язку зі світовою економічною кризою відбулось різке падіння цін до рівня 40–50 дол./барель, які лише у другому кварталі 2009 р. почали повільно підійматися до 45–55 дол./барель.

Таким чином, починаючи з 2004 р. ринок увійшов у період, який характеризується нестабільністю, непевністю, різким коливанням вартості нафти, що підсилюється низьким рівнем запасів нафти, обмеженою кількістю вільних потужностей і скороченням морських транс-

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

портних перевезень. Ці обставини обмежують гнучкість системи та її здатність швидко реагувати на зміни умов.

Треба відмітити, що величезний вплив на світовий ринок нафти має організація країн-експортерів нафти (ОПЕК), що виникла в 1960 р., до складу якої входять Алжир, Венесуела, Габон, Індонезія, Ірак, Іран, Катар, Кувейт, Лівія, Мексика, Нігерія, ОАЕ, Саудівська Аравія. Спочатку економічна вага і політичний вплив ОПЕК були незначними, однак на початку 70-х рр., у період нафтової кризи, вона почала активно формувати цінову політику й обсяги видобутку нафти. Країни ОПЕК належать до різних угруповань. До радикального – Іран, Лівія, Венесуела, які виступають за встановлення цін на можливо більш високому рівні. Інші країни можна віднести до помірних, вони виступають за помірну цінову політику. Періоди, протягом яких учасники ОПЕК проводили єдину ринкову політику, чергуються з розбіжністю позицій країн ОПЕК, коли деякі з них нарощують рівень видобутку й експорту для вирішення поточних фінансових проблем, порушуючи узгоджену політику квот і цін, не зважаючи на небезпеку дестабілізації ринку. Тобто проблемою цієї організації є неузгодженість дій. У зв'язку з цим вплив ОПЕК на ринок то слабшає, то зростає, що зумовлює значні коливання цін. Ключовим фактором, що визначає ситуацію не лише в ОПЕК, а й на світовому ринку нафти в цілому, є політика Саудівської Аравії – найбільшого у світі продуцента й експортера нафти.

### **Газ**

Роль газу як високоефективного і відносно екологічно чистого енергоносія продовжує зростати. В 1999 р. у світовому паливно-енергетичному балансі частка природного газу становила 24 % (у 1988 р. – 22 %), у балансі СНД – 53 %, Європи – 22 %, Північної Америки – 26 %, регіону Близького і Середнього Сходу – 42 %, Африки – 17 %, Азіатсько-Тихоокеанського регіону (АТР) – 10 %.

Світові розвідані запаси газу перевищують 170 трлн м<sup>3</sup> (табл. 8.10).

**Таблиця 8.10**

**Світові розвідані запаси газу, 2006 р., млрд м<sup>3</sup>**

Країна	Запаси	Країна	Запаси	Країна	Запаси
Росія	47 544	Індія	771	Бахрейн	92
Іран	27 310	Оман	766	Конго	91
Катар	25 640	Велика Британія	481	Судан	85
Саудівська Аравія	6891	Аргентина	605	Данія	72

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

ОАЕ	6067	Болівія	680	Намібія	62
США	6037	Таїланд	648	Нова Зеландія	56
Нігерія	5226	Тринідад і Тоба-го	531	Руанда	56
Алжир	4547	Ємен	481	Філіппіни	53
Венесуела	4270	Мексика	452	Афганістан	50
Австралія	3382	ПНГ	388	Сербія	48
Туркменістан	2900	М'янма	358	Ангола	46
Індонезія	2767	Бруней	340	Японія	40
Ірак	2377	Бразилія	336	Ізраїль	39
Норвегія	2358	Перу	247	Угорщина	34
Єгипет	1892	Сирія	241	Габон	34
Казахстан	1840	В'єтнам	192	Хорватія	30
Малайзія	1641	Колумбія	190	Кот-д'Івуар	28
Узбекистан	1620	Німеччина	187	Чилі	26
Кувейт	1613	Італія	170	Ефіопія	25
Канада	1520	Польща	145	Гана	24
Китай	1509	Бангладеш	141	Танзанія	23
Лівія	1457	Румунія	127	Австрія	15
Нідерланди	1429	Мозамбік	127	Словаччина	15
Україна	1105	Камерун	110	Франція	10
Пакистан	852	Туніс	110	Інші країни*	230
Азербайджан	849	Екваторіальна Гвінея	96	<b>Всього</b>	<b>174</b>
					<b>720</b>

\* від 1 до 10 млрд м<sup>3</sup> – Бенін, Білорусь, Болгарія, Гватемала, Греція, Грузія, Еквадор, Йорданія, Ірландія, Іспанія, Киргизстан, Куба, Марокко, Сомалі, Таджикистан, Тайвань, Туреччина, Чехія

Світовий видобуток газу сягає 3,6 трлн м<sup>3</sup> (табл. 8.11).

**Таблиця 8.11**

**Видобуток природного газу, млрд м<sup>3</sup>**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
Росія	597	614	641	654	665	679
США	693	678	683	678	664	667
Канада	221	220	215	218	220	221
Алжир	160	161	165	173	179	175
Іран	114	121	129	149	158	170
Норвегія	94	106	118	128	139	144
Індонезія	83	87	89	91	88	88
Велика Британія	115	113	112	105	96	87
Саудівська Аравія	57	60	68	76	83	86
Нідерланди	78	76	73	86	79	78
Малайзія	52	53	63	68	70	70

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
ОАЕ	59	64	65	68	69	70
Туркменістан	51	53	59	59	63	68
Катар	38	38	40	53	60	64
Узбекистан	57	58	57	60	60	63
Китай	34	36	38	45	53	62
Венесуела	62	59	52	57	60	60
Нігерія	38	38	44	51	53	59
Аргентина	46	46	50	52	53	54
Мексика	41	38	43	43	46	51
Єгипет	31	33	34	37	47	50
Австралія	34	35	36	35	37	39
Тринідад і Тобаго	17	19	27	30	33	38
Оман	21	22	25	27	31	37
Пакистан	25	26	29	31	33	35
Індія	26	27	32	33	35	33
Казахстан	13	15	17	21	26	28
Таїланд	20	21	24	24	26	27
Лівія	10	10	13	17	22	26
Німеччина	22	24	24	23	22	22
Україна	18	18	18	20	21	20
Інші країни*	229	234	236	254	267	269
<b>Всього</b>	<b>3156</b>	<b>3203</b>	<b>3319</b>	<b>3466</b>	<b>3558</b>	<b>3640</b>

\* – від 10 до 20 млрд м<sup>3</sup> – Бангладеш, Бахрейн, Болівія, Бразилія, Бруней, Данія, Ємен, Італія, Колумбія, Кувейт, М'янма, Румунія

Частка розвинених країн у світових запасах і видобутку становила 8,4 % і 45,3 % (США – 3,3 % і 24,2 %), країн, що розвиваються, – 50 % і 22 % відповідно. Розвідані світові запаси газу забезпечують сучасний рівень видобутку на 60 років. За оцінками експертів ООН з урахуванням темпів росту споживання газу його запасів і ресурсів вистачить більше ніж на 100 років. З усіх видів енергоносіїв найвищими темпами, як і в 90-ті роки, зростатиме споживання газу.

Запаси газу провідних нафтогазових компаній світу наведені в табл. 8.12.

**Таблиця 8.12**

**Запаси газу провідних нафтогазових компаній світу, 2005 р., млрд м<sup>3</sup>**

Компанія	Запаси	Компанія	Запаси
Газпром	29 131	National Oil Corp. (Лівія)	1472
National Iranian Oil Co.	26 602	PetroChina (Китай)	1362
Qatar General Petroleum Corp.	25 753	BP PLC (Велика Британія)	1188

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Saudi Arabian Oil Co.	6778	Royal Dutch/Shell (Нідерланди)	1121
Abu Dhabi National Oil Co.	5618	Exxon Mobil Corp. (США)	943
Nigerian Nation. Petrol. Corp.	4981	Petroleum Development Oman	829
Sonatrach (Алжир)	4542	ЛУКОЙЛ	716
Petroleos de Venezuela	4245	Total (Франція)	700
Iraq National Oil Co.	3113	Conoco Phillips (США)	539
Petronas (Малайзія)	2892	ENI (Іспанія)	498
Egyptian General Petroleum Corp.	1656		

Видобуток газу провідними нафтогазовими компаніями світу ілюструється табл. 8.13.

**Таблиця 8.13**  
**Видобуток газу провідними нафтогазовими компаніями світу, 2005 р., млрд м<sup>3</sup>**

Компанія	Видобуток	Компанія	Видобуток
Газпром	548	ENI (Іспанія)	37
National Iranian Oil Co.	91	Repsol YPF SA (Іспанія)	35
Sonatrach (Алжир)	90	Qatar General Petroleum Corp.	35
BP PLC (Велика Британія)	87	EnCana Corp. (Канада)	33
Royal Dutch/Shell (Нідерланди)	86	PetroChina (Китай)	32
Saudi Arabian Oil Co.	81	Abu Dhabi National Oil Co.	29
Exxon Mobil Corp. (США)	80	Statoil ASA (Норвегія)	27
Petronas (Малайзія)	53	Nigerian Nation. Petrol. Corp.	23
Petroleos Mexicanos	50	Devon Energy Corp. (США)	23
Total (Франція)	49	BG Group PLC (Велика Британія)	23
Chevron (США)	44	Petroleo Brasileiro SA	22
Conoco Phillips (США)	38		

В останні десятиріччя постійно зростає видобуток газу на акваторії Світового океану (табл. 8.14). Перші морські свердловини пробурено в 1924 р. у Каспійському морі та в 1933 р. у Мексиканській затоці. Нині нафту і газ на акваторіях морів видобувають понад 30 країн, а понад 100 країн проводять пошуково-розвідувальні роботи [4, 5].

**Таблиця 8.14**  
**Морський видобуток природного газу, млрд м<sup>3</sup>**

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Країна	1995 р.	1996 р.	1997 р.	1998 р.	1999 р.
США	153,7	165,4	167,2	162,9	161,3
Велика Британія	75,5	89,9	91,6	95,6	105
Норвегія	27,8	37,4	42,6	43,6	48,3
Малайзія	36,5	37,3	39,7	41,5	43,8
Нідерланди	22	23	26	27,1	29,2
ОАЕ	20	23	24	25	25
Австралія	22,4	22,5	22,3	22,7	23
Індонезія	20	22,5	22,5	22	22
Катар	14	16	18	19,5	21
Нігерія	20	20	20	20	20
Таїланд	9	11	13	15	16,5
Тринідад і Тобаго	9,8	11,1	9,1	12	15,2
Єгипет	12	13,5	13,5	13,5	14,5
Індія	10	10	11	12	12
Інші країни*	52	59,4	63	64,9	64,9
<b>Всього</b>	<b>482,7</b>	<b>542</b>	<b>583,5</b>	<b>597,3</b>	<b>621,7</b>

\* – від 1 до 10 млрд м<sup>3</sup> – Азербайджан, Ангола, Бразилія, Бруней, В'єтнам, Габон, Данія, Ірландія, Італія, Камерун, Китай, Колумбія, Нова Зеландія, Південна Африка

Сучасна ситуація на міжнародному ринку природного газу характеризується високим попитом і достатньою пропозицією.

Споживання газу в світі за 2001–2006 р. зросло на 15 % (табл. 8.15), а попит на зріджений природний газ у ті ж роки зростав у середньому на 4 %, а в азіатських країнах – на 6 % на рік. Відповідно збільшився і обсяг експорту та імпорту газу (табл. 8.16, 8.17). Основний обсяг газу реалізується на європейському ринку (58 %), у Північній Америці (21) і в АТР (близько 19 %).

**Таблиця 8.15**

**Споживання природного газу, млрд м<sup>3</sup>**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
США	629	651	630	634	629	617
Росія	403	420	435	441	442	458
Іран	70	79	82	87	102	105
Канада	88	90	97	95	98	100
Німеччина	92	91	101	101	102	100
Велика Британія	94	96	95	98	95	91
Японія	77	74	78	83	85	86
Італія	70	69	77	80	86	84
Україна	75	74	74	76	77	76
Саудівська Аравія	54	57	60	66	71	74

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
Китай	27	30	33	39	47	56
Мексика	39	43	46	48	47	51
Нідерланди	50	48	50	51	49	48
Узбекистан	45	52	47	45	45	44
Франція	44	41	45	46	47	44
ОАЕ	32	36	38	40	41	42
Аргентина	31	30	35	38	40	42
Індонезія	33	34	35	37	38	40
Індія	24	29	27	33	36	38
Малайзія	26	28	32	34	33	33
Іспанія	18	21	23	27	32	33
Таїланд	24	26	29	30	33	33
Південна Корея	21	23	24	28	30	31
Пакистан	22	23	25	27	29	31
Туреччина	16	18	21	22	27	31
Єгипет	25	25	30	31	34	29
Венесуела	32	28	24	27	29	28
Австралія	22	22	22	23	22	25
Алжир	21	20	21	19	23	24
Інші країни*	311	322	346	368	390	412
<b>Всього</b>	<b>2515</b>	<b>2600</b>	<b>2682</b>	<b>2774</b>	<b>2859</b>	<b>2906</b>

\* – від 10 до 20 млрд м<sup>3</sup> – Азербайджан, Бангладеш, Бахрейн, Бельгія, Білорусь, Бразилія, Казахстан, Катар, Кувейт, Нігерія, Оман, Польща, Румунія, Тайвань, Тринідад і Тобаго, Туркменістан, Угорщина, Чехія

**Таблиця 8.16**

**Експорт природного газу, млрд м<sup>3</sup>**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
Росія	180	181	188	199	207	202
Канада	108	107	101	105	106	103
Норвегія	50	62	70	76	82	86
Алжир	58	59	60	61	65	61
Нідерланди	49	53	48	54	52	55
Туркменістан	37	39	43	42	45	49
Індонезія	33	36	39	40	36	34
Катар	17	18	19	24	27	31
Малайзія	21	20	25	29	30	30



**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
США	11	15	19	24	21	21
Інші країни*	95	114	137	149	171	211
<b>Всього</b>	<b>659</b>	<b>704</b>	<b>749</b>	<b>803</b>	<b>842</b>	<b>883</b>

\* – від 10 до 20 млрд м<sup>3</sup> – Австралія, Болівія, Бруней, Велика Британія, Єгипет, Казахстан, Нігерія, Німеччина, Оман, Тринідад і Тобаго, Узбекистан

**Таблиця 8.17**

**Імпорт природного газу, млрд м<sup>3</sup>**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.
США	113	114	112	121	123	119
Німеччина	79	82	85	91	92	96
Японія	74	73	80	77	76	82
Італія	55	59	62	68	73	77
Україна	60	62	65	70	59	59
Франція	39	46	42	46	46	46
Іспанія	17	21	23	27	34	34
Південна Корея	22	24	26	30	30	34
Туреччина	16	17	21	22	27	30
Нідерланди	21	24	25	19	23	25
Інші країни*	163	180	197	230	242	266
<b>Всього</b>	<b>659</b>	<b>702</b>	<b>738</b>	<b>801</b>	<b>825</b>	<b>868</b>

\* – від 10 до 20 млрд м<sup>3</sup> – Австрія, Білорусь, Бельгія, Велика Британія, Казахстан, Канада, Польща, Росія, Тайвань, Угорщина, Чехія

Найбільшим експортером природного газу є Росія, яка одночасно займає друге місце у світі (після США) по споживанню газу. Великими споживачами є країни Західної і Східної Європи (520–530 млрд м<sup>3</sup> на рік за власним видобутком близько 300 млрд м<sup>3</sup>). Різниця між видобутком і споживанням заповнюється постачаннями природного газу з Росії (180–190 млрд м<sup>3</sup>) і Алжиру (40 млрд м<sup>3</sup>). З країн цього регіону основними експортерами (до 50 млрд м<sup>3</sup>) є Норвегія та Нідерланди. Значними експортерами газу є також Канада та Індонезія. Величезним ринком для постачань газу є країни АТР, у тому числі Китай та Індія, які практично не мають власних ресурсів.

Західна Європа є найбільшим імпортером газу. Останніми роками тут збалансовано зростає споживання, видобуток та імпорт газу. Очікується, що до 2010 р. споживання газу в Європі досягне 530–580 млрд м<sup>3</sup> (1998 р. – 442 млрд м<sup>3</sup>), у 2020 р. – 570–640 млрд м<sup>3</sup>. Для задоволення попиту на газ необхідні нові ресурси на додаток до газу, що надходить з Росії й Алжиру, у зв'язку з чим ведуться переговори з

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

країнами Близького Сходу, Іраном, Нігерією, Туркменістаном і Азербайджаном. Потенційні можливості цих країн оцінюються в 35–50 млрд м<sup>3</sup> у рік.

Північноамериканський газовий ринок насичується в основному за рахунок газу з Канади. Однак приріст видобутку газу в Канаді та США не компенсує зростання його споживання – до 850 млрд м<sup>3</sup> (38 %) у США і до 95 млрд м<sup>3</sup> (29 %) – у Канаді. Зростаючий дефіцит постачань газу з Канади забезпечується за рахунок зростання його імпорту.

Азіатський газовий ринок розвивається найбільше стрімко, на Японію, Китай і Південну Корею припадає до 35 % росту споживання енергоносіїв у світі. Передбачається, що до 2010 р. ці три країни будуть забезпечувати не менше 60 % світового зростання споживання газу, а у цілому в АТР попит на газ перевищить 150 млрд м<sup>3</sup> на рік.

Останніми роками відбувається злиття газової й електроенергетичної галузей в єдиний комплекс, що особливо характерно для Північної Америки і Великої Британії.

**Росія** є світовим лідером як з розвіданих запасів газу (47,5 трлн м<sup>3</sup>, або 33,7 % від світових), так і з видобутку газу. За період 1991–1999 рр. темпи росту видобутку газу в світі були більшими порівняно з іншими видами енергоресурсів. У Росії за цей період розвідані запаси практично залишилися незмінними, а видобуток скоротився. Однак на початку ХХІ ст. Росія значно збільшила об'єми видобутку газу, які перевищили 670 млрд м<sup>3</sup>, і впевнено займає лідируюче положення у світі. Розподіл запасів, ресурсів і видобутку газу по регіонах Росії наведено в табл. 8.18.

**Таблиця 8.18**

### **Ресурси, запаси і видобуток газу найважливіших газодобувних регіонів Росії, 2006 р.**

Регіон	Перспективні ресурси, трлн м <sup>3</sup>	Балансові запаси, трлн м <sup>3</sup>	Видобуток, млрд м <sup>3</sup>
Ямало-Ненецький АО	15,1	41,5	562,5
Оренбурзька обл.	0,5	1,0	19,1
Ханти-Мансійський АО	-	0,9	15,2
Астраханська обл.	0,2	5,1	12,9
Шельф Карського моря	6,4	3,8	7,1
Томська область	-	0,3	4,4
Республіка Комі	0,1	0,2	2,8
Республіка Саха (Якутія)	0,1	2,5	1,6

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Інші регіони	7,6	12,6	41,4
<b>Всього</b>	<b>30</b>	<b>67,9</b>	<b>667,0</b>

Крім запасів вільного газу, зосереджених у 764 власне газових і нафтогазових родовищах (A+B+C<sub>1</sub> – 47,5 трлн м<sup>3</sup>, C<sub>2</sub> – 14,7 трлн м<sup>3</sup>), в Росії враховано запаси розчиненого газу в нафті більше ніж 1700 родовищ (A+B+C<sub>1</sub> – 1,4 трлн м<sup>3</sup>, C<sub>2</sub> – 0,7 трлн м<sup>3</sup>), а також конденсату, запаси якого у 320 газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах становлять близько 2 млрд т за категоріями A+B+C<sub>1</sub> і приблизно 1 млрд т – за категорією C<sub>2</sub>, однак втрати під час їх вилучення становлять приблизно 10 %. Так, у 1997 р. одночасно з нафтою вилучено 22 млрд м<sup>3</sup> розчиненого в ній газу, з яких видобуто лише 15,6 млрд м<sup>3</sup>. Останніми роками газоконденсату вилучається з надр разом із газом більше 7,2 млн т, а видобувається – 6,6 млн т. Розвідані в Росії запаси газу перевищують досягнутий рівень його видобутку в 80 разів. Основні запаси концентруються в Західному Сибіру (78 %), як правило, у великих і гігантських родовищах (табл. 8.19).

Як бачимо, шість газових родовищ-гігантів вміщують майже половину запасів газу Росії, а три з них забезпечують видобуток майже 75 % газу, що видобувається. Незважаючи на те, що за минулі роки з родовищ Уренгойського та Ямбурзького видобуто до 6 трлн м<sup>3</sup>, вони вміщують майже 25 % запасів і забезпечують 68 % видобутку газу в Росії.

**Таблиця 8.19**

**Гігантські родовища газу Росії, млрд м<sup>3</sup>**

Родовище	Запаси на 01.01.2007 за категоріями		Видобуток у 2006 р.
	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
Уренгойське (НГК)	5605	1485	131
Північно-Уренгойське (НГК)	521	107	10
Ямбурзьке (НГК)	3799	573	126
Заполярне (НГК)	3211	110	105
Бованенківське (НГК)	4375	549	0.01
Харасавейське (ГК)	1259	365	0,01
Ведмеже (НГК)	514	37	21
Південно-Тамбейське (ГК)	1004	224	0
Штокманівське (ГК)	3284	411	0
Астраханське (ГК)	2569	1062	13
Оренбурзьке (НГК)	802	62	18

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Юрхарівське (НГК)	360	360	10
Ковиктинське (ГК)	1406	572	0,04

В **Україні** ресурси газу оцінюються в 3,8 трлн м<sup>3</sup>, причому третина з них припадає на акваторію морів [5]. Щорічний видобуток газу становить понад 18 млрд м<sup>3</sup>, максимальний видобуток зафіксовано в 1975 р. – 68,7 млрд м<sup>3</sup>. Прогнозний рівень споживання газу в Україні становить 70–75 млрд м<sup>3</sup>, але з 1991 р. відбувається поступове зниження споживання природного газу. Значні перспективи має використання метану вугільних родовищ і газогідратів в акваторії морів, ресурси яких за оцінками можуть сягати 20–25 трлн м<sup>3</sup>.

**Вугілля**

Світові розвідані запаси кам'яного вугілля сягають майже 3000 млрд т (табл. 8.20).

**Таблиця 8.20**

**Світові розвідані запаси кам'яного вугілля, 2006 р., млрд т**

Країна	Запаси	Країна	Запаси	Країна	Запаси
Китай	857 906	Японія	4240	Мозамбик	670
США	568 254	Угорщина	3239	Іспанія	593
Австралія	271 200	Іран	3000	Дем.Респ.Конго	500
Велика Британія	230 400	Пакистан	3000	Афганістан	500
Індія	195 960	Нігерія	2750	Мадагаскар	500
Німеччина	125 587	Свазіленд	2510	Малайзія	490
Росія	124 750	Зімбабве	2439	Франція	441
Канада	115 400	Венесуела	2124	Туркменістан	416
Казахстан	113 000	Мексика	1845	Малаві	400
ПАР	83 920	Туреччина	1502	Аргентина	392
Україна	53 615	Монголія	1485	Киргизія	367
Польща	42 580	Перу	1416	Словаччина	366
Індонезія	38 900	Нідерланди	1406	Таджикистан	284
Чилі	30 932	Бангладеш	1335	Замбія	229
Бразилія	27 455	Румунія	1315	Тайвань	220
Колумбія	21 695	Танзанія	1180	Філіппіни	215
В'єтнам	20 000	Нова Зеландія	1121	Грузія	202
Ботсвана	13 366	Бельгія	1059	Півд. Корея	178
Півн. Корея	12 000	Узбекистан	1000	Італія	170
Чехія	6222	Нігер	753	Сербія	119
Інші країни*					208 101
<b>Всього</b>					<b>2 999 862</b>

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

\* від 10 до 100 млн т – Алжир, Болгарія, Гондурас, Гренландія, Еквадор, Єгипет, Ірландія, Конго, Марокко, М'янма, Норвегія, Оман, Словенія, Фіджі, Хорватія, Швеція

Світові розвідані запаси бурого вугілля, млн т становлять 1346 млрд т (табл. 8.21).

Найбільші запаси кам'яного вугілля зосереджені в Китаї, США, Австралії, Великій Британії, Індії; бурого – у США, Австралії, Росії, Китаї, Німеччині. В розвинених країнах зосереджено до 54 % світових запасів, у країнах, що розвиваються, – 9 %, у країнах з перехідною економікою – майже 37 %. Забезпеченість розвіданими запасами кам'яного вугілля – більш 180 років, а бурого – 380. Світові прогнозні ресурси вугілля оцінюються в 15 трлн т, у тому числі 5,3 трлн т у Росії, 3,6 трлн т у США і 1,46 трлн т у Китаї.

**Таблиця 8.21**

### Світові розвідані запаси бурого вугілля, 2006 р., млн т

Країна	Запаси	Країна	Запаси	Країна	Запаси
США	412 066	Угорщина	5637	Іспанія	730
Австралія	408 500	Чехія	5350	Македонія	649
Росія	147 007	Узбекистан	4799	Словенія	464
Китай	128 192	Боснія і Герцеговина	3625	Колумбія	381
Німеччина	54 489	Греція	3569	Філіппіни	370
Сербія	28 820	Румунія	3472	Мексика	352
Індонезія	23 340	Болгарія	3075	Малайзія	270
Канада	16 350	Україна	2893	Словаччина	200
Казахстан	14 541	Таїланд	2300	Перу	200
Польща	13 635	Індія	2035	Гренландія	183
Бразилія	11 964	Монголія	1291	Японія	170
Нова Зеландія	9966	Киргизія	1242	Нігерія	169
Туреччина	7492	Венесуела	1704	Франція	161
Аргентина	6980	Північна Корея	1200	Таджикистан	126
Пакистан	6297	Велика Британія	1000	Білорусь	107
Чилі	6170	В'єтнам	984	Інші країни*	550
<b>Всього</b>					<b>1 345 059</b>

\* від 10 до 100 млн т – Австрія, Албанія, Грузія, Еквадор, Ефіопія, Італія, Мадагаскар, Марокко, М'янма, Португалія, Хорватія

У виробництві електроенергії у світі частка вугілля становить приблизно 45 %, у тому числі в США – 60 %, Китаї та Індії – до 70, Австралії – до 75, Польщі – понад 80 %. Світовий видобуток і споживання вугілля (кам'яного і бурого разом) до кінця 1990-х років перевищили 4500 млрд т. Основними продуцентами є вісім країн, на частку яких

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

припадає більш 80 % світового видобутку вугілля: Китай (приблизно 30 % від загальносвітового видобутку), США (майже 20 %), Індія (6,5 %), Австралія (6,2 %), Південна Африка (5 %), Росія (4,8 %), Індонезія (4,5 %), Польща (4,2 %). На інші країни припадає 18 % світового видобутку вугілля (табл. 8.22, 8.23).

Таблиця 8.22

### Видобуток кам'яного вугілля, млн т

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Китай	1090	1393	1608	1956	2134
США	941	917	897	932	952
Індія	328	341	361	373	407
Австралія	266	273	282	285	307
ПАР	224	223	238	238	244
Росія	177	164	176	189	192
Індонезія	92	103	115	129	147
Польща	104	104	103	100	98
Казахстан	76	71	81	83	82
Україна	82	82	80	62	78
Колумбія	43	40	50	57	59
Канада	59	67	52	56	56
В'єтнам	13	15	20	27	33
Німеччина	28	27	26	29	25
Велика Британія	32	30	28	25	21
Північна Корея	23	17	17	16	17
Чехія	15	14	13	13	13
Мексика	12	11	11	11	12
Інші країни*	230	64	63	64	82
<b>Всього</b>	<b>3675</b>	<b>3956</b>	<b>4221</b>	<b>4644</b>	<b>4929</b>

\* від 1 до 10 млн т – Боснія і Герцеговина, Ботсвана, Бразилія, Венесуела, Зімбабве, Іран, Іспанія, Монголія, Нова Зеландія, Норвегія, Пакистан, Південна Корея, Румунія, Туреччина, Філіппіни, Франція, Японія

Таблиця 8.23

### Видобуток бурого вугілля, млн т

	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Німеччина	175	182	179	182	178
США	76	75	73	76	76
Росія	86	71	76	70	72
Греція	67	70	68	72	72
Австралія	65	67	67	70	67
Польща	60	58	61	61	62
Туреччина	58	50	44	44	61
Китай	44	53	52	50	56

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Чехія	52	49	50	49	49
Сербія	32	36	35	41	40
Румунія	36	27	32	32	31
Індія	24	26	28	29	30
Болгарія	27	26	28	26	26
Таїланд	20	20	19	17	21
Іспанія	9	9	8	12	13
Канада	11	11	11	12	11
Інші країни*	51	53	53	49	7
<b>Всього</b>	<b>893</b>	<b>883</b>	<b>884</b>	<b>892</b>	<b>872</b>

\* від 1 до 10 млн т – Австрія, Боснія і Герцеговина, Казахстан, Македонія, Монголія, Північна Корея, Словаччина, Словенія, Угорщина, Узбекистан

Розвідані запаси кам'яного і бурого вугілля в **Росії** становлять 270 млрд т (5,5 % світових). За розвіданими запасами вона займає четверте місце після Китаю (986 млрд т або 25 %), США (980 млрд т, або 25 %) і Австралії (680 млрд т, або 17 %). В Росії вугілля є важливою сировиною для енергетики, 1/3 викопного вугілля – кам'яне, а 2/3 – буре. В Росії розвідано 1540 вугільних родовищ і ділянок, з них 51,5 % – це буре і 48,5 % – кам'яне вугілля; запаси коксівного вугілля становлять 40 млрд т (20 % від розвіданих). Найбільшими кам'яновугільними басейнами є Кузнецький, Тунгуський, Таймирський, Ленський, Іркутський, Південно-Якутський, Мінусинський, Буреїнський, Печорський, Карагандинський, Челябінський, Кизилівський, Сучанський, частково Донецький; буровугільними – Ленський, Кансько-Ачинський, Тунгуський, Кузнецький, Таймирський, Підмосковний.

В **Україні**, крім Донбасу, є Львівсько-Волинський кам'яновугільний і Дніпровський буровугільний басейни, у **Казахстані** – велике Екібастузьке кам'яновугільне родовище і Тургайський буровугільний басейн, в **Узбекистані** – Ангренське родовище бурого вугілля.

Видобуток вугілля в **Західній Європі** зосереджений на Британських островах (південний Уельс, захід і північ Англії, південь Шотландії); у Німеччині (Рурський басейн, Тюрінгія, Саксонія, Баварія); в Польщі (Верхньосилезький вугільний басейн).

В **Азії** найбільші ресурси вугілля зосереджені в Китаї (986 млрд т), у провінціях Шеньсі, Внутрішньої Монголії, Аньхой, Гуйчжоу, Шиньсі, Нінсянському автономному районі (наприклад, розріз Аньтайбао в провінції Шеньсі, де щорічно видобувають до 15 млн т вугілля). Важливими вуглевидобувними країнами є Індія (437 млн т на рік), Індонезія (147), Туреччина (61), Таїланд (21), Північна Корея (17 млн т).

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

**Австралія** – один з найбільших у світі виробників вугілля, видобуток якого тут перевищує 370 млн т на рік. Видобувають вугілля у Квінсленді (вугленосний басейн Боуен), Новому Південному Уельсі (родовища Хантер, Західне і Південне Прибережне), Західній Австралії (родовище Банбері), Тасманії (родовище Фінгал), Південній Австралії (родовище Лі-Крик), Вікторії (басейн Латроб-Веллі).

В **Африці** значну кількість кам'яного вугілля (244 млн т на рік) добуває лише Південна Африка і незначну – Зімбабве (5 млн т на рік).

Провідний виробник вугілля в **Південній Америці** – Колумбія (запаси понад 20 млрд т), де вугілля видобувають відкритим способом на гігантському вугільному розрізі Ель-Серрехон. Значні запаси вугілля зосереджені в Бразилії (приблизно 40 млрд т), Чилі (37), Аргентині (7), Венесуелі (майже 4 млрд т).

У **Північній Америці** значні запаси вугілля зосереджені в надрах США (майже 1000 млрд т), Канади (130 млрд т) і Мексики (2 млрд т), які його видобувають (США – понад 1000 млн т, Канада – 56, Мексика – 12 млн т).

Наприкінці 90-х років ХХ ст. рівень світового видобутку вугілля скоротився на 8–10 %, дещо зменшилося споживання вугілля та обсяг експортно-імпортних операцій, знизилася ціни. Однак вже на початку ХХІ ст. попит на вугілля і його видобуток збільшилися (табл. 8.24). Ріст світового споживання вугілля як одного з основних енергоносіїв неминучий як у зв'язку із загальним розвитком світової економіки, так і зі збільшенням народонаселення.

Таблиця 8.24

### Споживання вугілля, млн т

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Китай	765	975	1176	1438	1590
США	817	814	791	832	845
Індія	255	257	272	299	313
Японія	151	155	165	178	178
Росія	161	145	164	157	164
ПАР	118	120	131	139	135
Німеччина	120	124	128	126	121
Польща	85	83	86	84	83
Південна Корея	67	72	75	78	81
Австралія	70	73	74	77	77
Велика Британія	59	54	57	56	57
Тайвань	45	48	51	54	56
Україна	57	56	57	56	55
Канада	42	45	46	45	48
Казахстан	36	32	40	39	40



**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Туреччина	30	27	23	34	38
Індонезія	25	26	28	32	35
Іспанія	29	32	30	31	31
Чехія	31	30	30	30	30
Італія	20	20	22	25	25
Франція	16	19	18	19	20
Бразилія	21	18	16	19	20
Таїланд	13	13	14	16	17
Греція	14	15	15	13	13
Нідерланди	12	14	13	13	13
Румунія	11	10	12	11	10
Інші країни*	104	109	116	115	144
<b>ВСЬОГО</b>	<b>3174</b>	<b>3386</b>	<b>3650</b>	<b>4016</b>	<b>4208</b>

\* – від 1 до 10 млн т: Австрія, Аргентина, Бельгія і Люксембург, Болгарія, Гонконг, Данія, Іран, Ірландія, Колумбія, Малайзія, Мексика, Нова Зеландія, Пакистан, Словаччина, Угорщина, Узбекистан, Філіппіни, Фінляндія, Чилі, Швеція

За прогнозами річне споживання вугілля до 2020 р. порівняно з 1996 р. збільшиться на 48 %, а частка цього виду палива у світовому енергобалансі становитиме 26 %. На кон'юнктуру регіональних ринків вугілля впливатиме зростання ролі атомних енергостанцій у виробництві електроенергії; зміна цін на альтернативні джерела енергії, насамперед на нафту і газ; зміна вимог до якості вугілля з боку природоохоронного законодавства і споживачів; протекціоністські рішення урядів окремих країн; соціальні проблеми, пов'язані з особливостями вуглевидобувної галузі; зміна транспортних тарифів тощо.

Існує тенденція до скорочення використання в металургійному виробництві високосортного (твердого) коксівного вугілля і заміни його дешевшим напівкоксівним (напівтвердими і напівм'якими сортами) або вугільною сумішшю, що вдувається в домни за методом «РСІ».

Обсяг експорту й імпорту кам'яного вугілля в 2005 р. становив у світі відповідно 823 і 769 млн т. Найбільшими постачальниками вугілля є Австралія, Південна Африка, Індонезія, Росія, Китай, а найбільшими імпортерами – Японія, Південна Корея, Тайвань і Велика Британія (табл. 8.25, 8.26).

**Таблиця 8.25**

**Експорт вугілля, млн т**

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Австралія	194	204	208	224	231
ПАР	120	102	111	120	129
Індонезія	67	73	90	105	108
Росія	42	43	60	72	76
Китай	91	84	93	102	72

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Колумбія	38	32	46	49	56
США	44	36	39	44	45
Канада	30	25	26	27	28
Польща	23	23	20	21	21
Казахстан	27	23	25	22	17
Інші країни*	30	32	34	38	40
<b>ВСЬОГО</b>	<b>706</b>	<b>634</b>	<b>752</b>	<b>824</b>	<b>823</b>

\* від 1 до 10 млн т – Бельгія і Люксембург, Венесуела, В'єтнам, Нідерланди, Україна, Чехія

Таблиця 8.26

### Імпорт вугілля, млн т

Країна	2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
Японія	155	158	162	180	177
Південна Корея	67	70	72	73	77
Тайвань	49	51	54	60	61
Велика Британія	36	29	32	36	44
Німеччина	28	27	26	42	38
Індія	20	23	24	24	37
США	18	15	23	25	28
Китай	2	11	12	12	25
Іспанія	19	25	22	25	25
Італія	20	20	21	25	25
Канада	169	23	20	23	22
Нідерланди	28	19	21	23	22
Росія	26	21	24	20	20
Франція	15	15	17	20	20
Туреччина	6	14	16	17	16
Бразилія	15	13	13	13	13
Бельгія і Люксембург	11	12	12	12	12
Інші країни*					
<b>ВСЬОГО</b>	<b>632</b>	<b>650</b>	<b>688</b>	<b>553</b>	<b>655</b>

\* - від 1 до 10 млн т – Австрія, Болгарія, Гонконг, Греція, Данія, Ізраїль, Ірландія, Малайзія, Марокко, Мексика, Південна Африка, Польща, Португалія, Румунія, Словаччина, Таїланд, Угорщина, Україна, Філіппіни, Фінляндія, Чехія, Чилі, Швеція

### Висновки

Отже, після кризових явищ кінця ХХ ст., на початку ХХІ ст. спостерігалось зростання світової економіки, зокрема енергетичного сектора. Загальне виробництво електроенергії у світі з 1999 по 2004 рр. збільшилося з 14,8 до 17,4 млн Кв/г (на 17,5 %, чи в середньому на 3,5 % на рік). Споживання електроенергії зросло з 12,6 до 14,9 млн

**Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

Кв/г (1,2 %). Відповідно збільшився видобуток (на 11,5 %) і споживання (на 10 %) нафти; виробництво (на 10 %) і споживання (на 9 %) нафтопродуктів; видобуток природного газу (на 15 %), вугілля (на 20 %), споживання газу і вугілля (на 15 і 19 % відповідно) (табл. 8.27). Найбільшими споживачами енергетичної сировини є енергетичні станції, транспорт, індустрія і житлово-комунальне господарство.

**Таблиця 8.27**

**Динаміка світового енергетичного ринку [17]**

Економічні показники	1999	2000	2001	2002	2003	2004
<b>Сира нафта, млн т</b>						
Видобуток	3496	3621	3623	3593	3735	3898
Імпорт	1930	2037	2056	2036	2115	2206
Експорт	1860	1993	1971	1922	2028	2183
Споживання	3604	3677	3709	3733	3815	3925
<b>Нафтопродукти, млн т</b>						
Виробництво	3487	3567	3602	3614	3696	3801
Імпорт	676	703	708	720	746	801
Експорт	727	754	770	793	823	862
Споживання, у тому числі:	3444	3479	3505	3538	3607	3720
енергетичні станції	282	267	259	250	253	246
індустрія	754	767	776	783	797	823
транспорт	1737	1770	1781	1820	1900	1911
житлово-комунальні послуги	448	452	467	460	467	483
інше	467	469	477	490	500	516
<b>Природний газ, млрд м<sup>3</sup></b>						
Видобуток	2421	2513	2566	2617	2723	2797
Імпорт	592	632	658	703	744	780
Експорт	593	641	663	706	756	791
Споживання, у тому числі:	2435	2529	2552	2630	2724	2799
енергетичні станції	759	773	808	854	880	914
індустрія	599	652	626	640	648	670
транспорт	3	3	3,8	4	5	6
житлово-комунальні послуги	646	670	676	688	717	1013
інше	84	110	109	107	109	196
<b>Вугілля, млн т</b>						
Видобуток	4510	4529	4698	4812	5071	5451
Імпорт	564	642	692	708	757	809
Експорт	575	639	703	688	753	807
Споживання, у тому числі:	4566	4685	4712	4846	5151	5431
енергетичні станції	3090	3247	3308	3409	3640	3776
індустрія	914	903	885	897	943	1028
житлово-комунальні послуги	223	211	208	204	217	243

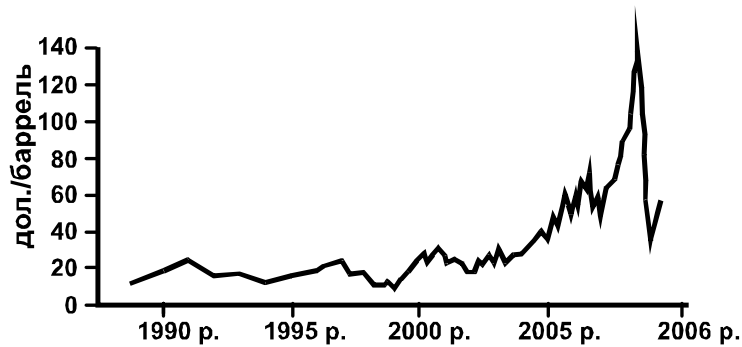
## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу

Електроенергія, тис. Кв/г						
Загальне виробництво, у тому числі:	14778	15455	15553	16131	16703	17373
ядерна енергія	2531	2591	2638	2660	2633	2747
гідроенергія	2641	2703	2642	2678	2688	2820
термальна енергія	9531	10074	10180	10684	11267	11677
вітрова енергія	21	31	38	51	59	74
Чиста енергія	13983	14610	14804	15325	15904	16545
Імпорт	451	499	499	523	531	535
Експорт	451	502	493	512	548	557
Загальне споживання, у тому числі: індустрія	12591	13137	13368	13781	14295	14857
транспорт	5094	5357	5360	5519	5792	6039
житлово-комунальні послуги	189	190	199	206	211	216
	6795	7059	7258	7488	7703	7983

Таким чином, на основі викладеного матеріалу можна зробити висновки про постійне підвищення потреб промисловості в джерелах енергії, основними з яких і по сьогоднішній день залишаються горючі корисні копалини – нафта, газ, вугілля, видобуток і споживання яких у сучасному світі постійно зростає. Так, тільки за п'ять років (1999–2004 рр.) загальне виробництво електроенергії зросло на 15 %, видобуток нафти і газу – на 9, вугілля – на 8 %. Очікувалося, що ця тенденція зберігатиметься й у майбутньому.

Бурхливе зростання всіх показників припадає на період з другої половини 2004 р. по першу половину 2008 р., що супроводжувалося і значним зростанням вартості всіх видів енергоносіїв. Однак, життя внесло свої корективи в далекоглядні прогнози. З другої половини 2008 р. почалася так звана світова економічна криза, яка, зокрема, викликала дестабілізацію світового ринку енергоносіїв, різке падіння цін, попиту і видобутку нафти, газу, вугілля.

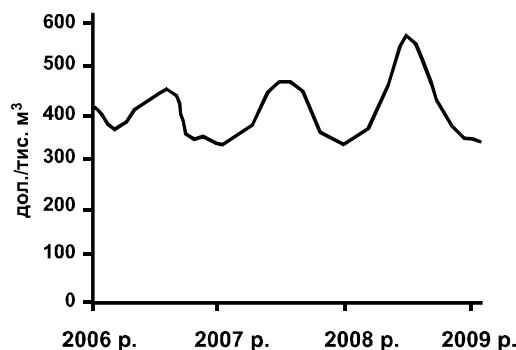
Так, в 90-і роки ХХ ст. і в перші роки ХХІ ст. ціна нафти з невеликими коливаннями трималася на рівні 20±5 дол./барель (рис. 8.1). З кінця 2004 р. розпочалося різке зростання вартості нафти, що досягла історичного максимуму в 140 дол./бар. на початку 2008 р. Однак протягом другого півріччя 2008 р. відбулося не менше різке падіння вартості нафти, ціна якої наприкінці 2008 р. опускалася нижче 40 дол./барель. В перші місяці 2009 р. відбулося деяке підвищення вартості – до 50–55 дол./барель.



**Рис. 8.1. Середня світова вартість нафти, дол./баррель**

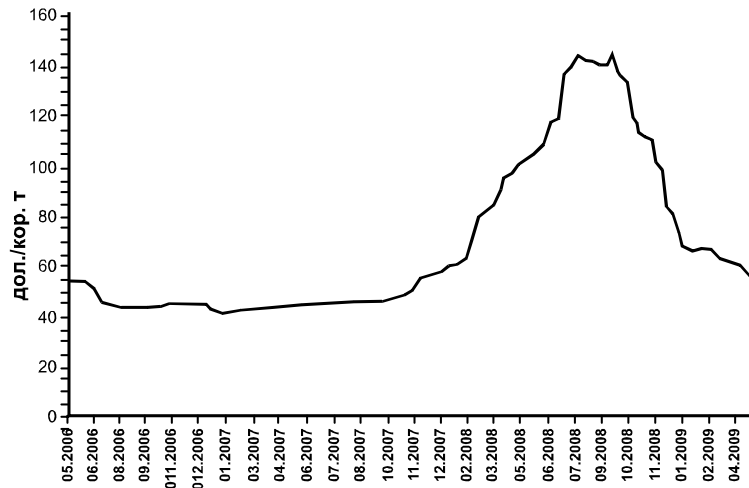
Що стосується газу, то його вартість в 2006–2009 р. з урахуванням сезонних коливань трималася в межах 350–450 дол./тис. м<sup>3</sup>. Стрибокподібне підвищення вартості газу припадає на середину 2008 р., коли його ціна досягла 550 дол./тис. м<sup>3</sup> з досить різким падінням наприкінці 2008 р. (рис. 8.2).

Схожа динаміка цін характерна і для вуглевидобувного сектора (рис. 8.3). Зокрема, вартість високоякісного вугілля Апалацького басейну в США в перші роки XXI ст. складала 50–60 дол./т. На початку 2008 р. відбувається розбалансування вугільного ринку і підвищення вартості вугілля до 140–145 дол./т. Наприкінці 2008 р. ріст цін змінюється їх різким зниженням і до квітня 2009 р. ціни знов повертаються на рівень 2007 р., тобто до 45–50 дол./т.



**Рис. 8.2. Середня ціна природного газу в США в 2006-2009 гг.**

## Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу



**Рис. 8.3. Вартість вугілля Аппалацького басейну США (долар за коротку тону) за період 2006-2009 рр.**

Є різні точки зору на подальший перебіг подій на світовому енергетичному ринку. За даними Міжнародної енергетичної агенції (МЕА), ціна бареля нафти повинна бути не нижчою за 110 доларів («Российская бизнес-газета № 698 від 21.04.2009»). Виходячи з цього експерти вважають, що нафтові ціни знову почнуть зростати, не зважаючи на кризу. Однак механізм зниження видобутку нафти для стимуляції зростання цін на неї може викликати зворотну реакцію і привести до подальшого розвитку глобальної кризи. У разі нестачі нафти на ринку споживання вуглеводнів впаде ще більше, що послужить причиною для подальшого падіння цін. Основною причиною спаду споживання вуглеводнів може послужити обвал економік в Росії і США.

Однак, існує думка, що ціни на нафту в найближчі 3–5 років не повернуться до високого рівня, а зафіксують на рівні 50–55 дол./барель. Зокрема, такої думки дотримується віце-прем'єр і міністр економіки Росії Олексій Кудрін («Российская газета № 4858 від 27.02.2009»). Це у свою чергу викличе скорочення споживання нафти, яке за різними оцінками в 2009 р. може зменшитися в порівнянні з попереднім роком за різними прогнозами на 1,37 млн бар./день – до 84,18 млн бар./день (доповідь ОПЕК за квітень 2009 р.), на 2,4 млн бар./день, або на 2,8 % – до 83,4 млн бар./день (оцінка МЕА), на 1,35 млн бар./день – до 84,09 млн бар./день (прогноз Міністерства енергетики США).

Причиною нестабільності цін на нафтовому ринку аналітики вважають формування на початку XXI ст. фінансової піраміди, основою якої слугувало очікування зростання нафтових цін. Вливання спеку-

лятивного капіталу і викликало різке зростання цін починаючи з другої половини 2004 р., що призвело до розігрівання ринку. Наприкінці 2008 р. в результаті світової фінансової кризи відбувся обвальний відтік капіталів з ринку енергоресурсів. Вірогідно, ціновий потенціал падіння в найближчій перспективі ще до кінця не вичерпаний.

Що стосується вугілля, то на думку експертів McCloskey Group Ltd, попит на вугілля, що коксується, в 2009 р. може знизиться на 23 млн т (на 16 %) і не перевищить 118,6 млн т, оскільки рецесія світової економіки скорочує попит на сталеву продукцію. Зокрема, за прогнозами найбільшого світового сталевиробника ArcelorMittal, озвученими на початку травня 2009 р., світовий попит на сталь цього року може впасти на 15–20 % завдяки слабкості економік США і країн Європи. Згідно квітневому прогнозу Світової асоціації сталі (WSA), в 2009 р. виробництво цієї продукції знизиться на 15%.

Тим не менш, незважаючи на кризові явища, горючі корисні копалини залишаються і ще довгий час будуть залишатися базовою сировиною енергетичного сектору всіх країн світу.

Різні види горючих корисних копалин видобувають понад 120 країн, активні пошуково-розвідувальні роботи проводяться у всіх регіонах земної кулі, особливо на шельфі Світового океану. Між тим ряд регіонів і значна кількість країн, у тому числі й Україна, потерпають від нестачі природних джерел паливно-енергетичної сировини. Це зумовлює нагальність розширення пошуково-розвідувальних робіт на горючі корисні копалини, підвищення результативності і надійності прогнозних досліджень.

#### **Запитання та завдання для самоперевірки**

1. Які країни світу володіють найбільшими запасами нафти?
2. Назвіть найбільші нафтовидобувні компанії.
3. Наведіть приклади найважливіших нафтогазоносних провінцій світу.
4. Охарактеризуйте нафтові ресурси Світового океану.
5. Які країни є провідними у видобутку нафти?
6. Охарактеризуйте стан нафтовидобувної промисловості Росії.
7. Як розвивався нафтовий ринок на межі XX і XXI століть?
8. Які країни є найбільшими експортерами, а які – імпортерами нафти?
9. Що таке ОПЕК?
10. Де зосереджені найбільші запаси природного газу?
11. Які країни є лідерами з видобутку газу?
12. Які компанії видобувають найбільше газу?
13. Які країни здійснюють морський видобуток природного газу?

## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

---

14. Охарактеризуйте міжнародний ринок природного газу.
15. Які країни є найбільшими споживачами природного газу?
16. Які країни є найбільшими експортерами природного газу?
17. Які країни є найбільшими імпортерами природного газу?
18. Охарактеризуйте газовидобувну промисловість Росії.
19. Охарактеризуйте загальні риси світової ресурсної бази вугілля.
20. Які країни мають найбільші запаси кам'яного та бурого вугілля?
21. Назвіть країни, які найбільше видобувають вугілля.
22. Охарактеризуйте стан світового ринку вугілля наприкінці ХХ ст.
23. Які процеси відбуваються на світовому ринку вугілля у ХХІ ст.?
24. Назвіть основних експортерів і імпортерів вугілля.
25. Охарактеризуйте загальний стан енергетичного сектору світу.

### **Література**

1. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1971.
2. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран: Учебник. 2-е изд. – М.: Недра, 1990.
3. Гаврилов В.П. Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: Учебник. – М.: Недра, 1990.
4. Маєвський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу: Підручник. – К.: Наук. думка, 2002.
5. Маєвський Б., Лозинський О., Гладун В., Чепіль П. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: Підручник. – К.: Наук. думка, 2004.
6. Минеральные ресурсы мира на 1.01.2000 г. Статистический справочник. – М: Минерал, 2001.
7. Минеральные ресурсы мира на 01.01.2002 г. Статистический справочник. Уран. – М: Аэрогеология, 2003.
8. Мінеральні ресурси України і світу. – К.: Геоінформ, 2003.
9. Мінеральні ресурси України та світу. – К.: Геоінформ, 2005.
10. Мінеральні ресурси України на 01.01.2000 р. – К.: Геоінформ, 2000.
11. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г. та ін. – К.: Наук. думка, 2005.
12. Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 1975.
13. Нефтегазоносность морей и океанов / Соколов Б.А., Гайнанов А.Г., Несмеянов Д.В., Серегин А.М. – М.: Недра, 1973.



## **Розділ 8. Геолого-економічний огляд світової мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного комплексу**

---

14. Нефтяной рынок России и стран СНГ: Приложение к справочнику "Нефтяная промышленность РФ 1998, 1999 гг.": В 3 т. Т.1: Добыча и переработка нефти. – М.,: ВНИИОЭНГ, 2000.
15. Стратегия развития газовой промышленности России / Ред. Вяхи-рев Р.И., Макаров А.А. – М.: Энергоатомиздат, 1997.
16. Coal Year 1996 / Financial Times. – London, 1996.
17. Energy Statistics Yearbook. – ENERDATA, 2005.
18. Mineral Summary 2000–2008. – Wash.: USGS, 2000–2008.
19. Minerals Yearbook. – Wash.: USGS, 2000–2008.
20. World Mineral Statistics, 1995–99. – Nottingham: British Geological Survey 2001.
21. <http://www.bp.com/bpstats>. (British Petroleum Co.)
22. <http://www.bpamoco.com/worldenergy> (BP Amoco. Statistical Review).
23. <http://www.eia.doe.gov/cneaf/coal>. – 2001–2009. (Production by State, Coal).
24. <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/nsea.html>. – 2000–2009. (US Energy Information Administration).
25. <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea>. – 2000–2009. (US Energy Information Administration. World Estimated Recoverable Coal).
26. <http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/table41.html>. – 1999–2009. (US Energy Information Administration. – World Natural Gas Production).
27. <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/LNGimp99.html>. – 1999–2009. (US Energy Information Administration. – World LNG Imports).
28. [http://www.eia.doe.gov/oil\\_gas/natural\\_gas/data\\_publication/natural\\_gas\\_annual](http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/data_publication/natural_gas_annual). – 2000–2009. (US Energy Information Administration. – Natural Gas Annual).
29. <http://ftp.eia.doe.gov/pub/pdf/multi.fuel>. – 1999–2009. (US Energy Information Administration. – Annual Energy Outlook).
30. <http://www.iea.org/stats/files/natgas.pdf>. – 2000–2009. (International Energy Agency. Monthly Natural Gas Survey).
31. <http://www.iet.ru/trend>. – 1999–2009. (Российская экономика. Тенденции и перспективы).

## ЗАКЛЮЧЕННЯ

Ми живемо у світі, що швидко змінюється... Ще не встигла закінчитися редакційна підготовка підручника, як різко змінилася економічна ситуація і восени 2008 р. світ вступив у чергову фінансову кризу. Безумовно, одним з чинників цієї кризи були до неймовірності роздуті ціни на енергоносії, які в результаті кризи і зниження попиту у грудні 2008 р. впали до 40–45 дол./бар. нафти. Відповідне зниження ціни на газ відбулося на початку 2009 р. Багато це чи мало? Національною програмою „Нафта і газ України до 2010 р.”, яка була схвалена Постановою Кабінету Міністрів України № 665 від 21.06.2001 р., собівартість видобутку 1 т нафти на той час складала 550 грн./т, а газу з конденсатом – 208 грн./тис. м<sup>3</sup>. Неважко підрахувати, що собівартість видобутку барелю (1 бар. – 158,988 л.) нафти тоді складала приблизно 87 грн., чи (за тим курсом) 17 дол./бар.

За минулі з того часу роки собівартість видобутку нафти і газу на теренах України зросла вдвічі і зараз складає для нафти до 1000 грн./т нафти і для газу близько 400 грн./тис. м<sup>3</sup>, що дорівнює 20 дол./бар. нафти і приблизно 55 дол./тис. м<sup>3</sup> газу. Таким чином, ціни, що встановилися зараз на ринках є економічно обґрунтованими і достатньо вигідними для нафто- і газовидобувних компаній. Тому, зважаючи на падіння цін на енергоносії, можна говорити радше про повернення до нормальних економічних відносин, ніж про кризу.

Україна задовольняє свої потреби в ресурсах вуглеводнів за рахунок власного видобутку по нафті лише на 10–12 %, по газу – 20–25 %. За прогнозом потреба у вуглеводнях в 2010 рр. складе 50–60 млн т умовного палива. Сучасна мінеральна база не зможе забезпечити зростання видобутку нафти і газу без проведення пошуків нових запасів вуглеводнів і збільшення обсягів геологорозвідувальних робіт.

Так чи інакше, питання геології і економіки горючих корисних копалин відіграє і завжди буде відігравати важливу роль в житті людського суспільства. Величезне значення вони мають і для України, оскільки горючі корисні копалини (нафта, газ, вугілля, торф, горючі сланці, ме-

тан вугільних родовищ) є енергетичною базою нашої економіки, найважливішим чинником економічної незалежності нашої країни.

Серед горючих корисних копалин (каустобіолітів) виділяють три ряди: сапропелевий (природний газ, нафта та її похідні), гумусовий (торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит) та ліптобіолітовий (деякі види вугілля і бурштин). Поклади нафти і газу класифікують за різними параметрами: за типами природних резервуарів (пластові, масивні поклади, склепінні, екрановані, обмежені зі всіх сторін); за типами покладів (нафтові, газові, газоконденсатні, комплексні); за структурою (антиклінальних піднять, монокліналей та гомокліналей, рифо-генних та ерозійних виступів, синклінальних прогинів) тощо.

На території України виділяються 3 нафтогазоносні провінції (Карпатська, Дніпровсько-Прип'ятьська, Причорноморсько-Кримська), де розробляються родовища і здійснюється видобуток газу, нафти і конденсату. Загальні запаси становлять близько 220 млн т нафти, 90 млн т газового конденсату, 2,2 трлн м<sup>3</sup> газу, ресурси – близько 700 млн т нафти, 300 млн т газоконденсату, 4,4 трлн м<sup>3</sup> газу. Однак, реальна ресурсна база видобутку на сьогодні становить близько 100 млн т нафти та 600 млрд м<sup>3</sup> газу, оскільки частина запасів є позабалансовими, частина вже вилучена, частина не підтверджуються за фактичними результатами розробки родовищ, коефіцієнт вилучення газу складає в середньому 0,9. Ці запаси не можуть забезпечити стабільне нарощування видобутку вуглеводнів в Україні, що становить загрозу її енергетичній безпеці. Тому приріст запасів вуглеводнів – найсуттєвіша стратегічна задача нафтогазової промисловості України.

Вугілля в Україні – єдина енергетична сировина, запасів якої потенційно достатньо для забезпечення енергетичної безпеки держави. Україна володіє великими запасами кам'яного вугілля в Донецькому і Львівсько-Волинському басейнах, бурого – у Дніпровському басейні. Державним балансом обліковується 890 об'єктів із запасами вугілля близько 75 млрд т, ресурсами – близько 43 млрд т. Однак, обсяг добутого вугілля в Україні постійно зменшується – від 218 млн т у 1976 р. до 55,1 млн т у 2004 р. (на 75%), що є небезпечним для економіки нашої країни, враховуючи, що Україна споживає переважно імпортні ресурси нафти і газу і має обмежене споживання інших видів енергії.

Важливим додатковим ресурсним потенціалом вуглеводневої сировини є метан вугільних родовищ Донецького та Львівсько-Волинського вугільних басейнів, запаси якого становлять близько 330 млрд м<sup>3</sup>, ресурси – близько 150 млрд м<sup>3</sup>.

Додатковим джерелом енергетичної сировини в Україні можуть бути поклади горючих сланців (менілітові сланці Карпат, сланці Болтишської западини та ін.), ресурсний потенціал яких може сягати 11,5

млрд т, а також поклади торфів, запаси яких становлять 1,8 млрд т, а прогнознi ресурси – 2,5 млрд т.