

**НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА
ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ**

КНИГА I

**НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ:
ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ**

NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY “NAFTOGAZ OF UKRAINE”
TARAS SHEVCHENKO NATIONAL UNIVERSITY OF KYIV
INSTITUTE OF GEOLOGY AND GEOCHEMISTRY OF COMBUSTIBLE
MINERALS OF NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF UKRAINE

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS OF UKRAINE

MONOGRAPH

In eight books

BOOK I

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS: PROBLEM REVIEW

Kyiv
Nika-Centre
2014

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЇ І ГЕОХІМІЇ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН НАН УКРАЇНИ

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

МОНОГРАФІЯ

У восьми книгах

КНИГА I

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ: ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ

Київ
Ніка-Центр
2014

УДК 622.324+553.9
ББК 26.343:33.36:65.304.13
Н57

Авторський колектив:

Куровець І.М., Михайлов В.А., Зейкан О.Ю., Крупський Ю.З., Гладун В.В.,
Чепіль П.М., Гулій В.М., Куровець С.С., Касянчук С.В., Грицик І.І.,
Наумко І.М.

Редакційна колегія:

Зейкан О.Ю., Михайлов В.А., Куровець І.М., Чепіль П.М.

Наукові редактори:

доктор геол.-мін. наук, академік НАН України Лукін О.Ю.;
кандидат геол. наук Гурський Д.С.

Рецензенти:

доктор геол.-мін. наук, академік НАН України Гожик П.Ф.;
доктор геол.-мін. наук, академік НАН України Старостенко В.І.;
доктор геол.-мін. наук, чл.-кор. НАН України Павлюк М.І.

Рекомендовано до друку:

Науково-технічною радою НАК «Нафтогаз України» (протокол №4 від 26 липня
2013 р.);
Вченою радою геологічного факультету Київського національного університету
імені Тараса Шевченка (протокол № 10 від 27 лютого 2013 р.);
Вченою радою Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (про-
токол № 2 від 25 березня 2013 р.)

The results of analysis of the state of exploration, prospecting and extraction of hydrocarbons of unconventional type are quoted: shale gas, tight gas, coalbed methane, shale oil, gas hydrates and hydrocarbons of impact structures in different countries of the world. Numerous examples of such raw material are cited, special features of a geological structure of typical sedimentary basins and fields are described as well as technologies of their workings and the problems of the environmental protection. Problems of the world resources and reserves are considered and it is shown that unconventional types of hydrocarbons are of great importance for increase in the mineral-raw materials basis of the fuel-power sector of the leading countries of the world.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 1. Нетра-
Н57 диційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / [Куровець І.М. та ін.] ; Нац. ак-
ціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К. : Ніка-Центр, 2014. – 208 с.
ISBN 978-966-521-654-4

Викладено результати аналізу стану пошуків, розвідки та видобутку нетрадиційних типів вуглеводнів – сланцевого газу, щільного газу, метану вугільних родовищ, сланцевої нафти, газогідратів, вуглеводнів імпактних структур в різних країнах світу. Наведені численні приклади об'єктів такої сировини, описано особливості геологічної будови типових осадових басейнів та родовищ, технології їх розробки та проблеми охорони довкілля. Розглянуто питання світових ресурсів, запасів та показано важливе значення нетрадиційних типів вуглеводнів для збільшення мінерально-сировинної бази паливно-енергетичного сектора провідних країн світу.

Книга призначена для геологів, науковців, викладачів та студентів геологічних та гірничих спеціальностей.

УДК 622.324+553.9
ББК 26.343:33.36:65.304.13

ISBN 978-966-521-654-4

ЗМІСТ

Перелік скорочень	9
ВСТУП	11
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА НЕТРАДИЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ.....	15
2. СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ: УЗАГАЛЬНЕННЯ І АНАЛІЗ ВІДОМОСТЕЙ ЩОДО ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ ЗІ СЛАНЦЕВИМИ ТОВЩАМИ	29
2.1. Загальна характеристика нафтогазоносності сланцевих порід	29
2.2. Характеристика горючих сланців.....	32
2.3. Походження сланцевого газу	37
2.4. Технології видобутку сланцевого газу.....	39
2.5. Запаси і ресурси	47
2.6. Проблеми видобутку сланцевого газу.....	71
2.7. Економічні аспекти видобутку газу із сланців	74
2.8. Прогнози	75
3. ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД.....	77
3.1. Загальна характеристика газових покладів ущільнених порід	77
3.2. Видобування щільного газу	83
3.3. Запаси і видобуток щільного газу у світі.....	85
4. СЛАНЦЕВА НАФТА.....	95
4.1. Загальна характеристика видобування сланцевої нафти	95
4.2. Передумови і успіхи використання нафтоносних сланців для отримання нафти	96
4.3. Технології видобутку сланцевої нафти.....	101
4.3.1. <i>Технології вилучення нафти при переробці нафтоносного сланцю з переміщенням вихідного матеріалу на поверхню</i>	<i>105</i>
4.3.2. <i>Технології вилучення нафти на місці залягання.....</i>	<i>108</i>
4.3.3. <i>Екологічні проблеми процесів вилучення нафти із сланців</i>	<i>113</i>
4.4. Перспективні формації світу.....	115
4.4.1. <i>Формація Баккен у США.....</i>	<i>115</i>
4.4.2. <i>Баженівська світа Західного Сибіру</i>	<i>118</i>
5. МЕТАН ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ.....	121
5.1. Основні поняття та визначення.....	121
5.2. Походження метану вугленосних товщ.....	124
5.3. Технологія розкриття і видобування метану вугільних родовищ.....	129
5.4. Світові ресурси метану газовугільних басейнів.....	130
5.5. Сучасний стан освоєння вугільного газу в Україні	134

6. ГАЗОГІДРАТИ.....	138
7. УЗАГАЛЬНЕННЯ І АНАЛІЗ ВІДОМОСТЕЙ ЩОДО ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ З КІЛЬЦЕВИМИ СТРУКТУРАМИ	146
7.1. Геологічна будова	146
7.2. Нафтогазоносність кільцевих структур.....	158
8. ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ВИДОБУТКУ НЕКОНВЕКЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ.....	163
ВИСНОВКИ	171
ЛІТЕРАТУРА	175
ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ	207

CONTENTS

INTRODUCTION.....	11
1. GENERAL CHARACTERISTICS OF UNCONVENTIONAL TYPES OF HYDROCARBONS	15
2. SHALE GAS: GENERALIZATION AND ANALYSIS OF DATA ON HYDROCARBON DEPOSITS CONNECTED WITH SHALE SERIES ...	29
2.1. General characteristics of oil- and gas-bearing potential of the shale rocks.....	29
2.2. Characteristics of combustible shale.....	32
2.3. Origin of shale gas.....	37
2.4. Technology of shale gas extraction.....	39
2.5. Reserves and resources.....	47
2.6. Problems of shale gas production.....	71
2.7. Economic aspects of gas extraction from shale.....	74
2.8. Predictions.....	75
3. GAS OF TIGHT ROCKS	77
3.1. General characteristics of gas deposits of the tight rocks.....	77
3.2. Extraction of tight gas.....	83
3.3. Reserves and extraction of tight gas in the world.....	85
4. SHALE OIL.....	95
4.1. General characteristics of shale oil extraction.....	95
4.2. Preconditions and success in usage of oil-bearing shale for oil getting..	96
4.3. Technologies of shale oil production.....	101
4.3.1. <i>Technologies of oil extraction while refining of oil-bearing shale with dislocation of initial material to surface</i>	105
4.3.2. <i>Technologies of oil extraction in situ</i>	108
4.3.3. <i>Ecological problems of the processes of oil extraction from shales</i> ..	113
4.4. Promising formations of the world.....	115
4.4.1. <i>Bakken formation in USA</i>	115
4.4.2. <i>Bazheniv suite of the West Siberia</i>	118
5. COALBED METHANE	121
5.1. General notions and definitions.....	121
5.2. Origin of methane from coal-bearing series.....	124
5.3. Technologies of coalbed methane extraction and production.....	129
5.4. World resources of methane of coal-bearing basins.....	130
5.5. Modern state of the development of coal gas in Ukraine.....	134
6. GAS HYDRATES	138

7. GENERALIZATION AND ANALYSIS OF DATA OF HYDROCARBON DEPOSITS CONNECTED WITH RING STRUCTURES.....	146
7.1. Geological structure.....	146
7.2. Oil- and gas-bearing potential of ring structures.....	158
8. ECOLOGICAL PROBLEMS OF EXTRACTION OF UNCONVENTIONAL TYPES OF HYDROCARBONS	163
CONCLUSIONS.....	171
REFERENCES	175
INFORMATION ABOUT AUTHORS	207

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВПТ – аномально високий пластовий тиск;
АНМ – Академія наук Молдови;
АНПТ – аномально низький пластовий тиск;
АПГ – альтернативний природний газ;
ВВ – вуглеводні;
ГДж – гігаджоуль;
ГДС – геофізичні дослідження свердловин;
ГРП – гідророзрив пласта;
ГРР – геологорозвідувальні роботи;
ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина;
ЕТК – енерготехнологічний комбінат;
ЗПГ – зріджений природний газ;
МВП – метан вугільних пластів;
МК – метакатагенез;
НГР – нафтогазоносний регіон;
НПЗ – нафтопереробний завод;
ОР – органічна речовина;
ПК – протокатагенез;
ПСГ – природний сланцевий газ;
СЄП – Східноєвропейська платформа;
ТОС – вміст органічного вуглецю;
cf – кубічний фут ($1000 \text{ cf} = 28 \text{ m}^3$);
 $C_{\text{орг}}$ – органічний вуглець;
МЗСТ – мультізональне стимулювання;
 R_o – коефіцієнт відбиття вітриніту;
Tcf – трильйони кубічних футів;
USGS – Американська геологічна служба.

ВСТУП

Зростаючий попит на природні нафту і газ, виснаження запасів традиційних родовищ і постійне підвищення цін на енергоносії зумовили значний інтерес до пошуків родовищ вуглеводнів нетрадиційного типу, а саме: глибинний газ (deep gas), щільний газ (tight gas), сланцевий газ (shale gas), метан вугільних родовищ (coal bed methane), газові гідрати і газові поклади імпактних структур. Прикладами таких джерел можуть бути бітумінозні пісковики (родовище Атабаска в Канаді), сланцевий газ (США, Канада та ін.), газові поклади астроблем (родовища Вьюфілд, Ред-Уїнг, Ньюпорт та ін.), газогідрати (шельф Північного Льодовитого океану) [13, 32, 152, 193, 244, 256]. Нарешті, декілька років назад почався промисловий видобуток так званої сланцевої нафти з пісковиків і сланців формації Баккен басейну Уїллістоун в США, загальні ресурси якого за різними оцінками становлять від 3,65 до 11 млрд барелів. У 2000 р. сланцевий газ становив лише 1 % видобутку природного газу в США, у 2010 р. – понад 20 %, і американське інформаційне агентство з енергетики (EIA) прогнозує, що до 2035 р. поставки природного газу з цього джерела можуть збільшитися приблизно до 46 %.

Зрозуміло, які важливі наслідки для економіки окремих країн і всього світу має залучення до промислової розробки нетрадиційних джерел енергетичної сировини, ресурси яких, за попередніми оцінками, набагато перевищують ресурси традиційних покладів вуглеводнів. Суттєве збільшення видобутку газу з нетрадиційних джерел, в першу чергу сланцевого газу і метану вугільних родовищ у США, дозволило цій країні у 2009 р. посісти провідне місце у світі за видобутком газу, обігнавши безсумнівного лідера останніх десятиріч Росію. Нетрадиційні джерела вуглеводнів починають розроблятися чи щонайменше інтенсивно вивчатися в багатьох країнах світу: Австралія, Аргентина, Велика Британія, Канада, Китай, Німеччина, Польща, Швеція тощо.

По суті, у світі відбувається безкровна «вуглеводнева революція», яка може привести до значного перерозподілу джерел постачання газу і нафти, зміни пріоритетів, у тому числі і політичних [392, 436, 454, 498]. На жаль, до останнього часу Україна залишалася осторонь цього процесу, незважаючи навіть на те, що наш найближчий сусід – Польща – вже проводить інтенсивні дослідження покладів сланцевого газу, включаючи ліцензування значної частини території країни світовими компаніями, які прагнуть видобувати газ зі сланців (у першу чергу йдеться про силурійсько-девонські сланці схилу Східноєвропейської платформи (СЄП), які продовжуються і на територію України).

Починаючи з 2010 р. на замовлення НАК «Нафтогаз України» низка творчих колективів зі співробітників Київського національного університету імені Тараса Шевченка, ДП «Науканафтогаз», Інституту геології і геохімії

горючих копалин НАН України, Експертної ради Співки геологів України, Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу тощо проводять дослідження проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні. Актуальність проведених досліджень зумовлена необхідністю розширення мінерально-сировинної бази паливно-енергетичної сировини України, яка тільки на 6–10 % забезпечена власними балансовими запасами нафти і на 25–30 % – газу. Результати цих робіт відображені у низці звітів [521–523, 525, 539, 541–545, 548, 552, 554].

Об'єктом досліджень є геологічні структури і стратони України, перспективні на виявлення покладів нафти і газу нетрадиційного типу в низькопроникних породах (сланцях, аргілітах, алевролітах і пісковиках), які раніше вважалися флюїдоупорами і ніколи не розглядалися як можливе джерело вуглеводнів. Основною метою досліджень було вивчення, виявлення, аналіз і геотехнічна оцінка найперспективніших об'єктів з нафто- і газонасиченими ущільненими породами з метою їх подальшої розвідки і освоєння.

В результаті цих робіт зібрано значний новий фактичний матеріал щодо проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів, переглянуто та проаналізовано гігантський блок матеріалів про геологічну будову і нафтогазоносність нафтогазоносних регіонів (НГР) України, зібраний протягом їх багаторічних досліджень. Наразі здійснено:

- узагальнення і аналіз відомостей щодо покладів вуглеводнів, пов'язаних зі сланцевими товщами, відомими у світі (США, Канада, Китай, Польща тощо);
- вивчення геологічної будови сланцевих басейнів та окремих родовищ (їх вік, склад і літологічні особливості газомісних порід, технологічні особливості розробки родовищ, характеристики первинного і отриманого матеріалу вуглеводнів);
- геологічний і літолого-стратиграфічний аналіз потенційних структур і товщ у Західному, Східному та Південному НГР України, де, за попередньою оцінкою, можуть бути присутні аналоги ділянок, що розробляються в США;
- аналіз матеріалів буріння, геофізичних досліджень свердловин та даних сейсмозвідки з метою уточнення геологічної будови перспективних товщ для пошуків сланцевого газу і сланцевої нафти;
- вивчення петрофізичних та ємнісно-фільтраційних властивостей відкладів, встановлення типу колекторів: тріщинуваті сланці, ущільнені колектори, комбіновані;
- вивчення мінерального і петрографічного складу чорносланцевих порід флішових формацій, закономірностей розподілу органічного вуглецю в товщі чорносланцевих відкладів по розрізу і по латералі;
- вивчення форми знаходження вуглеводнів, компонентний склад вуглеводнів і співвідношення їх ізотопів у різновидах сланців;
- вивчення вмісту та закономірностей розподілу органічної речовини, зокрема органічного вуглецю, в товщах сланцевих відкладів;
- вивчення ступеня термічної переробки порід, визначення відбивної здатності вітриніту;
- дослідження генеруючого потенціалу нафтоматеринських товщ, типу керогену,

температурної зрілості сланцевих відкладів, встановлення вікон нафто- і газотворення, типу газу і причин його міграції чи адсорбції вмісними породами нафтогазоперспективних районів;

- вивчення процесів формування нафтогенераційного потенціалу порід та закономірностей його зміни по розрізу і по простяганню;
- оцінка геотехнічних особливостей видобутку вуглеводнів із сланцевих і ущільнених порід за керованими даними, результатами дослідження свердловин, їх інтенсифікації, з урахуванням зарубіжного досвіду;
- створення прогнозних карт газоносності сланцевих і ущільнених порід стратиграфічних комплексів основних нафтогазовидобувних регіонів України з виділенням районів і об'єктів першочергової розвідки і розробки з оцінкою їх ресурсного потенціалу.

Зібраний значний новий фактичний матеріал по геологічній будові, структурним особливостям, літологічному, мінеральному і петрографічному складу потенційно нафтогазоносних порід, їх петрофізичним особливостям, колекторським і ємнісно-фільтраційним властивостям, їх нафтогазогенераційному потенціалу, формі знаходження вуглеводнів, компонентному складу вуглеводнів і співвідношенню їх ізотопів. Наряду з широким узагальненням матеріалів попередніх робіт проведено комплекс польових, камеральних і лабораторних досліджень, який включав:

- опис і вивчення керна свердловин;
- переінтерпретація геофізичних досліджень свердловин (ГДС);
- відбір зразків керна;
- опис шліфів і аншліфів;
- вивчення петрофізичних параметрів зразків (об'ємна густина, відкрита пористість, проникність, К залишкового водонасичення, питомий електричний опір, швидкість пружних хвиль, інтервальний час);
- заміри відбивної здатності вітриніту;
- вивчення геохімічних особливостей порід ($C_{орг.}$, H_2O , $U \cdot 10^{-4}$);
- визначення ТОС (вміст органічної речовини);
- визначення ізотопного складу газів методом піролізу (H_2 ; N_2 ; CO ; CH_4 ; CO_2 ; H_2O ; C_2H_4 ; C_2H_6 ; NO ; H_2S ; SO_2 ; COS ; CS_2 ; C_3H_6 ; C_3H_8 ; C_nH_m ; N_2O ; NH_3 ; F_2 O_2 при температурах 50–250; 250–450; 450–650; 650–850 і 50–1050 °C);
- хімічний аналіз порід;
- визначення ізотопного складу вуглецю;
- аналіз складу вуглеводнів.

Основною метою досліджень було виділення різнорангових і різновікових об'єктів у межах України, перспективних на виявлення покладів сланцевого газу та сланцевої нафти, і визначення першочергових напрямків подальших геологорозвідувальних робіт. Наразі доведено, що в Україні є поклади вуглеводнів нетрадиційного типу, які можуть мати промислове значення. В результаті проведених робіт було:

- розроблено комплекс факторів локалізації і критеріїв прогнозу покладів вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами;
- оцінено перспективи Східного, Західного і Південного НГР України щодо сланцевого газу та газу ущільнених порід;

- оцінено перспективи промислової нафтоносності сланцевих (флішових) формацій України;
- оцінено перспективність нафтогазоносності імпактних структур України;
- визначено перспективні стратиграфічні комплекси, перспективні зони, проведено регіональну прогнозну оцінку ресурсів сланцевого газу та газу ущільнених порід;
- обґрунтовано оптимальну методику геологорозвідувальних робіт для освоєння вуглеводневого потенціалу ущільнених і сланцевих порід, визначено першочергові напрямки геологорозвідувальних робіт;
- показано, що серед нафтогазоносних басейнів України, у розрізі яких наявні ущільнені та сланцеві породи, найбільш перспективними є Дніпровсько-Донецька і Карпатська нафтогазоносні провінції;
- надано рекомендації щодо першочергового освоєння виділених об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт.

Отримані результати стали основою для написання колективної монографії «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України», яка складається із 8 книг:

- Книга I. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми;
- Книга II. Західний нафтогазоносний регіон;
- Книга III. Південний нафтогазоносний регіон;
- Книга IV. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження;
- Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти в Східному нафтогазоносному регіоні;
- Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу щільних порід у Східному нафтогазоносному регіоні;
- Книга VII. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини УЩ;
- Книга VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України.

В монографії враховано досвід проведення численних робіт вітчизняних дослідників як на традиційні джерела вуглеводнів [4, 7, 8, 15, 30, 39, 43–46, 78, 86, 92, 99, 121, 122, 126, 130, 148 тощо], так і нетрадиційні [93–95, 114–116, 141–143, 156, 159], зокрема, досліджень з проблеми так званого газу центрально-басейнового типу [526, 553]. Широко використовувався аналіз численних робіт, присвячених особливостям геологічної будови, стратиграфії, нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [21–23, 38, 40–42, 68, 71, 76, 113, 124, 128, 133–136, 144, 160–162 та ін.], Прикарпатської нафтогазоносної області [9, 83, 84, 132 та ін.]. Широко використовувалися матеріали тематичних досліджень ДДЗ [524, 527, 540, 546, 547, 549–551, 555, 556 та ін.] і Карпатської нафтогазоносної провінції [90, 528, 530, 531, 533–537 та ін.].

Крім авторів, у проведенні досліджень і підготовці роботи до друку брали участь співробітники багатьох виробничих і наукових організацій, за що автори висловлюють їм щире подяку. Автори вдячні науковим редакторам: доктору геол.-мін. наук, академіку НАН України Лукіну О.Ю., кандидату геол. наук Гурському Д.С., рецензентам: доктору геол.-мін. наук, академіку НАН України Гожику П.Ф., доктору геол.-мін. наук, академіку НАН України Старостенку В.І., доктору геол.-мін. наук, чл.-кор. НАН України Павлюку М.І. за цінні поради і слушні зауваження.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА НЕТРАДИЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Нові технології зробили доступним для експлуатації багато з раніш недоступних нетрадиційних джерел природного газу: глибокозалеглий природний газ (deep natural gas), «ущільнений» природний газ (tight natural gas), сланцевий газ (shale gas), вугільний метан (coalbed methane), газ у геозонах під тиском, гідрати метану (methane hydrates) [287, 440, 443, 484].

Поняття нетрадиційних типів вуглеводнів включає:

- ▶ **сланцевий газ** – газ, який міститься в дрібнозернистих осадових породах, які одночасно є і колекторами, і материнськими породами, характеризуються високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність;
- ▶ **щільний газ** – газ, що міститься в щільних малопроникних пісковиках, аргілітах, сланцях чи інших породах зі зниженими ємнісними властивостями, утвореними за рахунок ущільненості та зцементованості породи, для вилучення якого необхідні засоби стимуляції;
- ▶ **метан вугільних пластів** – сорбований та вільний газ, зосереджений у вугільних пластах і вуглевмісних породах;
- ▶ **сланцева нафта** – нафта, зосереджена в дрібнозернистих осадових породах з низькими ємнісними параметрами, зі значним вмістом керогену, який здатний при підігріві до певної температури трансформуватись у нафту або природний газ;
- ▶ **газогідрати** – кристалічні сполуки змінного складу, які утворюються за певних термобаричних умов з води і газу, мають вигляд кристалічної ґратки льоду з молекулами газу всередині, які зовнішньо нагадують сніг чи ніздруватий лід;
- ▶ **поклади вуглеводнів, пов'язані з імпаکتними структурами** – поклади, приурочені до зон розущільнення і тріщинуватості в породах, що виникли в результаті ударної дії під час падіння небесних тіл.

Є ще один вид альтернативного природного газу – зріджений природний газ (ЗПГ – liquefied natural gas). Він отримується при охолодженні природного газу (метану) до $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Зберігається ЗПГ при низьких температурах в особливих криогенних ємностях, які підтримують низьку температуру газу при тиску 0,4 МПа. ЗПГ – найбільш екологічно чистий і безпечний з видів палива, що масово використовуються. Його перевагою є відсутність проблеми транспортування через треті країни, для його доставки до споживача не потрібні газопроводи великої протяжності, а використовуються спеціальні танкери. Потім

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА НЕТРАДИЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ

ЗПГ на спеціальних терміналах регазифікується, тобто переводиться з рідкого в газоподібний стан, і вже трубопроводами малої протяжності надходить до споживачів. ЗПГ доцільно використовувати як засіб підвищення енергетичної безпеки. Так, в Естонії з цією метою передбачається побудувати регіональний балтійський термінал у Палдиські для прийому ЗПГ. Литва також планує побудувати у себе термінал для прийому ЗПГ. Перекачування газопроводом значно збільшує ціну газу, тому ціна ЗПГ набагато нижча за ціну трубопровідного газу. Імпорتنний ЗПГ в Америці коштує від \$130 до \$159 за 1000 м³, а середня ціна довгострокових європейських контрактів Газпрому становить \$260–300. ЗПГ Катару коштує \$170–180 за 1 тис. м³, а російський газ – \$300 [360].

Частка ЗПГ у світовій промисловості щорічно збільшується. Зараз на нього припадає 7 % світового споживання газу. Очікується, що до 2020 р. цей показник досягне 14 %, а до 2030 р. – 20 %. У США і країнах Західної Європи частка ЗПГ у загальному газоспоживанні перевищує 20 %. Японія імпортує до 85 % природного газу в зрідженому стані. За прогнозами, в 2020 р. у Північній Америці (США, Канада) традиційного газу буде 34 %, альтернативного – 53 % (17 % – сланцевого). За оцінками Департаменту з енергетики США, видобуток природного сланцевого газу (ПСГ) в країні зростатиме до 2035 р. з середньорічним приростом 5,3 %, а імпорт газу знижуватиметься на 2,6 % щорічно (рис. 1).

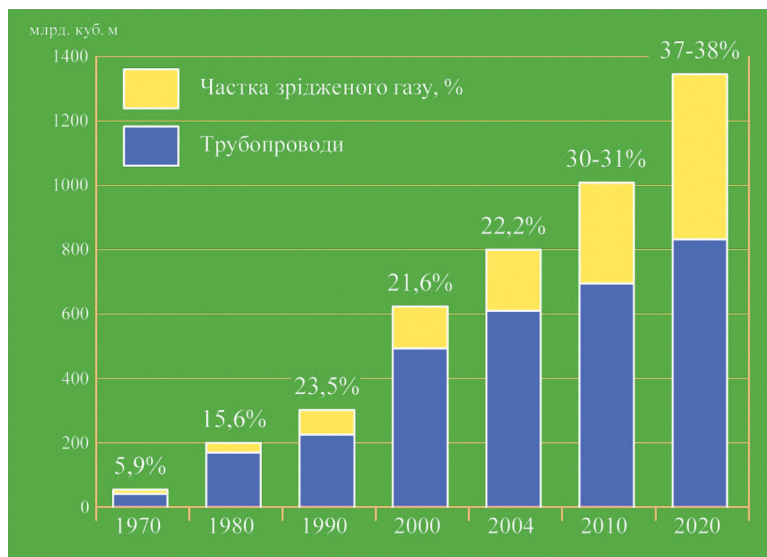


Рис. 1. Зміна споживання традиційного і зрідженого газу у світі [268]

Найбільше практичне значення мають перші три типи нетрадиційних типів вуглеводнів.

Початок експлуатації газу з низькопористих колекторів стимулювався економічною політикою Сполучених Штатів. У 1980 р. Конгрес США запровадив політику фінансових заохочень під назвою Nonconventional Fuels Tax Credit. Вони

охоплювали газ зі сланців, метан вугільних родовищ і щільний газ. Ця політика діяла до кінця 2002 р. і стосувався обладнання для видобутку газу.

Покладами неконвекційного газу називаються такі скупчення природного газу, які з практичної точки зору є менш рентабельними і важчими для експлуатації, ніж традиційні (конвекційні). Тому, врешті решт, поділ родовищ природного газу на конвекційні і неконвекційні більше залежить від економічних факторів, ніж від геологічних форм їх знаходження. Запаси неконвекційного газу хоч і важкі для видобування, значно більші від конвекційних (рис. 2), які є простішими і вигіднішими для видобування, але швидко будуть повністю вичерпані [232, 234]. За оцінкою МАГАТЕ, світові ресурси альтернативного природного газу (АПГ) становлять 1000 трлн м³ (з них 50 % ПСГ), а традиційного природного газу в 5 разів менше (від 177,4 до 213 трлн м³). Найбільші запаси АПГ зосереджені в Росії, Катарі, Ірані, США (120 трлн м³), Китаї (36 млрд м³), Австралії (22 трлн м³). Значними запасами АПГ володіють Канада, Індія, Німеччина, ПАР, Україна, Казахстан (рис. 3). У Китаї видобуток метану з вугільних пластів з 2005 по 2010 рр. зріс майже в 100 разів (до 10 млрд м³). Корпорації Statoil, BP, Total, ExxonMobil розвивають метано-вугільні і сланцеві родовища в Австрії, Угорщині, Польщі, Франції і Швеції [355].

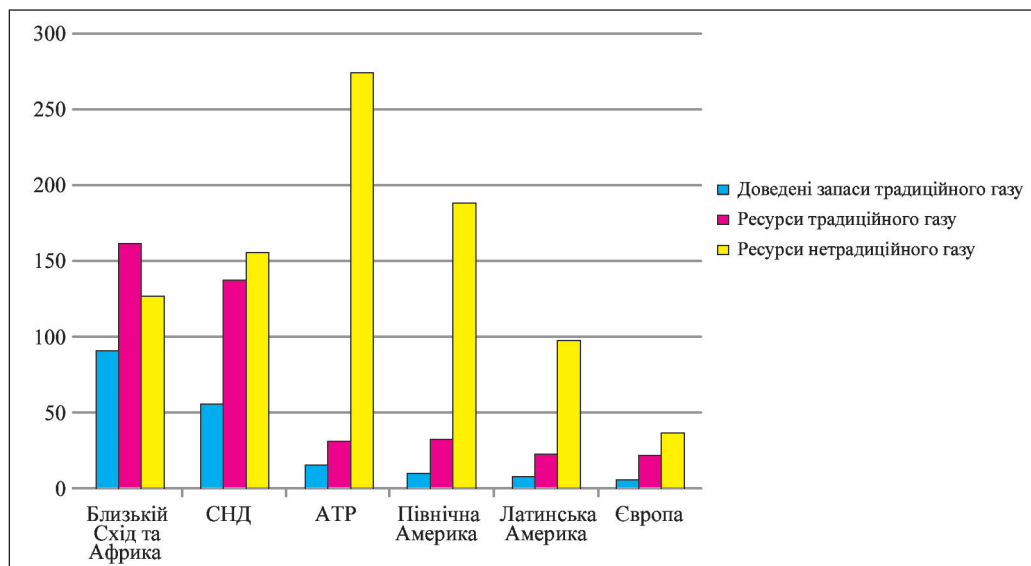


Рис. 2. Розподіл ресурсів конвекційного та неконвекційного газу у світі [239]

Зараз розвиток сучасних видобувних технологій робить можливим промисловий видобуток газу з неконвекційних родовищ. З розвитком техніки та зміною умов економічної політики, які сприятимуть зростанню рентабельності експлуатації газу, в майбутньому певні неконвекційні родовища можуть бути визнані конвекційними.

Утворення традиційного родовища газу з точки зору нафтогазової геології вимагає наявності: материнської породи, яка може генерувати достатню кіль-

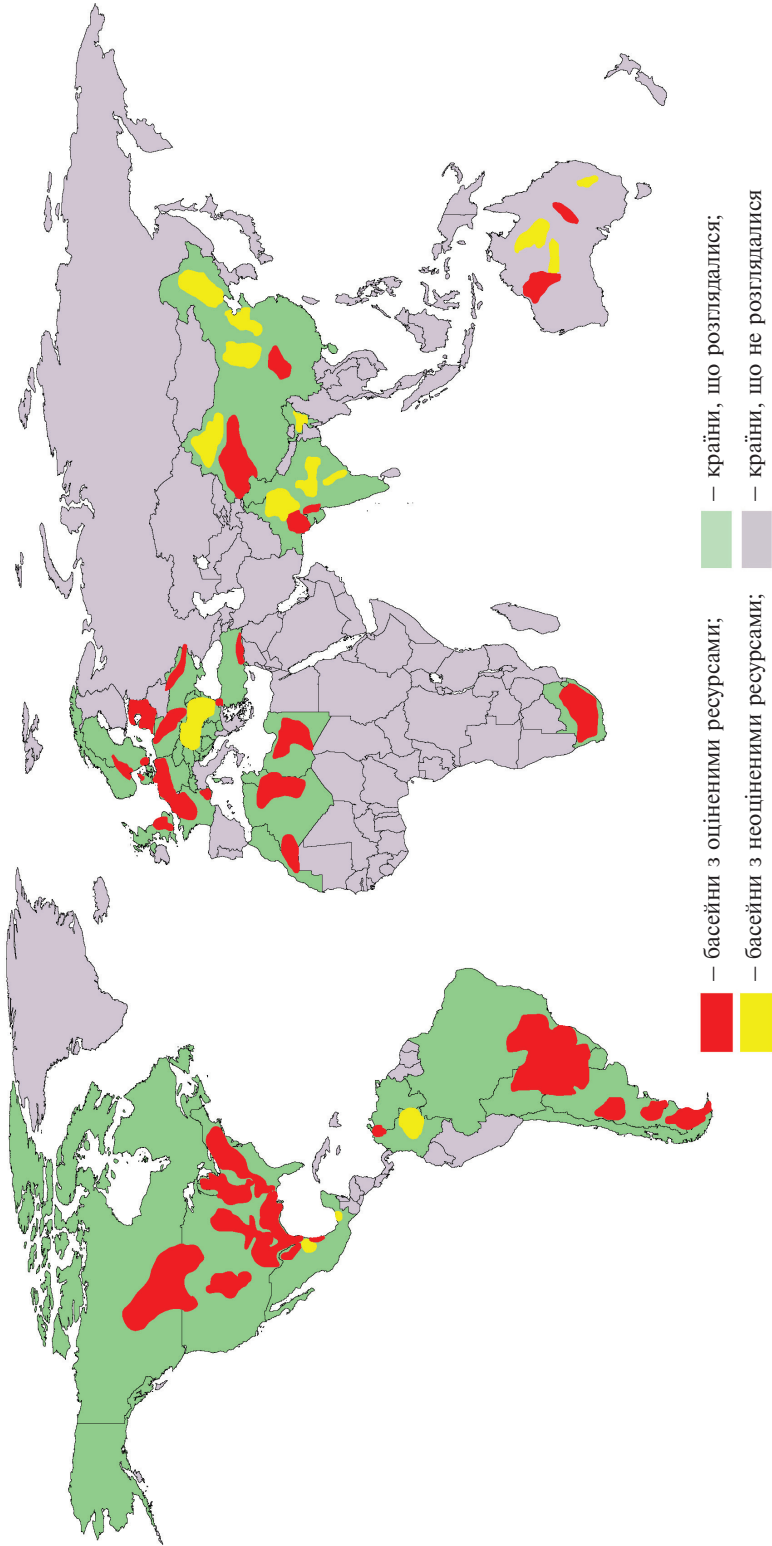


Рис. 3. Схема поширення родовищ неконвенційного газу в світі [355]

кість газу; пастки, що зупиняють міграцію вуглеводнів; породи-колектора, які вміщують газові поклади. Присутність цих елементів є обов'язковою умовою для забезпечення основних критеріїв визначення родовища: достатньо великих запасів газу і наявності необхідної пористості та проникності. Виконання цих умов забезпечує інвесторові кількість (запаси) і продуктивність газу, потрібну для отримання економічної вигоди з експлуатації.

Для виникнення родовищ газу нетрадиційного типу навіть з точки зору класичного органічного походження нафти і газу не потрібні ні друга, ні третя умови, а якщо прийняти точку зору про їх неорганічне походження, то всі три основні умови утворення родовищ вуглеводнів стають необов'язковими. Тому для обґрунтування доцільності розробки неконвекційного родовища газу вирішальним є його велика віддача під час експлуатації, яка досягається застосуванням сучасних технологій. Тому такі родовища, на відміну від традиційних, є легкими для відкриття, але важкими для освоєння [234].

Виробництво альтернативного газу має величезний потенціал, бурхливо розвивається, але одночасно має вищу вартість видобутку порівняно з традиційним газом, що обумовлює потребу прийняття інвестиційної концепції. Стратегія пошуків сланцевого газу також відрізняється передусім необхідністю поглибленого аналізу вуглеводневої системи, умов залягання, складу і текстурно-структурних особливостей материнських порід.

Існує значний обсяг наукової літератури, присвяченої проблемам ущільненого і сланцевого газу [178, 179, 273, 342, 343 і багато інших], особливо в електронних ресурсах [387, 408, 420, 423, 427–429, 433, 435, 437, 457, 463, 464, 468, 476, 480–482, 497, 500, 505–507, 509, 510, 513, 515 і багато інших].

Важкі для експлуатації запаси неконвекційного газу значно більші від покладів конвекційного (рис. 4, 5). Геологічні запаси окремих типів неконвекційного газу оцінюються в мільярди кубічних метрів (газ із великих глибин),



Рис. 4. Піраміда запасів родовищ газу [232]

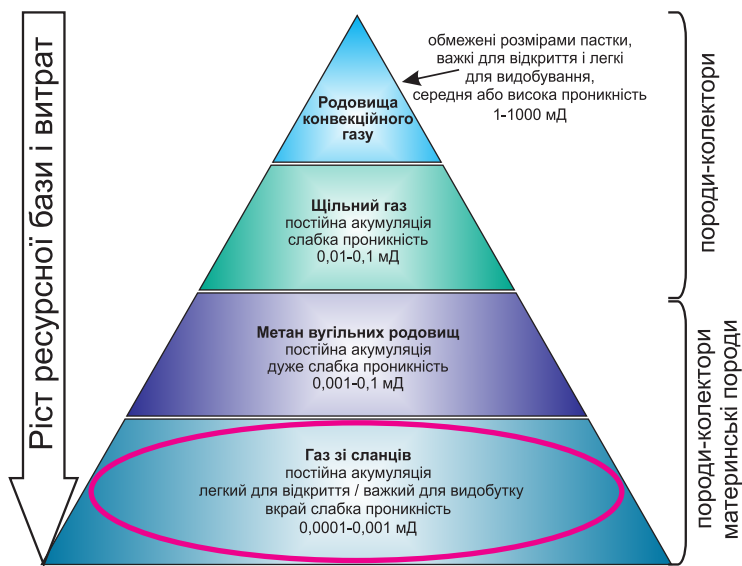


Рис. 5. Модифікована піраміда запасів родовищ газу [294]

десятки мільярдів (щільний газ, газ зі сланців і метан вугільних родовищ) та сотні мільярдів кубічних метрів (газові гідрати). Більшість доступного нам природного газу перебуває в скупченнях з невеликими концентраціями або в породах з низькою проникністю. На верхівці піраміди розміщені конвекційні родовища, які найпростіші і найвигідніші для видобування, а у майбутньому будуть найшвидше використаними. Експлуатація газу з родовищ, розміщених ближче до основи піраміди, є можливою в результаті розвитку видобувної технології та зростанню цін на блакитне паливо. До низу піраміди зростають витрати і економічний ризик.

У 1995 р. неконвекційні родовища вуглеводнів були визначені Геологічною службою США як так звані безперервні скупчення (continuous accumulations), що розміщуються в породах з низькою пористістю і дуже низькою проникністю, причому потік газу під час видобування проходить винятково тріщинами, утвореними як природна система тріщин або штучно в результаті гідравлічної стимуляції. Крім того, ці родовища мають дуже великі геологічні запаси, але низький коефіцієнт видобутку газу.

На рис. 6 зображено також значний приріст запасів у США, який відбувся за 2 роки (2006–2008 рр.) завдяки збільшенню кількості нових родовищ.

У США видобуток з традиційних родовищ, який досяг максимуму в 1973 р. (615 млрд м³), систематично зменшувався, швидко зростав імпорту газу, а запаси таких родовищ почали зменшуватися. Впровадження Nonconventional Fuels Tax Credit мало на меті освоєння власних запасів неконвекційного газу, що використовувалися незначною мірою, оскільки їх видобуток до цього був нерентабельним. Незабаром тенденція спаду видобутку газу була зупинена, з 1987 р. видобуток почав зростати і тримається до цього часу, а в 2008 р. досяг рівня, близького до початку 70-х років.

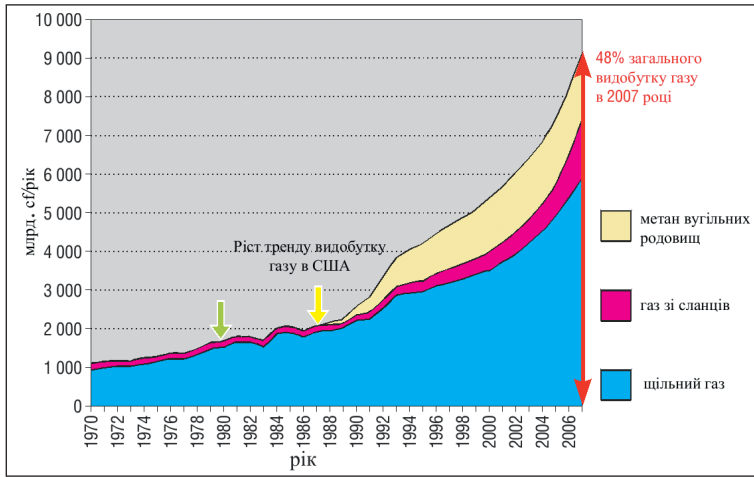


Рис. 6. Видобуток газу з неконвекційних родовищ в США [340]

Збільшення видобутку газу стало можливим завдяки зростаючій частці газу з неконвекційних родовищ, кількість якого різко почала зростати, незважаючи на систематичний спад видобутку конвекційного газу. Розпочате завдяки запровадженню податкових пільг швидке зростання видобутку газу з неконвекційних родовищ було підтримане розвитком технології горизонтального буріння, методів гідравлічної тріщинуватості, ефектом шкали, що дозволило зменшити витрати завдяки повністю лібералізованому ринку газу та сервісним послугам у США і, врешті, зростаючим цінам на газ.

Через різке зростання видобутку в 2009 р. США стали світовим лідером видобутку газу (745,3 млрд м³), причому понад 40 % припадало на нетрадиційні джерела (26 % – метан з вугільних пластів і 14 % – сланцевий газ). Це призвело до виникнення надмірної пропозиції газу на світовому ринку і значного падіння його ціни до початку 2010 р. (рис. 7) [427]. Серйозних змін протягом 2009 р. зазнав і енергетичний ринок Європи, де Газпром знизив експорт газу на 11,4 % і втратив \$22 млрд порівняно з 2008 р. Європейський ринок захоплює

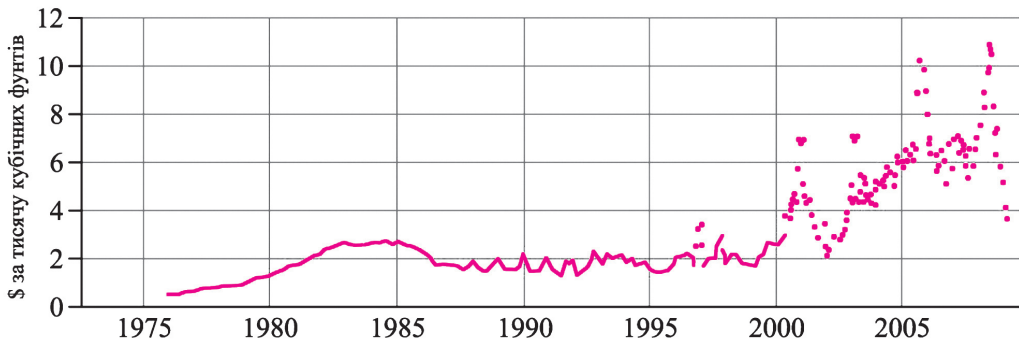


Рис. 7. Вартість природного газу в період 1975–2010 рр. [427]

зріджений газ з Катару, який виявився набагато дешевшим від російського. У зв'язку з цим Газпром був вимушений не тільки відкласти розробку декількох газових родовищ (Штокманського і Бованенківського на півострові Ямал), але й законсервувати Ковиктинське родовище в Іркутській області.

Надалі, на думку низки експертів, наслідки розробки неконвекційних родовищ газу можуть мати глобальний характер і привести до зміни всієї світової газової енергетики [371, 398, 474]. Використання сланцевого газу не тільки суттєвим чином змінить структуру енергетичних ресурсів світу, не тільки зумовить значне зниження цін на природний газ, але й призведе до значних політичних наслідків, зокрема, буде запобігати створенню картелю Росії, Ірану і Венесуели, обмежить розвиток ядерної програми Ірану, забезпечить енергетичну безпеку США і Китаю [393–395, 410, 461].

Наприкінці 2009 р. Комітет із газових ресурсів США (Potential Gas Committee) оголосив про радикальну переоцінку ресурсів природного газу в США, збільшивши їх з 1300 трлн куб. футів (36,8 трлн м³) до 1836 трлн куб. футів (52,0 трлн м³). З них 616 трлн куб. футів становить сланцевий газ, родовища якого відкриті в басейнах: Аппалацькому, Серединно-Континентальному, Прибережному, Скелястих гір. Відділ інформації Міністерства енергетики США (Energy Information Administration – EIA) оцінює (2009 р.) ресурси газу в країні (без урахування Гавайських островів) у 2074 трлн куб. футів (58,7 трлн м³) у 89 басейнах 48 штатів. Це еквівалентно 350 млрд барелів нафти.

Найбільш радикально оптимістичної точки зору дотримується керівник департаменту нафтовидобутку в Texas A&M University Стефен Холдич. На його думку, з появою нових технологій запаси газу, який технічно можна вилучити з надр, можуть бути збільшені в 9 разів. Зокрема, для США новий показник дорівнюватиме майже 1000 трлн м³. За прогнозами експертів, через 10–20 років видобуток сланцевого газу в США зросте в 3–4 рази. Як вважає С. Холдич, аналогічну операцію множення слід провести і з резервами газу в інших країнах. Якщо так, то природного газу в світі буде у декілька разів більше, ніж вугілля, і на найближче тисячоліття він буде справді невичерпним ресурсом.

У 2020 р., згідно з оцінкою Ziff Energy, в США будуть видобувати вже 900 млрд м³ газу на рік (у 2000 р. – 723,5 млрд м³). Велика частина приросту буде забезпечена завдяки сланцевому газу (рис. 8). За прогнозами видобуток сланцевого газу в США до 2015 р. може зрости до 180 млрд м³ на рік. За оцінкою IHS CERA, до 2018 р. цей показник може становити 180 млрд м³ на рік (27 %) плюс 200 млрд м³/рік вугільного метану і газу, які видобуваються з твердих пісковиків (дані IEA), що в сукупності становить вже близько половини всього американського газовидобування.

Експерти стверджують, що нетрадиційні джерела газу (метан вугільних пластів і сланцевий газ) будуть найважливішим ресурсом США в майбутньому. Очікується, що їх роль у загальному видобутку газу в США зросте з 42 % в 2007 р. до 62 % у 2016 р. (рис. 9). Це підтверджується успішними результатами видобутку сланцевого газу із сланців Барнет (Barnett), Фейетвілл (Fayetteville) і Вудфорд (Woodford), а також позитивними результатами пошуково-розвідувальних робіт в Аппалачах, Північній Луїзіані, Британській Колумбії, Південному Техасі.

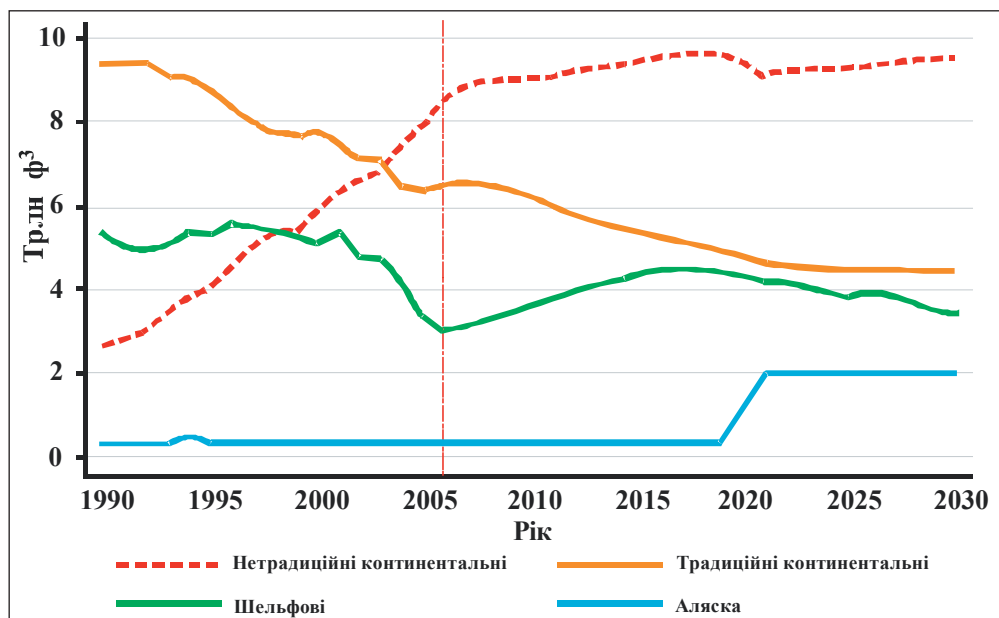


Рис. 8. Видобування природного газу в США із різних джерел

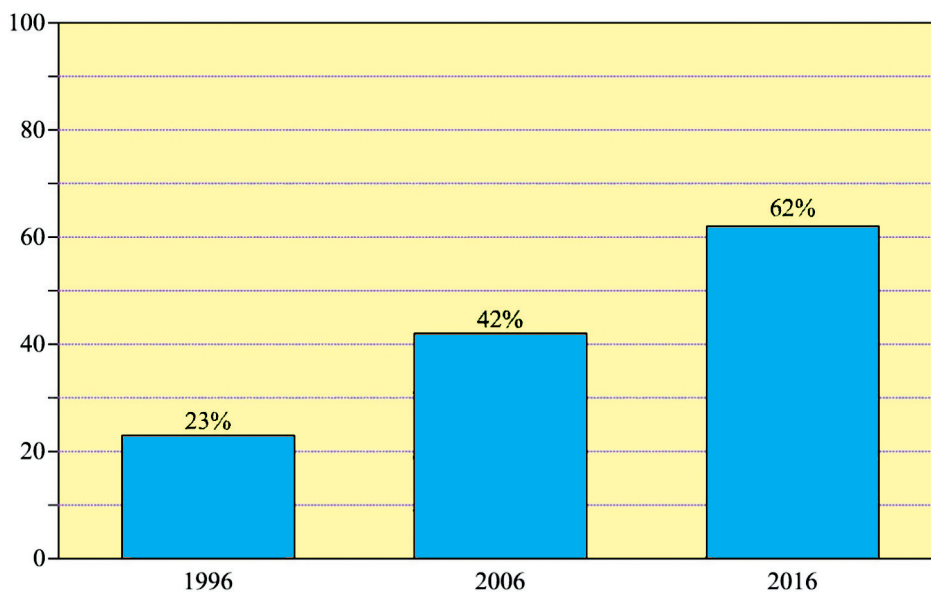


Рис. 9. Частка неконвекційного газу (ушільненого, сланцевого, вугільного метану) у загальному видобутку природного газу в США [303]

В 2007 р. видобуток природного газу в США становив 19,3 трлн куб. футів, з них сланцевого газу – 1,4 трлн куб. футів. Очікується, що в 2020 р. він зросте до 4,8 трлн куб. футів. Це дозволить забезпечити промисловість США природним газом на 116 років (на рівні видобутку 2007 р.).

Розширення власного видобутку, як передбачається, дозволить США мінімізувати імпорт природного газу, обмежившись його закупівлями в Канаді. Термінали для прийому імпортного зрідженого газу, які є в країні, стануть зайвими або будуть використовуватися спорадично для покриття поточних потреб під час сезонних максимумів.

Розвиток нових технологій і методів стимуляції гідравлічної тріщинуватості сприяв значному зростанню вилучення газу зі свердловин. Особливе значення це мало у випадку сланцевого газу, стрімке зростання видобутку якого за останні кілька років відбувалося завдяки розвитку сучасних технологій, передусім за рахунок впровадження горизонтального буріння (рис. 10). Підвищений попит на буріння в умовах вільного ринку сервісних послуг дозволяє постійно знижувати вартість і збільшувати ефективність бурових робіт. Буріння і відбір газу з великої кількості свердловин за невеликий проміжок часу дозволяє, в свою чергу, працювати «шкалі економії», що в результаті веде до подальшого зменшення витрат.

Згадані ефекти збільшення продуктивності і зменшення витрат суттєво підсилювалися стабільно зростаючими цінами на природний газ. Після періоду довгої стабілізації на рівні \$2 за 1 тис. cf (кубічний фут) (\$0,07 за 1 м³) в 1986–2008 р. ціни на газ зросли до \$11 за 1 тис. cf (\$0,39 за 1 м³), що в часі збіглося зі стрімким розвитком видобутку газу зі сланців.

На спотовому ринку США в 2010 р. ціна газу впала в 2 рази (рис. 11) [407]. За таких умов економічна ніша для трубопровідного природного газу різко зменшується [378]. Покупці ЄС вимусли Газпром продавати їм частину газу на спотовому ринку (спотові продажі газу становлять тепер в балансі Газпрому 15 %, інший об'єм продається за договірними цінами) [405].

Верховний Федеральний суд ФРН, розташований в Карлсруе (Karlsruhe), ухвалив безпрецедентне рішення про заборону корегування цін на газ для кінцевих споживачів у разі зміни цін на нафту, що фактично забороняє перекладати зростання цін на кінцевих споживачів [360]. Компанії відтак будуть вимушені в період зростання цін відмовлятися від купівлі дорогого трубопровідного газу на користь дешевшого СПГ (який зараз удвічі дешевший газу з традиційних джерел). Зниження спотових цін на газ примусить Газпром знизити ціни за довгостроковими контрактами приблизно на \$50–70 за тис. м³ [347]. У ФРН створили спеціальну групу вчених для вивчення перспектив видобутку природного газу в країні [407].

У результаті останніх подій на газовому ринку склалася парадоксальна ситуація, коли «бідна» Україна платить за газ майже в 1,5 рази більше «багатої» Європи [362, 370, 382, 390, 400, 403, 406, 439].

В умовах необхідності зниження цін на газ на ринку ЄС Газпром вимушений підвищувати ціну на газ на внутрішньому ринку. В 2009 р. ціна газу збільшилася там на 46 %. Це призведе до того, що в цілому конкурентоспроможність російської продукції різко знизиться [365].

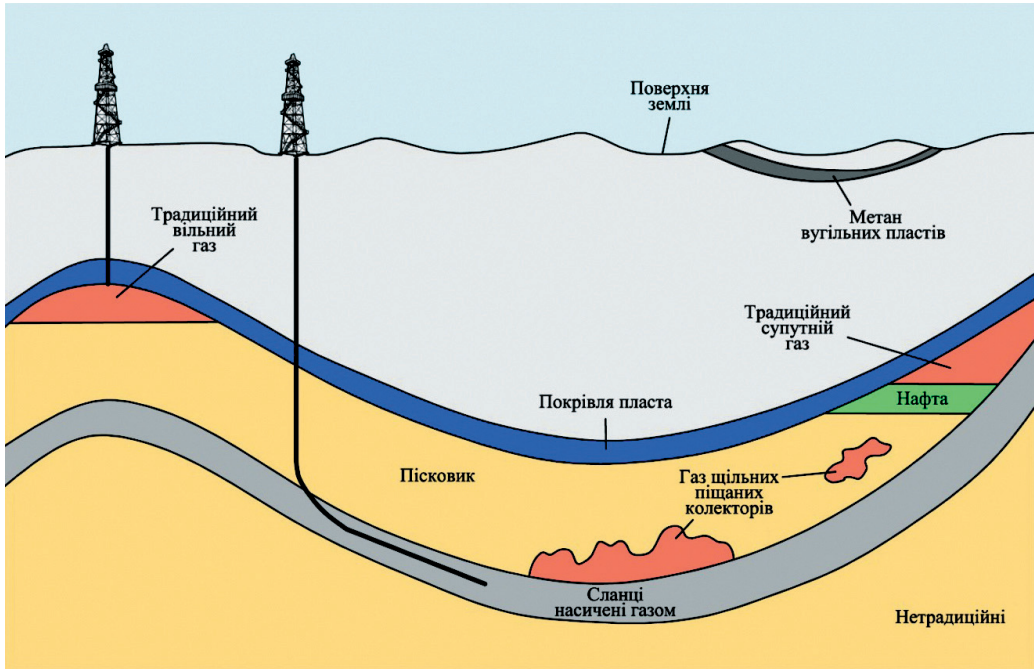


Рис. 10. Схема видобутку газу горизонтальними і вертикальними свердловинами

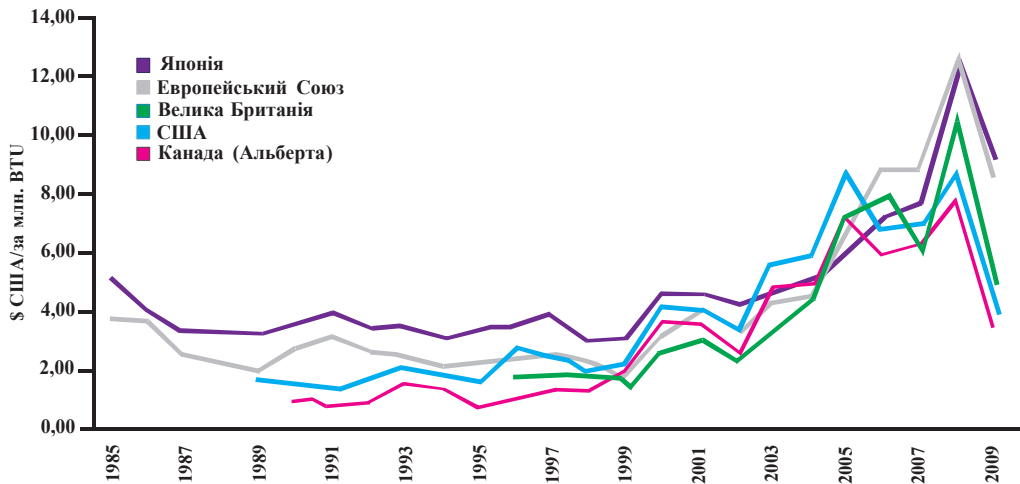


Рис. 11. Динаміка змін цін на газ у світі з 1985 по 2009 роки [407]

Зріджений природний газ зараз удвічі дешевший, його продають за демпінговими цінами.

Газпрому в 2010 р. довелося піти на поступки в тарифах для зарубіжних споживачів. Існує система підстрахування від зниження попиту: система «бери

або плати» – у разі недобору газу покупець вимушений платити штраф. У 2009 р. Газпром був вимушений знизити обсяги експорту на 11,4 % – до 140 млрд м³. Частина газу для ЄС у зрідженому вигляді поставляється танкерами з Катару. Вартість цього газу \$170–180 за 1 тис. м³ (фактично Катар продавав ЗПГ до Європи в 2009 р. за демпінговими цінами \$70–90 за тис. м³ проти \$260–300 за довгостроковими контрактами Газпрому (рис. 12)). Причина російських невдач – розвиток нових технологій видобутку газу з альтернативних джерел, у тому числі з покладів горючих сланців. Найближчим часом сланцева технологія істотно змінить розстановку сил на газовому ринку [363].

Такими чином, питання рентабельності експлуатації родовищ газу залежить головним чином від трьох складових: промислових запасів газу, продуктивності, з якою видобувається газ, оперативних витрат (в основному на експлуатаційне буріння), тобто скільки газу можна видобути з родовища, в якому темпі, а також якими будуть витрати на його видобуток [231, 232].

Американський успіх надихає зараз до інтенсивних пошуків неконвекційних родовищ природного газу в інших країнах, в тому числі в Європі. В останній перспективними є сланці різного віку: палеозойські в Південній Швеції; пермсько-кам'яновугільні у Боненсійській западині в південно-західній Німеччині; нижньоюрські у Нижньосаксонському басейні в Німеччині; нижньоюрські в Паризькому басейні у Франції; нижньоюрські і нижньо-верхньокрейдові в південно-східному басейні у Франції; верхньоюрські у Віденському басейні; нижньокрейдові в Англії; кайнозойські у западині Мако в Угорщині та палеозойські відклади у Польщі.

Найбільш інтенсивно пошуки вуглеводнів у сланцевих відкладах в Європі проводяться в Польщі [183, 192, 208, 210, 245, 246, 253, 265, 279, 283, 291, 298, 314, 323, 335, 348, 396, 430, 432]. Так, станом на 1 травня 2014 р. видано 80 концесій на розвідку родовищ вуглеводневої сировини, в тому числі сланцевого газу. До 5 травня концесіонери пробурили 63 розвідувальні свердловини (рис. 13). Найбільше досягнення з розвідки трапилося у 2012 році, коли було пробурено 24 свердловини, раніше у 2011 р. – 11, а в 2010 р. – 3. У 2013 році відбувалося помітне уповільнення в пошуках – пробурено тільки 14 свердловин, незважаю-

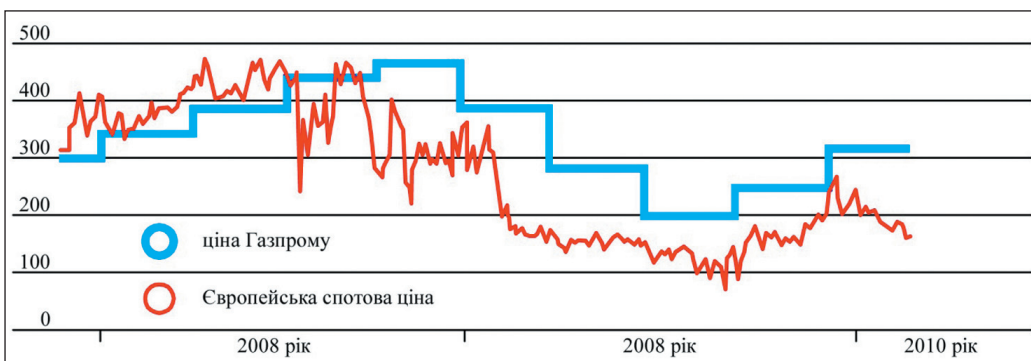
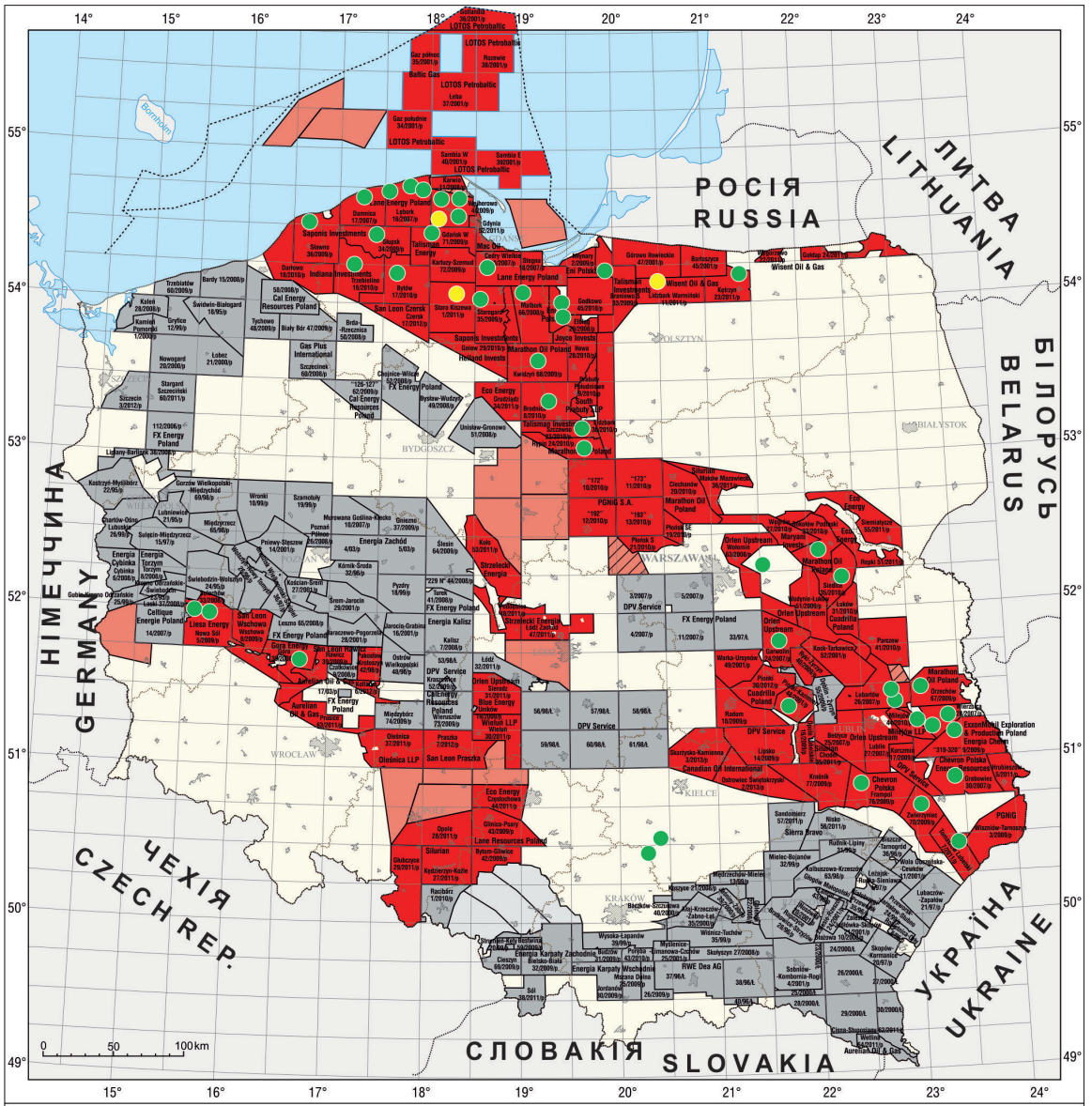


Рис. 12. Коливання спотових цін і ціни Газпрому на газовому ринку Європи

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА НЕТРАДИЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ



- свердловини на сланцевий газ закінчені бурінням
shale gas drillings completed
- свердловини на сланцевий газ у процесі буріння
shale gas drillings in progress
- ліцензії на пошук і розвідку сланцевого газу
shale gas prospecting and exploration licenses
- ліцензії на пошук і розвідку традиційного газу
conventional gas prospecting and exploration licenses
- заявки на пошук і розвідку сланцевого газу
shale gas prospecting and exploration applications
- заявки на пошук і розвідку сланцевого газу відповідно до 46 пункту «Права геологічного та гірничого»
shale gas prospecting and exploration applications submitted in accordance with the article 46 of the Geological and Mining Law
- заявки на пошук і розвідку традиційного газу
conventional gas prospecting and exploration applications

Рис. 13. Схема розташування концесійних ділянок, виданих на сланцевий газ у Польщі [483]

чи на заявлені 40. Наразі динаміка буріння збільшується – станом на 5 травня 2014 р. вже пробурено 10 свердловин і ще дві перебувають у стадії проходки.

Бурові роботи ведуться у 8 воєводствах. Більшість свердловин пробурені в Поморському воєводстві – 28. Ще дві знаходяться в процесі буріння. Інтенсивне буріння також відбувається у Люблінському воєводстві, де на травень 2014 р. пробурено 18 розвідувальних свердловин. У частині цих свердловин проводяться спеціальні процедури, які спрямовані на попередню оцінку здійснення добутку сланцевого газу. Гідророзриви були проведені у 21 (33,3 % готових) свердловині, з яких тільки 8 горизонтальні. У 4 свердловинах зроблено діагностичне нагнітання (тестування). В 38 свердловинах (60,3 %) до цього часу не було проведено ніяких спеціальних досліджень.

Активно ведуться переговори з потенційними інвесторами, що зацікавлені в отриманні пошукових концесій. Період пошукової концесії становить у середньому 5 років. Якщо поклади газу будуть знайдені, переговори про надання концесій з видобутку сланцевого газу будуть продовжені.

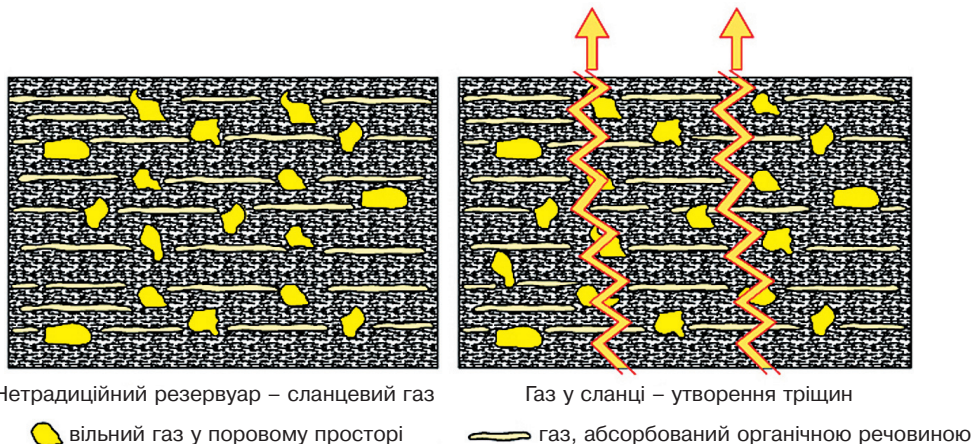
2. СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ: УЗАГАЛЬНЕННЯ І АНАЛІЗ ВІДОМОСТЕЙ ЩОДО ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ ЗІ СЛАНЦЕВИМИ ТОВЩАМИ

2.1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СЛАНЦЕВИХ ПОРІД

Як зазначалося вище, під **сланцевим газом** розуміють газ, що міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, морського походження), які характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, високою термічною зрілістю, низькою пористістю і дуже низькою проникністю. Скупчення газу мають надто великі геологічні запаси, але низький коефіцієнт вилучення [234].

Поклади сланцевого газу – це унікальна вуглеводнева система, в якій та сама формація порід є і материнською породою, і породою-колектором, і породою-покришкою. Газ скупчується в ізольованих порах або адсорбується органічною речовиною (рис. 14).

Природний сланцевий газ вилучають з осадових глинистих сланців. Він складається переважно з метану і його гомологів (етан, пропан, бутан) з до-



Вільний газ у поровому просторі, розвинений у місцях концентрації органічної речовини за рахунок зменшення її об'єму при генерації вуглецю (жовтий колір), і газ, сорбований органічною речовиною чи глинистими мінералами (світло-жовтий колір).

Рис. 14. Основні форми знаходження природного газу в сланцевих покладах [299]

мішками сірководню, вуглекислого газу, азоту, водню і гелію, іноді фіксується підвищений вміст радону [490–492]. Як правило, це сухий газ, хоча в деяких утвореннях присутній і вологий газ. Так, на ділянках Антрим і Нью-Олбани (Antrim, New Albany) в США свердловини зазвичай продукували воду і газ.

Нафтогазоносність глинистих порід – явище відоме і широко розповсюджене. Промислові припливи нафти і газу в таких породах отримують у багатьох регіонах світу. Видобуток у промислових масштабах нафти здійснюється із тріщинуватих аргілітів і глинистих сланців. Ставлення до проблеми нафтогазоносності глинистих порід у більшості геологів вельми неоднозначне, оскільки відповідно до традиційних уявлень глинисті породи виконують роль екрана для скупчень нафти та газу. Однак майже у всіх басейнах глинисті породи часто слугують колекторами для нафти і газу, зокрема, в масивно-пластових покладах, де продуктивна частина розрізу представлена чергуванням пісковиків і аргілітів. У таких покладах контакт нафта – вода, газ – вода єдиний для всього продуктивного розрізу, а глинисті товщі не розділяють родовища на окремі поверхи, що свідчить про єдину гідродинамічну систему. Отож глинисті породи, як і пісковики, в межах продуктивних горизонтів слугують вмістилищами для нафти і газу.

Кількість родовищ нафти в аргілітах і сланцях можна значно розширити, якщо проаналізувати розповсюдження продуктивних горизонтів у басейнах Скелястих гір, у Передаппалацькому і Мічиганському басейнах США, а також у басейнах інших країн світу.

За А.І. Леворсеном, такими є поклади нафти у сланцях крейдового віку в штаті Колорадо (сланці Черокі – Східний Канзас і сланці Четтенуча – Східний Кентуккі). Промислові припливи нафти отримані зі сланців на родовищах Солт-Крік і Тоу-Крік у штаті Вайомінг. Кременисті сланці містять поклади нафти в Каліфорнії на родовищі Санта-Марія і Емс-Хілз, а також на родовищі Спроберрі в Техасі.

Т.Т. Клубовою виконані спеціальні дослідження нафтогазоносності глинистих колекторів, які показали, що це вельми актуальна проблема, вирішення її дає можливість відкривати нові родовища в старих, добре освоєних районах. Зокрема, промислову нафту добувають із менілітових сланців на деяких родовищах Передкарпатського прогину.

Промислові скупчення нафти виявлено в 1956 р. у майкопських глинах Східного Передкавказзя, а дещо пізніше, у 1969 р. – у баженівській світі Західного Сибіру. З 1983 року велись систематичні дослідження з використанням буріння для пошуків покладів нафти і газу в глинистих породах ДДЗ.

В аргілітах баженівської світі Західного Сибіру до 1981 р. було відкрито близько 20 родовищ. Порооди світи вивчались багатьма дослідниками із метою визначення її нафтоносності. Зокрема, було виявлено високотемпературні прогріву цих утворень у минулому до температур вище 200 °С, що разом із високоточними сейсмічними дослідженнями свідчило про широке поле змін, викликаних високотемпературними флюїдами, які надходили із фундаменту в районі Салимського родовища. Продуктивність на цій площі нерівномірна – зустрічаються високодебітні ділянки, що змінюються низькодебітними.

Як і в Західному Сибіру, так і в Східному Передкавказзі пошук покладів нафти було переорієнтовано на глинисті породи – в Ставрополлі виявлена така ж система чергування ділянок із різними дебітами. Найважливішим при цьому є спільна відсутність залежності між продуктивністю ділянок та мірою збагачення органічною речовиною аргілітів. Ще однією їх спільною рисою є різка зміна дебітів – відносно високі на початку з різким падінням і подальшою стабілізацією. Очевидним поясненням цьому, на думку В.І. Сазонського, є відпрацювання спочатку підвідних систем, а згодом основної маси покладу, де інша природа локалізації вуглеводнів. Загальними характеристиками колекторів є їх мозаїчний розподіл, лускоподібна будова, зумовлена розушільненням, листкуватістю, плитчастістю аргілітичних глин, наявністю парафіну та відсутністю води.

Колекторська роль глинистих утворень чітко виявляється і в ДДЗ, де на Шебелинському, Гнідинцівському, Леляківському та деяких інших родовищах присутні глинисті пласти, що не розділяють поклади, а виступають як проникні горизонти. Як і в попередніх прикладах, зустрічаються нетрадиційні для звичних колекторів ситуації стосовно межі вода–нафта чи вода–газ. Зокрема, на родовищі Мілк Рівер в Канаді газ займає понижену, погано проникну частину розрізу монокліналі, тоді як угору за розрізом колекторські властивості порід покращуються і містять воду. Запаси цього родовища становлять 250 млрд м³.

Ще курйозніші приклади наводить В.І. Сазонський для покладів басейнів Сан-Хуан (запаси 700 млрд м³) в США та Діп-Бейсін (запаси 11,8 трлн м³) в Канаді. На першому з них газозносними є погано проникні породи, а заводнені – хороші колектори. Більше того, на родовищі продуктивний горизонт виходить на поверхню, але за 3 км від виходу він насичений газом і поклад не руйнується. В покладі Діп-Бейсін колектори також мають низькі ємнісні характеристики, проте вони насичені газом. У верхній частині розрізу хороші колектори насичені водою. До відкриття родовища в другій половині 70-х років минулого століття ці утворення навіть не розглядалися як перспективні. Лише масштабне вивчення порід з низькими колекторськими властивостями уможливило відкриття крупних і гігантських родовищ у Канаді, дослідники значною мірою орієнтувались у своїх пошуках на успіхи у відкритті гігантських родовищ газу в США у породах з низькими колекторськими властивостями (Сан Хуан, Уаттенберг, Аркома та ін.), але із загальними запасами близько 50 трлн м³ газу.

Цікавим є відкриття покладів, де після винайдення продуктивного горизонту припливу газу чи нафти спочатку не спостерігалось, хоча успішність буріння була вельми високою – на родовищі Діп-Бейсін із пробурених станом на 1979 р. 544 свердловин 84 % виявилися продуктивними. В усіх свердловинах проводили гідророзрив продуктивного пласта з піском, скляними кульками та водою. Для цього етапу гідророзрив був стандартною процедурою і давав можливість переводити свердловини в розряд продуктивних.

Цим досвідом варто скористатись для вивчення та оцінки газо- та нафтоносності глинистих порід України. Традиційне виділення перспективних ділянок за величиною фільтраційних властивостей в сукупності із наявністю сприятливих структур та виявлені закономірності газозносності унікальних за розмірами (наприклад, в США і Канаді) родовищами дають підстави переорі-

ентувати пошукові роботи і на глинисті утворення з низькими колекторськими властивостями. За аналогією з особливостями зарубіжних родовищ сланцевого газу масштаби потенційних об'єктів мають відповідати рангу крупних родовищ з врахуванням площі та розмірів наявних структур.

Раніше відкриті під час буріння ознаки газо- і нафтоносності в низькопроникних колекторах ДДЗ залишалися без уваги, але зараз вони мають відіграти роль реперних показників при оцінці перспектив тих чи інших ділянок. Вирішальною є присутність на цих ділянках аргілітів та інших глинистих утворень як колекторів для промислових покладів.

2.2. ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРЮЧИХ СЛАНЦІВ

Газові сланці – це переважно багаті органікою утворення, які раніше розглядалися в основному лише як вихідні породи і слугували для акумуляції газу в горизонтах поблизу пісковикових і карбонатних колекторів. Сланець є осадовою породою, складений переважно консолідованими частинками глинистої розмірності. Сланці захоронювались, як мули, в низькоенергетичних умовах, таких як припливно-відпливні відмілини і глибоководні басейни, де тонкозернисті глинисті частинки випадали із суспензій в чистих водах. Під час осадження цих тонкозернистих осадів можлива також акумуляція органічного матеріалу у формі водоростей, рослин і тваринних органічних залишків.

Дуже тонкі пластинчастоподібні мінеральні глинисті зерна і сланцюваті горизонти осадів перетворювались на породу з проникністю, мінімальною горизонтально і надзвичайно обмеженою по вертикалі. Ця низька проникність означає, що газ, який міститься в сланцях, не може легко мігрувати всередині породи навіть протягом геологічних відрізків часу, тобто мільйонів років. Ці породи часто багаті органікою і розглядаються як вихідні тіла для більшості вуглеводнів, що продукуються в цих басейнах.

У типових відслоненнях сланців з природними поверхнями нашарування або пластами, можна бачити вертикальні тріщини. Подібні тріщини утворюються штучним гідророзривом.

Горючі чи піробітумінозні сланці – осадові гірські породи глинистого, мергелистого чи кременистого складу, що містять від 10 до 50 % (зрідка до 60 %) сингенетично осадонакопиченої 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, при нагріванні 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 компонентів при термічній переробці (до 90 %), високою питомою теплотою згоряння (до 29–37 МДж/кг). У різних співвідношеннях можуть бути присутні мікрокомпоненти груп вітриніту, ліптиніту, фюзиніту. На відміну від вугілля горючі сланці характеризуються значною кількістю (до 70 %) мінерального баласту.

Горючі сланці – корисна копалина з групи твердих каустобіолітів, яка дає при піролізі значну кількість смоли, що нагадує нафту. В світових запасах сланцю міститься від 550 до 630 млрд т сланцевої смоли (штучної нафти), тобто в 3 рази більше, ніж всі розвідані запаси натуральної нафти. 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 вироблення синтетичних дубителів, клею, лаків, мастик, модифікаторів гуми, тампонажних матеріалів та ін. Тверді відходи виробництва (зола, кокс та ін.) використовуються для вироблення 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 слугувати сировиною для цих та інших металів.

Сланець використовують для отримання рідких палив. Термічною переробкою горючих сланців в умовах напівкоксування (450–550 °С) одержують смолу (10–30 %), газовий бензин (1,0–1,5 %), пірогенетичну воду і горючі гази з високою теплотою згоряння. Смола напівкоксування (сланцеве масло) кукерситів містить 20–25 % фенолів (переважно висококиплячих), а також парафінові, аліфатичні, нафтенові і ароматичні вуглеводні. Вона може розглядатися як компонент бензину, що підвищує октанове число (октанове число сланцевого масла більше 100). Сланцеве масло дешевше за класичний бензин. Смола напівкоксування горючих сланців Приволзького басейну (25–28 % з розрахунку на кероген) відрізняється високим вмістом сіркоорганічних сполук – тіофену, бензтіофену та ін., застосовується вона для приготування іхтіолу. Високотемпературним коксуванням (950–1000 °С) кукерситів виробляють побутовий газ (350–400 м³/т) з питомою теплотою згоряння 15,9–17,6 МДж/кг, газовий бензин (близько 10 кг/т) і смолу (близько 50 кг/т), в'язучі будівельні матеріали, сировину для отримання бітумів, масел, фенолів, бензолу, толуолу, ксилолів, нафтолів, іхтіолу тощо.

Розробка технологій 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 дослідно-промислові роботи проводяться в Австралії, Бразилії, Китаї, ПАР, США, Україні та інших країнах.

Видобуток сланцю і його термічна переробка має давню історію в Естонії і Росії [213]. Сланець – одне з важливих національних багатств Естонії, де його видобувають з 1919 р., а переробляють з 1924 р. Сланцепереробна галузь забезпечує істотний внесок в економіку Естонії – близько 85 % продукції йде на експорт [175]. Зі сланцю виробляють паливний мазут, синтетичний СГ, різні хімічні продукти. Велика частина електроенергії в Естонії виробляється також із сланцю, причому використовується сучасна технологія спалювання, яка придатна і для вугілля. У 2009 р. введений в експлуатацію завод сланцевого масла «Petroterg» в Кохтла-Ярве (Естонія) [456, 477]. Планується розширення термічної переробки дрібнозернистого сланцю за цією ж технологією і в Нарві. Новий завод з виробництва сланцевого масла передбачено запустити в 2016 р. Завод вироблятиме 290 тис. т сланцевого масла і 75 млн м³ напівкоксівного газу. Надалі передбачається побудувати ще два таких заводи [441]. У червні 2010 р. на сланцехімічному виробництві в м. Кивілі (Естонія) введена в експлуатацію установка з твердим теплоносієм із виробництва сланцевого масла з подрібненого сланцю. Досвід Естонії доцільно використовувати і в інших країнах.

З 1948 по 1987 рр. сланцевий газ у великих об'ємах одержували в СРСР в камерних печах, де здійснювався процес коксування сланцю. Сирий сланцевий газ очищали і газопроводами подавали до Ленінграда і Таллінна. Після освоєння природних газових родовищ виробництво штучного сланцевого газу було припинено.

В Росії напівкоксування може стати одним з головних процесів комплексної енерготехнологічної переробки твердих горючих копалин. Передбачено на базі бурого вугілля (Кансько-Ачинський паливно-енергетичний комплекс) і горючих сланців (Ленінградська і Самарська області) створити енерготехнологічні комбінати (ЕТК). З бурого вугілля буде організовано виробництво рідкого палива, напівкоксу, газу-відновника в металургійних процесах, будматеріалів, електроенергії і т.п. ЕТК для сланцю включатимуть установки напівкоксування дрібних фракцій в киплячому шарі, парокисневу газифікацію напівкоксу і сланцевого пилу, а також напівкоксування шматкового палива в потужних газогенераторах з отриманням хімічних продуктів, електроенергії і водяної пари. Із золи і напівкоксу можна виробляти цемент [357].

Широке виробництво ПСГ збільшує також інтерес і до термічної переробки сланцю там, де для цього є відповідні технічні, екологічні та економічні передумови. Сам факт проведення масштабних геологорозвідувальних робіт на сланцевих родовищах буде цьому сприяти. Цікаво зазначити, що за певних умов можна переробляти сланець під землею, після видалення з нього ПСГ. Дослідження підземної термічної переробки сланцю були проведені в Естонії в 1948–1958 рр. (під керівництвом д-ра техн. наук М.Я. Губерґріца, д-ра техн. наук С.І. Файнгольда, АН ЕРСР) і дали позитивні результати. Польові роботи з підземного напівкоксування горючого сланцю проводяться в США, а всього у світі видобувають 25,2 млн т сланцю, з них 68 % в Естонії, де 60 % сланцю використовують для виробництва електроенергії [387].

В Ізраїлі розроблено і випробувано спосіб термічної переробки горючих сланців шляхом підземного нагріву сумішшю повітря і циркулюючого газу [380]. Процес здійснювався на глибині до 75 м. Установа пропрацювала протягом півроку на сланцевому покладі в Ізраїлі з продуктивністю до 3 барелів смоли на годину, з її допомогою одержували сланцеву смолу і синтетичний сланцевий газ. Цей метод підземної термічної переробки планується до використання в Марокко і, можливо, в Йорданії. Всього із сланцю в Ізраїлі цим методом можна виробити близько 12 млрд барелів, в перспективі – 40 млрд барелів (в Йорданії – 28 млрд). Shell планує здійснити підземну термічну переробку сланцю шляхом його електричного нагріву.

За різними оцінками в світових запасах сланцю міститься від 550 до 630 млрд т сланцевої смоли (штучної нафти), тобто в 4 рази більше, ніж всі розвідані запаси нафти. На думку Меліса Елдерманна, технічного директора «VKG» (Естонія), виробництво сланцевого мастила є унікальним, а через зменшення нафтових запасів – перспективнішою технологією при виробництві палива і масел [175].

На базі середньокалорійних (теплота згорання 8–9 МДж/кг) горючих сланців Прибалтики працюють Естонська і Прибалтійська ГРЕС, ТЕЦ Ахтме, ТЕЦ Кохтла-Ярве. Проектна потужність енергоблоків Естонської і Прибалтійської ГРЕС становить 200 МВт, проектна витрата палива – 409 г у.п./кВт.г, що відповідає КПД всього 30 %.

Незначне використання горючих сланців як 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 такому. Роздрібнений і висушений сланець перемішується з високотемпературним (800–850 °С) теплоносієм, яким є його власна зола, і подається в реактор піролізу, що обертається. 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 тощо і коксозольний залишок. Парогазова суміш відводиться в конденсаційний пристрій, де пари вуглеводнів конденсуються, утворюючи сланцеву смолу з теплою згорання 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 згорання від 25 до 48 МДж/м³ 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 згорання не менше 10–15 МДж/кг (наприклад, прибалтійські сланці для пилоподібного спалювання

мають теплоту згоряння 10,3 МДж/кг, для шарового спалювання – 1,7 МДж/кг, для переробки на газ і смоли – 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 ОР, вихід смоли, хімічний склад золи, співвідношення органічної, уламкової і карбонатної складових.

Велика частина родовищ горючих сланців належить до платформних, вони характеризуються субгоризонтальним заляганням вмісних порід, 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 давніх і молодих платформ, однак як ті, так і інші пов'язані зі структурами чохла. Вік вмісних порід може бути різним: кембрій (Сибірська платформа), ордовик (Російська плита), девон (Тіман, Приуралля, Прип'ятська западина), юра (Російська плита), еоцен (схили УЩ), 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). Товщина формацій змінюється в широких межах (від десятків до сотень метрів), кількість пластів сягає десяти, але тільки 1–3 з них досягають товщини 0,5–5 м.

Формації молодих платформ утворювалися в умовах 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 (Південнотаджицька депресія, Байсунська структура). Якість сланців невисока, вихід смоли становить 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 низка інших генетичних формаційних типів горючих сланців: геосинклінального та орогенного походження, пов'язаних з епіплатформною активізацією.

До *геосинклінального типу* належать менілітові сланці Карпат палеогено-лігоценного віку товщиною понад 1000 м, представлені кременисто-карбонатно-теригенними відкладами з лінзами горючих сланців низької якості (вихід сланцевої смоли 3–6 %).

Орогенний формаційний тип відомий у Казахстані, де представлений пізньокарбовоними-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 товщини 1–2 м (зрідка 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.

2.3. ПОХОДЖЕННЯ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

Існує дві основні точки зору на походження каустобіолітів: органічна і неорганічна [8, 12, 28, 29, 37, 67, 88, 92, 96, 123, 147, 170, 171].

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. Подібної точки зору дотримувався такий незаперечний авторитет у хімії, як Д.І. Менделєєв. Несподівано масштабний розвиток ця ідея отримала саме в Україні, де над нею працювали 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. Аргументи цих дослідників базувались як на теоретичному підґрунті [147], так і на фактах знахідок родовищ нафти і газу у кристалічних породах схилів Українського і Воронежського щитів [67, 96]. Такі дані 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).

Останнім часом з'явилося багато свідчень абіогенного походження метану в земній корі. Зокрема, це скупчення шахтних вуглеводневих газів у сієнітових масивах, де неможлива ні контамінація, ні міграція та проникнення біогенного газу [127], наявність потужних струменів холодного метану («метанові сипи») на дні Чорного та Норвезького морів [87]; ізотопний моніторинг газових джерел у сучасних вулканічних областях, де була зареєстрована періодична активізація викидів ендегенного CH_4 без будь-якого зв'язку з осадовими басейнами [26, 27]; поновлення виснажених родовищ газу за рахунок глибинних підтоків. Всі ці факти дозволяють неоднозначно сприймати класичну біогенну теорію походження вуглеводнів, хоча треба зважати на те, що методи пошуків та оцінки запасів вуглеводнів поки що базуються тільки на цій «класичній» парадигмі.

З точки зору неорганічного походження вуглеводнів, глибинні флюїдні потоки мантіїного походження, які здійснюють перенос тепла і речовини в різних формах, розглядаються, з одного боку, як можливе джерело вуглеводнів, а з іншого — як чинник, що сприяє посиленню генерації вуглеводнів з органічної речовини осадових порід земної кори [91]. Прямим доказом реальності подібних процесів є наявність газово-рідких потоків у надглибоких свердловинах, пробурених у кристалічних породах раннього докембрію, де відсутня органічна речовина (Кольська в Мурманській області РФ, Грамсберг-1 в Швеції). У складі цих потоків разом з неуглецевими газами (H_2 , CO_2 , O_2 , N_2 , He, Ra) знайдений і метан. Метан та його гомологи встановлені у високотемпературних

гідротермальних флюїдах рифтових систем океанів (зокрема, Галапагосський, Маріанський рифти), де величина його потоку досягає $1,6 \cdot 10^8$ м³/год [91].

Виходячи з концепції осадово-міграційного походження вуглеводнів, в основу якої покладений принцип стадійності їх утворення, виділяються зони протогенезу, мезогенезу і апокатогенезу, в яких залежно від генетичного типу органічної речовини формуються вуглеводневі скупчення з різним фазовим співвідношенням (роботи М.Б. Вассоевича, 1967 р.; І.В. Висоцького та ін. 1986 р.; С.П. Максимова та ін., 1988 р.). Вони виділяються за геохімічними показниками і за відбивною здатністю вітриніту (R_o , %), значення якої змінюється від 0,4 до 4 і більше. Величина 1,34 % вважається граничною для існування нафтової фази, що відповідає градації катагенезу МК₄ – МК₅ і палеотемпературі 200 °С. При середньому геотермічному градієнті 2,5–3°/100 м на глибині 4–5 км масова генерація рідких вуглеводнів повинна змінюватися генерацією газоподібних. Однак у глибокостанурених відкладах сучасних западин, які характеризуються високими швидкостями осадонакопичення і розтягнутою катагенетичною зональністю внаслідок зниженого геотермічного градієнта, нижня межа утворення нафти може опустатися до глибини 6–8 км [82].

Аналіз матеріалів буріння надглибоких свердловин, пробурених у США в Мексиканській затоці (св. Джакобс-1 – 7544 м), в прогині Анадарко (св. Берта-Роджерс – 9525 м), у Внутрішньому соленому басейні (св. Мак-Нейр – 6905 м), доводить, що навіть при сучасних температурах 200–296 °С нафтогазоматеринські товщі ранньої крейди, верхньої юри, верхнього девону – нижнього карбону не втратили можливості генерації рідких вуглеводнів (табл. 1) [306–308].

Таблиця 1. Найважливіші параметри глибоких свердловин

Параметри	Свердловини		
	Берта-Роджерс	Мак-Нейр	Джакобс-1
Глибина, м	8442–8470	6894–6905	7544
Вік вмісних порід	D ₃ –C ₁	J ₃	K ₁
Температура, °С	230	220	296
Вміст:			
C _{орг.}	3,59	3,0	0,48
R _о , %	4–4,5	2,74	4,4–4,8
альгініту, %	85	75	80
C ₁₅₊ (частин на млн)	3010	1886	2200
Вміст в бітумоїді:			
парафіно-нафтенівих вуглеводнів, %	48	–	78
ароматичних вуглеводнів	23	–	4
гетеросполук N+S+O	28	–	18
HI – водневий індекс	132	157	44
OPI – індекс продуктивності	0,5	0,7	0,5

Таким чином, рідкі вуглеводні в розсіяному стані зустрічаються при значно вищих температурах, ніж вважається, а застосування методу екстраполяції R_0 вітриніту для оцінки градацій катагенезу, палеотемператур і межі рідкої та газової фази не завжди правомірно. В разі зміни фаціальних умов і генетичного типу органічної речовини (вітринітової складової на альгінітову) можливе формування нафти на великих глибинах понад 6–12 км [307].

При температурі понад 250 °С значно зростає інтенсивність міграції вуглеводнів з нафтогазоматеринських порід: зростає розчинність газу і рідких вуглеводнів у воді, при температурі до 300 °С формується однофазний флюїд, який переміщується з глибинних до поверхневих частин осадового басейну. Вивчення газово-рідких включень у мінералах дало можливість моделювати процес фазових перетворень вуглеводнів і припустити можливість існування рідкої фази до температур 360 °С, етану і більш важких гомологів до 450 °С, а метану до 750 °С [158]. Це свідчить про принципову можливість існування глибинного джерела вуглеводнів чи щонайменше про тісний зв'язок процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення з глибинними процесами, що відбуваються в земній корі та в мантії. При цьому термальні флюїдні потоки, які здійснюють тепло- і масоперенос, посилюють генерацію вуглеводнів з органічної речовини осадових порід.

2.4. ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

Той факт, що в сланцях, збагачених органікою, є газ, було відомо ще в ХІХ столітті. Перша свердловина, з якої було отримано промисловий приплив газу з формації девонських сланців, була пробурена у 1821 р. в місцевості Фредонія (Fredonia) в штаті Нью-Йорк. Вона виробляла газ 75 років. Газ з девонських сланців Аппалачів видобувався також у штатах Західна Вірджинія, Кентуккі та Пенсильванія. У 1880 р. газ добували з родовища Біг-Сенді-Філд (BigSandyField) з формації Огайо (Ohio Shale), де були пробурені тисячі неглибоких вертикальних свердловин, з яких отримували небагато продукції. Газ використовували на місцеві потреби з огляду на відсутність розвиненої промислової сітки. Часом застосовували інтенсифікацію припливу газу з допомогою вибухових матеріалів. Деякі з цих свердловин в Аппалачах діють до сьогодні.

Ініціатором масштабного виробництва сланцевого газу в США є Джордж П. Мітчелл, який в 1946 р. заснував найбільшу нафто- і газодобувну компанію «Mitchell Energy & Development», продану в 2001 р. компанії «Devon Energy» за \$3,5 млрд [502].

На межі 1950–1960-х рр. вперше було випробувано метод гідравлічної стимуляції тріщиноутворення в свердловинах, що видобували газ зі сланців. На початку 80-х рр. починається видобуток газу зі сланців формацій Антрим (Antrim Shale) в штаті Мічиган, Левіс (Lewis Shale) в Арізоні, Барнет (Barnett Shale) в басейні Форт-Ворт (Fort Worth) в Техасі та Нью-Олбані (New Albany Shale) в Кентуккі. Наприкінці минулого століття газ зі сланців видобувався з 5 родовищ (Огайо, Антрим, Барнет, Нью-Олбані, Левіс) у незначних обсягах

за допомогою вертикальних свердловин. В 2003 р. на родовищі Барнет була впроваджена технологія горизонтального буріння з покрововим гідророзривом пласта. Зараз газ зі сланців видобувається із 40 000 свердловин з понад 20 покладів, а його видобуток в США досяг 57 млрд м³ [234].

У 70-х роках ХХ століття в США були проведені розвідувальні роботи, в ході яких виявлено чотири величезні сланцеві структури – Барнет (Barnett), Хейнсвілл (Haynesville), Фейтвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus), що охоплюють десятки тисяч квадратних кілометрів і вміщують гігантські запаси природного газу. Новий етап у промисловому видобутку ПСГ почався в 1981 р. у Північному Техасі, Пенсильванії на родовищі Барнет. Буріння здійснювалося на глибину 750 м. Добовий дебіт становив близько 3000 м³, запаси сланцевого газу на піонерській свердловині – близько 8 млн м³. Однак на той момент ці ресурси виявилися технічно недосяжними, а розробка відповідних технологій видобутку була припинена після падіння цін на нафту в 80-х роках.

Проте в 90-ті роки декілька невеликих компаній, найбільшою і найактивнішою з яких була Chesapeake Energy, вирішили повернутися до ідеї вилучення газу зі сланцевих пластів. Корпорація Chesapeake Energy була заснована в 1989 р. Томом Л. Уордом (Tom L. Ward). Головною її стратегією було буріння горизонтальних свердловин для ПСГ. Уперше ця технологія була застосована ще в 40-х роках і полягала в тому, що вже усередині пласта бур поступово відхилявся від вертикалі, поки це відхилення не досягало 90°, а далі продовжував рух вже паралельно до земної поверхні (рис. 15). Потім від неї відмовилися через високу вартість. Завдяки розробкам 90-х і використанню нових матеріалів, зокрема для бурових труб, витрати вдалося знизити, хоча вартість горизонтальної свердловини залишалася вищою, ніж традиційної вертикальної, в середньому

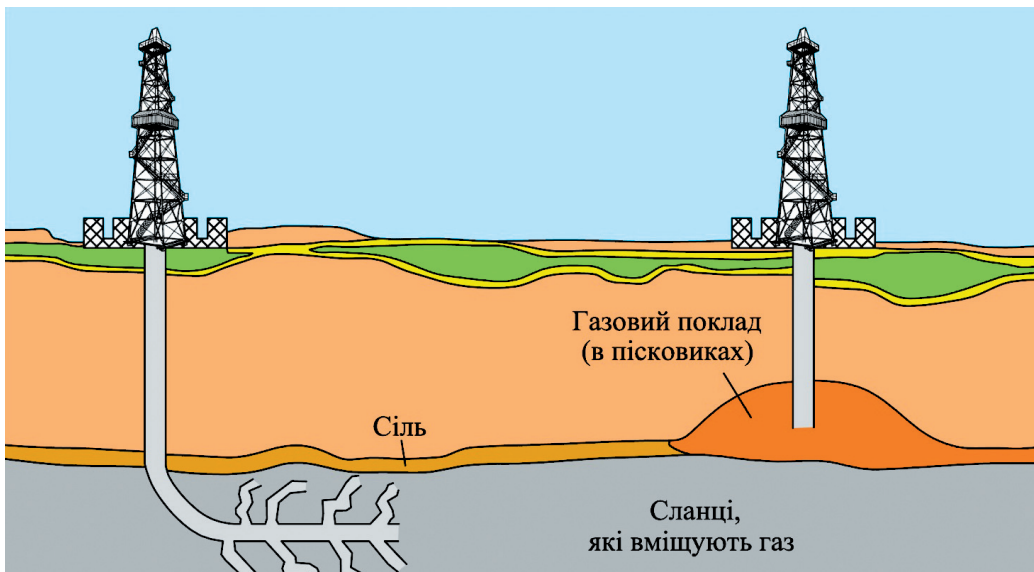


Рис. 15. Схема видобутку газу горизонтальними і вертикальними свердловинами

в 4 рази. В 2002 р. компанія «Шлюмберже» пробурила першу горизонтальну свердловину на ПСГ з використанням технології гідророзриву і отримала дуже позитивні результати [393–395].

Зараз корпорація Chesapeake Energy є провідною з видобутку природного газу в США. Вона видобуває ПСГ на чотирьох покладах сланців: Барнет, Фейет-вілл, Марселлус, Хейнсвілл [424, 493]. Найбільш розвинений регіон видобутку сланцевого газу – Барнет на півночі Техасу [419].

Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння (directional drilling), гідророзрив пласта (hydraulic fracturing) і сейсмічне моделювання 3D GEO (технологія запроваджена фахівцями компанії Chesapeake Energy). Теоретичні основи гідророзриву пласта в 1953 р. розробив академік С.А. Христіанович (за участі Ю.П. Желтова) [404]. При видобутку ПСГ за новою технологією пробурюють одну свердловину і від неї потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2–3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімікатів (рис. 16).

Створення поперечних тріщин у горизонтальних свердловинах значно збільшує площу контакту з глинистим газоносним пластом. Поперечні тріщини орієнтовані перпендикулярно до стовбура свердловини. Вони виникають внаслідок буріння в напрямку найменших горизонтальних напруг (рис. 17). Повздовжні тріщини паралельні до стовбура і утворюються в результаті гід-

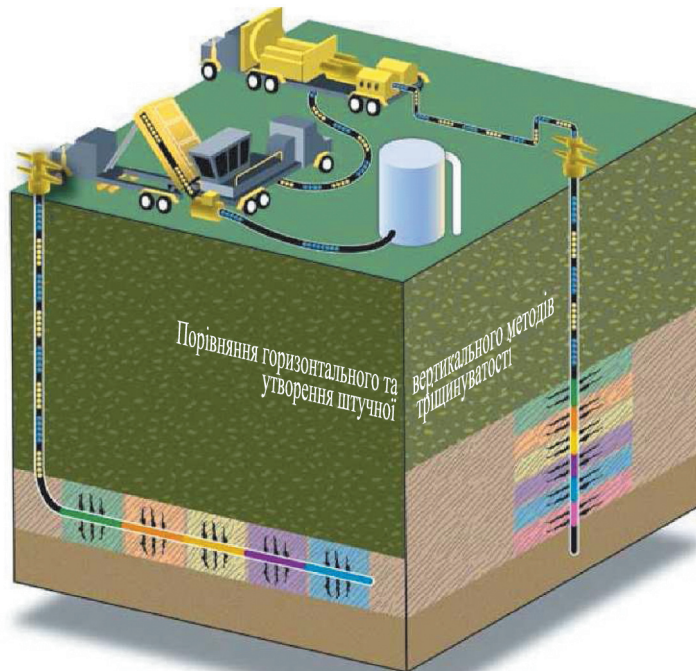


Рис. 16. Технологічна схема видобутку природного сланцевого газу при вертикальному та горизонтальному бурінні [309]

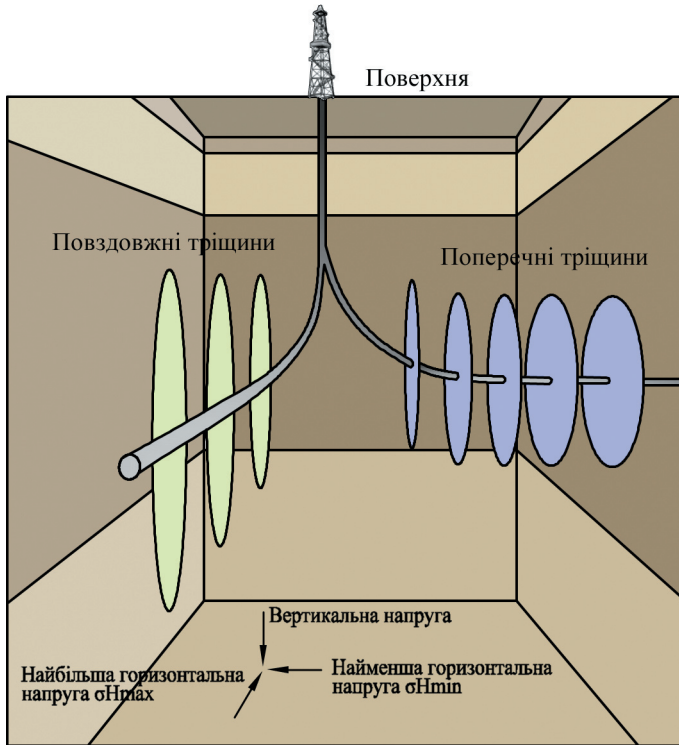


Рис. 17. Особливості процесу підвищення видобутку в газоносних глинах [489, 511]

ророзриву свердловини, пробуреної в напрямку найбільших горизонтальних напруг [5, 489].

Гідроударом руйнують перегородки газових кишень, що дозволяє зібрати запаси ПСГ і відкачати їх через вертикальний стовбур. За такої технології немає потреби у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів. Оскільки в процесі буріння використовується сучасне сейсмічне моделювання 3D GEO, то воно точніше і оперативніше [461]. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

Порівняно з традиційними джерелами газу, родовища сланцевого газу поширені на значно більших площах. Наприклад, поклади сланцевого газу займають об'єми лише від 0,2 до 3,2 млрд м³ (всм) на км² території, порівняно з 2–5 млрд м³ на км² для традиційних покладів газу (IEA, 2009). Внаслідок цього поклади сланцевого газу потребують набагато більше свердловин для буріння і дослідження. Більше того, свердловини виснажуються також набагато швидше, ніж у покладах традиційного газу, і профіль їх виснаження після піку видобутку є дуже різким. Гідравлічний розрив – це процес закачування води, хімічних речовин чи піску під високим тиском, що проводиться з метою зруйнувати структуру породи і викликати інтенсивніший вихід газу (чи нафти).

Особливості геологічної будови та технологічні показники для головних родовищ сланцевого газу і деяких інших перспективних ділянок подано в

табл. 2–10, складених за матеріалами [412, 419, 453, 461, 463, 466, 469, 474, 490, 493, 496, 499, 510, 511].

Таблиця 2. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Барнет

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	50–100
Тип буріння	Горизонтальний
Глибина (ft)	6500–8500
Вміст газу (scf/t)	300–350
Загальна кількість газу (Bcf/s)	30–40
Ресурси (Tcf)	26,2–39
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	1,2–2,5
Ключові компанії	DVN, XTO, COP, EOS, ECA, CHK, DNR, KWK, CRZO, MRO, PLLL, RDS-B, Chief Oil & Gas, RRC, Edge Resources
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	2,6–2,8
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	80–160

ft – фути; scf/t – стандартний куб. фут на тунну; mcf/d – млн куб. футів на день; Bcf/s – млрд куб. футів на квадратну милю

Таблиця 3. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Вудфорд

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	120–260
Тип буріння	Горизонтальний
Глибина (ft)	6000–11000
Вміст газу (scf/t)	60–115
Загальна кількість газу (Bcf/s)	40–120
Ресурси (Tcf)	1,0
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	2,3
Ключові компанії	DVN, NFX, CHK, CRL
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	2,6–3,5
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	80

Таблиця 4. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Фейетвілл

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	50–325
Тип буріння	Горизонтальний
Глибина (ft)	1500–6500
Вміст газу (scf/t)	60–220
Загальна кількість газу (Bcf/s)	55–65
Ресурси (Tcf)	6,0
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	1,4–3,5
Ключові компанії	SWN, CHK, XTO, MSF, EPEX, MVOG
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	2,5–3,5
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	80

Таблиця 5. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Антрим

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	70–120
Тип буріння	Вертикальний
Глибина (ft)	250–2000
Вміст газу (scf/t)	40–100
Загальна кількість газу (Bcf/s)	6–15
Ресурси (Tcf)	80
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	0,1–0,5
Ключові компанії	DTE, KWK, WLL
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	0,2–0,7
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	40–160

Таблиця 6. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Нью-Олбани

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	100–350
Тип буріння	Горизонтальний і вертикальний
Глибина (ft)	500–5000
Вміст газу (scf/t)	40–89
Загальна кількість газу (Bcf/s)	7–10
Ресурси (Tcf)	86,0–160,0
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	–
Ключові компанії	AOG
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	1,0–2,0
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	80

Таблиця 7. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Девонське/Огайо

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	30–100
Тип буріння	Вертикальний і горизонтальний
Глибина (ft)	2000–5000
Вміст газу (scf/t)	60–100
Загальна кількість газу (Bcf/s)	5–10
Ресурси (Tcf)	12,2
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	–
Ключові компанії	RRC, CHK, EOS, EQT, SWN
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	0,3–0,5
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	40–160

Таблиця 8. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Левіс

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	200–300
Тип буріння	–
Глибина (ft)	3000–6000
Вміст газу (scf/t)	15–45
Загальна кількість газу (Bcf/s)	8–50
Ресурси (Tcf)	10,7
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	–
Ключові компанії	BP, CRL, APC
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	0,4–0,7
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	80–320

Таблиця 9. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Марселлус

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	150
Тип буріння	Горизонтальний
Глибина (ft)	7000–10000
Вміст газу (scf/t)	100
Загальна кількість газу (Bcf/s)	–
Ресурси (Tcf)	50
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	1,0–3,5
Ключові компанії	RRC, EOS, CHK, APC, XCO, EQT, COG, SWN, ATN, Chief Oil & Gas LLC, East Resources Inc., Fortuna Energy Inc.
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	1,2–2,5
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	80

Таблиця 10. Деякі геологічні та технічні показники для родовища Хейнсвілл

Характеристики	Показники
Товщина (ft)	100–300
Тип буріння	Горизонтальний
Глибина (ft)	11500
Вміст газу (scf/t)	100
Загальна кількість газу (Bcf/s)	–
Ресурси (Tcf)	Припускаються вищими, ніж у Барнет
Середня денна продуктивність (Dcf/d)	Свердловини лише досліджуються
Ключові компанії	CHK, GDP, CRR, НК, COG, FST, XCO, EP
Ціна буріння і супутніх робіт (млн US\$)	5–8
Площа, яку охоплює свердловина (акри)	60

Однією з переваг цих покладів є те, що ризик отримати сухі свердловини набагато менший, аніж для басейнів традиційних джерел газу. Також, як вказува-

лось, багато потенційних сланцевих формацій покривають освоєні уже регіони із традиційними покладами газу, що сприяє наявності великої кількості матеріалу із пробурених уже свердловин, які можна використати для дослідних цілей.

Досвід освоєння родовища Барнет показує, що виснаження свердловин сягає 39 % у перший або другий рік, 50 % між першим і третім роком і 95 % між першим роком і десятим. Тобто свердловина в сланцевому полі має тривалість життя 8–12 років, на відміну від 30–40 років для родовища традиційного газу. Потрібно також зауважити, що коефіцієнт газовилучення в свердловинах на ділянках із сланцевим газом набагато менший (8–30 %), ніж для свердловин у традиційних джерелах газу (60–80 %). Внаслідок цього потрібно набагато більше свердловин, ніж для традиційних родовищ газу. Наприклад, за даними одного із джерел, у північному Техасі на родовищі Барнет середня щільність свердловин сягає 12 на км². Крім того, виникає потреба з часом все частіше стимулювати поклади гідродударом (рис. 18).

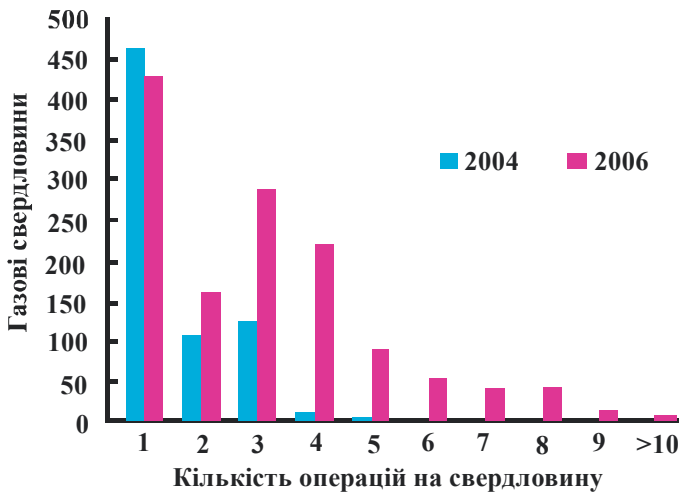


Рис. 18. Кількість стимуляцій гідророзривом на газових свердловинах родовища Барнет [218]

Технології видобутку сланцевого газу продовжують вдосконалюватися. Важливим в цьому сенсі є розробка спеціальних труб для буріння. Перераховані вище особливості підвищують вартість видобутку сланцевого газу, зменшуючи прибуток від розробки родовищ.

Існують різні оцінки собівартості видобутку сланцевого газу, що обумовлене як геологічними відмінностями його родовищ, так і технологією буріння свердловин навіть на одному родовищі. Різні оцінки собівартості його видобутку, зокрема зібрані на сайті Газпрому, коливаються від \$100–150 до \$144–188 за тис. м³. Натомість собівартість видобутку традиційних родовищ газу в Західному Сибіру становить \$20–42 за тис. м³. Проте треба зауважити, що сланцевий газ – це дуже серйозна загроза для прибутковості Газпрому.

Зауважимо, що в 2008 р. в Саудівській Аравії (площа 2 218 000 км²) функціонувало 2811 продуктивних свердловин; у Венесуелі (916 000 км²) – 14 651 свердловин; а на родовищі Барнет (13 000 км²) – 8960 свердловин.

Таким чином, як зазначено раніше, підґрунтям «газової революції» в США були податкові пільги, впровадження технології горизонтального буріння і гідроудару, лібералізація ринку газу та сервісних послуг у США, зростаючі ціни на газ. Щодо останніх, то вони з 2000 до 2008 р. зросли в 5,5 раза – з \$2 за 1 тис. cf (\$0,07 за 1 м³) до \$11 за 1 тис. cf (\$0,39 за 1 м³), що в часі збіглося зі стрімким розвитком видобутку сланцевого газу.

2.5. ЗАПАСИ І РЕСУРСИ

Під час пошуків покладів вуглеводнів величина видобувних запасів має фундаментальне значення для розробки програми геолого-розвідувальних робіт і економічного обґрунтування їх доцільності. На сьогодні не існує загальноприйнятої (узаконеної) методики підрахунку запасів неконвекційних вуглеводнів, в тому числі сланцевого газу. Прогнози запасів, виконані різними колективами, рідко бувають однаковими, а ще рідше отримують підтвердження кількістю видобутої продукції. Все це обумовлено застосуванням різних методик підрахунку, достовірністю визначення підрахункових параметрів, що крім суб'єктивних факторів, залежить від наявності кондиційних-геофізичних матеріалів [146].

Показовому в цьому плані є ситуація з підрахунком запасів сланцевого газу для нижньопалеозойських відкладів у Польщі. Для Балтійського, Підляського та Люблінського басейнів протягом 2009–2012 рр. оприлюднено різні величини запасів сланцевого газу (нафти):

- 1,4 трлн м³ – 2009 р., Агенція Wood Mackenzie;
- 3 трлн м³ – 2009 р., Advanced Resources International (ARI);
- 1 трлн м³ – 2010 р., Rystad Energy;
- 5,3 трлн м³ – 2011 р., U.S. Energy Information Administration (EIA);
- 346,1–767,9 млрд м³ газу та 215,4–267,8 млн т. нафти – 2012 р., Державний геологічний інститут Польщі (PIG-PIB);
- 38,1 млрд м³ газу та 8,2 млн т нафти – 2012 р., Геологічна служба США (USGS).

Як бачимо, величини запасів різняться на порядки. Цікаво те, що підрахунки, оприлюднені в квітні 2012 р. PIG-PIB, а через три місяці, на початку липня, USGS були виконані за однаковою методикою з використанням одних й тих самих геолого-геофізичних матеріалів. Аналізу піддавалася площа залягання сланцевих формацій, результати сучасних аналізів керн і дані ГДС 39 свердловин з 1950–1990 рр. З огляду на обмежену кількість достовірної інформації застосовувалася методика, якою USGS користується для оцінки запасів сировини в регіональних масштабах. Вона полягає у підрахунку потенційних запасів аналізованого району шляхом порівняння з районом з підтвердженими запасами і подібною геологічною будовою.

Проведений аналіз причин таких розбіжностей в оцінках PIG-PIB і USGS

зводиться до такого. Для правильної оцінки запасів за використаною методикою ключовим є вибір району для порівняння, визначення площі родовища та вибір параметрів видобутку. Під час вибору геологічного аналога проаналізовано дані для 26 басейнів і продуктивних районів США. Жоден з цих районів зважаючи на свій вік, геологічну будову та історію розвитку не відповідав повною мірою польським сланцевим формаціям. У підрахунках PIG-PIB бралися до уваги такі критерії: мінімальна потужність сланцевого пласта 15 м, вміст органічного вуглецю (ТОС) вищий 2 % і термічна зрілість 1,1–3,5 % R_o . Величина повного видобутку з однієї свердловини (EUR): мінімальна – 1,13 млн m^3 , найбільш правдоподібна – 11,3 млн m^3 і максимальна – 28,3 млн m^3 . Результати підрахунку представлені у 18 можливих варіантах. Найбільш ймовірні подані в звіті – 346,1–767,9 млрд m^3 газу та 215,4–267,8 млн т нафти. Запаси вуглеводнів у рапорті USGS на порядок менші. Такі розбіжності є наслідком того, що спеціалісти USGS прийняли в три рази меншу площу газоносних сланців, у два рази меншу EUR та ввели в підрахунки низький коефіцієнт успіху. Крім того, з підрахунку була вилучена морська територія та враховані матеріали з 17 свердловин, які не використовувалися в підрахунку PIG-PIB у зв'язку з низькою якістю ГДС.

Таким чином, можна констатувати, що основними причинами розбіжностей у підрахунку запасів вуглеводнів у сланцевих відкладах в Польщі є застосування різних методик підрахунку, складність з вибором геологічного аналога осадового басейну в США та суб'єктивний вибір інформаційних свердловин та підрахункових параметрів.

У зв'язку з такою ситуацією PIG-PIB проводить новий підрахунок запасів, де будуть враховані набутий досвід та результати буріння і випробування нових свердловин (станом на початок другого кварталу 2013 р. пробурено 44 свердловини, проведено гідророзрив у 7 вертикальних і 4 горизонтальних свердловинах). Пропонуються як геологічний аналог використовувати сланці Utica з басейну Аппалачів у США, а оцінку запасів проводити окремо для п'яти регіональних одиниць (Assessment Units) і в кожній оцінювати запаси за участі найбільш продуктивних ділянок (sweet spots). Крім того, для надійності оцінки пропонується територію басейну поділяти на менші територіальні одиниці, для яких окремо визначати EUR з урахуванням участі коефіцієнта достовірності (успіху). Результати роботи польської геологічної служби з підрахунку запасів вуглеводнів обіцяють опублікувати у 2014–2015 рр.

Світові ресурси сланцевого газу за різними підрахунками значно перевищують запаси традиційного газу і оцінюються в 200 трлн m^3 [422, 427, 444]. Вони відомі в багатьох країнах світу, але найбільша частина їх запасів сьогодні розвідана у США (рис. 19).

Загальні потенційні запаси горючих сланців у світі оцінені в 650 трлн т (26 трлн т сланцевої смоли). Основні ресурси – близько 430–450 трлн т (24–25 трлн т сланцевої смоли) – зосереджені в США (штати Колорадо, Юта, Вайомінг) і пов'язані з формацією Грін-Рівер. Великі запаси горючих сланців є в Бразилії, КНР, менші – в Болгарії, Україні, Великій Британії, Німеччині, Франції, Іспанії, Австрії, Канаді, Австралії, Італії, Швеції, на території колишньої Югославії.

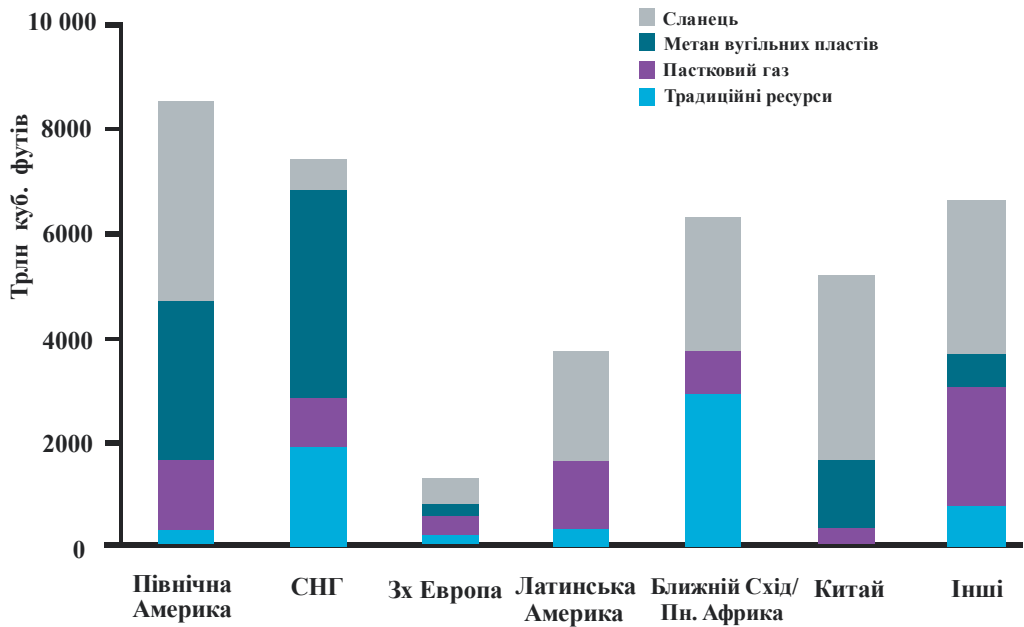


Рис. 19. Оцінки запасів газу у світі [422, 427, 444]

Родовища горючих сланців зосереджені переважно в штатах Колорадо, Юта, Вайомінг, Іллінойс у США (близько 430 трлн т), Бразилії (Іраті, Парайба), 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, Кіеті), 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, Сирдар’їнського – 24,6 млрд т, Амудар’їнського – 22,3 млрд т. Ресурси найбільшого родовища України, Болтиського, становлять 4,5 млрд т.

Пошуки та розробку покладів нетрадиційного газу проводять у сланцях різного віку:

- середньодевонські Marcellus Shale обмежені зверху сланцями (Hamilton Group) і вапняком (Tristates Group) нижче, розташовані в штатах Нью-Йорк, Пенсильванія, Вірджинія, Огайо;
- Barnett Shale сланці обмежені вапняком Marble Falls зверху і нижче вапняком Chappel та належать до міссісіпських відкладів басейну Форт-Уорт північної частини штату Техас;
- Fayetteville Shale обмежені вапняком Pitkin зверху і нижче пісковиком Batesville, розташовані в басейні Аркота північного Арканзасу та сходу штату Оклахома і належать до міссісіпських відкладів;

- верхньоюрські сланці Haynesville обмежені зверху пісковиком Cotton Valley Group і знизу вапняком Smackover Formation, розміщені у Соленосному басейні у північній частині штату Луїзіана і на сході Техасу;
- The Woodford Shale – формація сланців девонського віку, обмежена вапняком Osage Lime зверху та недиференційованими верствами нижче, розташована на півдні центральної частини штату Оклахома;
- Antrim Shale сланці пізньодевонського віку обмежені сланцями Bedford Shale зверху і вапняком Squaw Bay Limestone знизу, знаходяться у північній частині півострова Мічиган;
- New Albany Shale обмежені вапняком Rockford Limestone зверху і вапняком North Vernon Limestone знизу, розташовані в південно-східній частині штату Іллінойс, південно-західній частині штату Індіана і північно-західній частині штату Кентуккі [276].

В Європі перспективними є сланці різного віку (рис. 20):

- палеозойські в Південній Швеції;
- пермсько-кам'яновугільні в Боненсійській западині у південно-західній Німеччині;
- нижньоюрські у Нижньосаксонському басейні у Німеччині;
- нижньоюрські в Паризькому басейні у Франції;
- нижньоюрські і крейдові в південно-східному басейні у Франції;
- верхньоюрські у Віденському басейні;
- нижньокрейдові в Англії;
- кайнозойські в западині Мако в Угорщині;
- нижньопалеозойські, головним чином верхньоордовицькі та нижньосилурійські граптолітові сланці Балтійського і Люблінсько-Підляського басейнів у Польщі;
- еоценові, крейдові і кам'яновугільні сланці на глибинах від 6000–11 000 футів у Кантабрійському басейні Північної Іспанії.

За даними The Petroleum and Renewable Energy Company Ltd [496], найперспективнішими для пошуків покладів сланцевого газу в Північній Африці та на Близькому Сході є відклади силуру, проте девонські та ордовицькі утворення також можуть бути локально перспективними (рис. 21).

США. Лідер з видобутку сланцевого газу США, що володіють найбільшими в світі запасами горючого сланцю (70 % світових), який є в 48 штатах. У США розвідані запаси сланцевого газу становлять 24 трлн м³ (ті, що технічно можна вилучити, – 3,6 трлн м³). Наразі в США відкриті величезні родовища, з яких виділяються чотири – Барнет (Barnett), Хейнсвілл (Haynesville), Фейетвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus) [209, 237, 288, 466, 495]. Провідною корпорацією в США з видобутку сланцевого газу є Chesapeake Energy.

Промисловий видобуток сланцевого газу був початий компанією Devon Energy в США на початку 2000-х років на родовищі Барнет в штаті Техас, де в 2002 р. була пробурена перша горизонтальна свердловина. В 2007 р. в США вже функціонувало 4185 сланцевих газових свердловин і було видобуто 34 млрд м³ цього вуглеводню.

У 2008 р. видобуток природного газу в США збільшився на 7,5 % (або на 41,7 млрд м³), показавши найвищі темпи зростання за чверть століття (рис. 22).

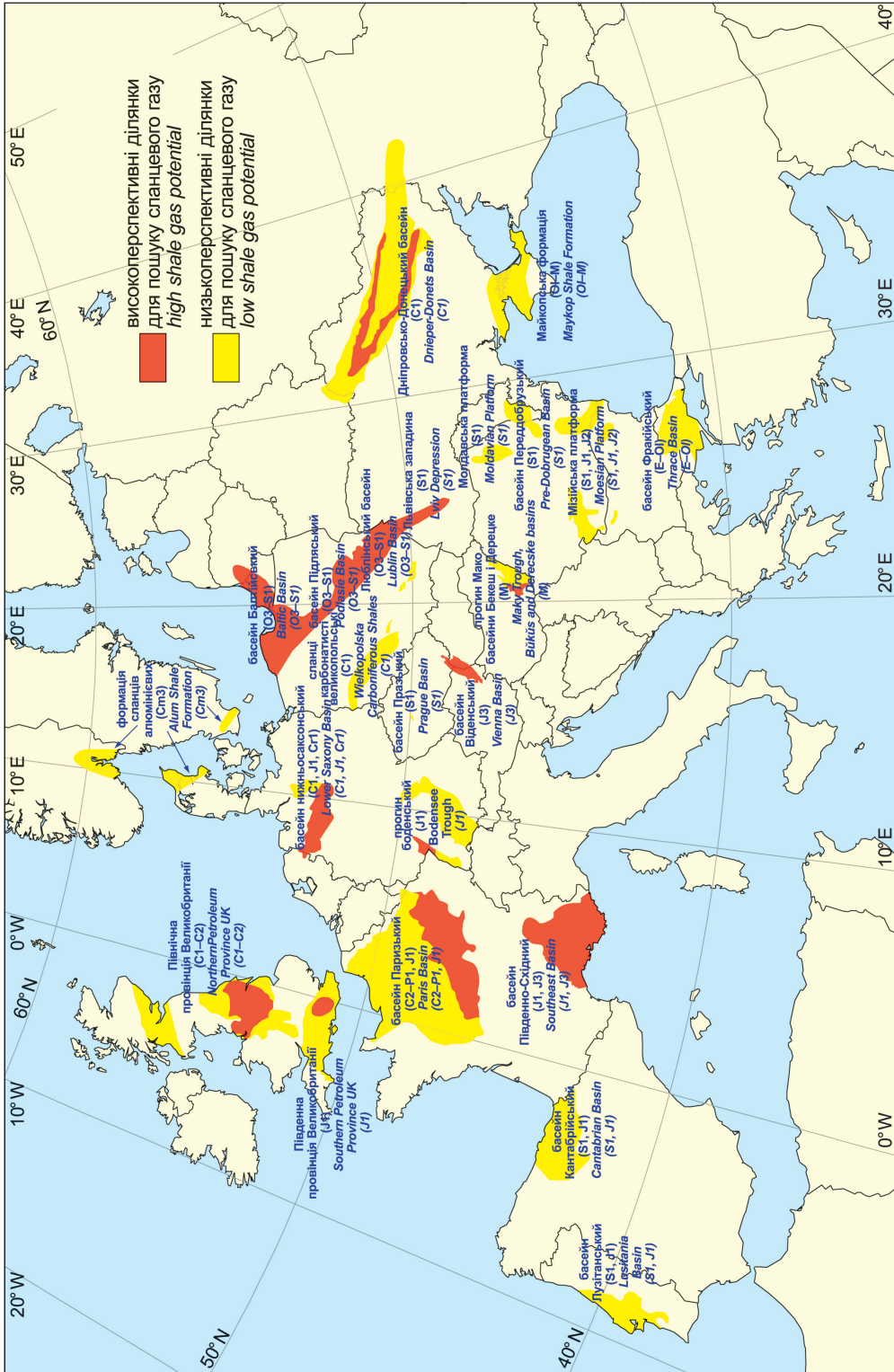


Рис. 20. Головні європейські басейни з потенціалом сланцевого газу [248]

2. СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ: УЗАГАЛЬНЕННЯ І АНАЛІЗ ВІДОМОСТЕЙ...

Вік	Вік сланців		Розміщення	Потенціал сланцевого газу	Примітки
66	Кайнозой	Палеоген	Лівія, Туніс	Немає	Морські і нерозвинені
	Мезозой	Крейда	Лівія, Єгипет, Марокко	Малоймовірно	Ймовірно перспективні на нафту
146		Юра	Єгипет, Марокко, США	Малоймовірно	Ймовірно перспективні на нафту
199	Палеозой	Перм-Тріас	Лівія	Незначні	
299		Карбон	Марокко, США	Можливо	
359		Девон	Алжир, Лівія, США	Так (локальний)	
416		Силур	Марокко, Алжир, Туніс, Лівія, Йорданія, Сирія, Саудівська Аравія, Ірак	Так (регіональний)	Широко поширений, збагачений на органіку та з достатньою історією захоронення
444		Ордовик	Йорданія, Лівія, США	Так (локальний)	
488					

Рис. 21. Відклади, перспективні на сланцевий газ в Північній Африці та на Близькому Сході [288, 466, 495]

Велику частку цього зростання дав саме сланцевий газ, об'єм видобутку якого склав у 2008 р. 57 млрд м³ (8 % від загальнонаціонального показника), з яких близько 70 % припадає на поклади Барнет.

У 2008 р. ЕІА оцінило доведені запаси сланцевого газу на території США в 866,3 млрд м³ (рис. 23), але методику підрахунку визнало недосконалою через дві головні причини. Перша полягає в тому, що не обмежується водою і не перекривається зверху покришкою, традиційні методи підрахунку запасів тут некоректні. Для достовірної оцінки потрібно розбудити величезні за площею родовища щільною сіткою розвідувальних свердловин, однак це нереально з точки зору економіки. Інша причина в тому, що щільність і теплотворна здатність сланцевого метану у понад два рази нижче, ніж у звичайного газу. Тому проста оцінка видобутого об'єму не відображає його корисності. З цією метою ряд авторів застосовують для цього кубічні фути газового еквівалента (cfe). У грудні 2010 р. ЕІА все ж опублікувало величину доведених запасів сланцевого газу в США на кінець 2009 р. в розмірі 1637 млрд м³. За теплотворною здатністю це відповідає приблизно 800 млрд м³ звичайного природного газу.

Продуктивні сланцеві поклади в США виявлені на глибинах між 500 і 11000 футів. Найдрібніші сланці родовища Антрим (600–2200 футів) і Нью-Олбані (500–2000 футів), тоді як більш глибинні включають сланці Барнет (6500–8500 футів) і Вудфорд (6000–11000 футів).

Найважливіші формації газомісних сланців у США [292, 293, 311, 469]:

- *Марселлус* (Marcellus) на північному сході;
- *Нью-Олбані* (New Albany) в басейні Ілінойс (Illinois);

- *Барнет* (Barnett) в басейні Форт-Ворт (Fort Worth Basin);
- *Хейнсвілл* (Haynesville) в Луїзіані (Louisiana);
- *Манкос* (Mancos), *Гермоза* (Hermosa), *Левіс* (Lewis), *Моурі* (Mowry) в Юті;
- *Ігл-Форд* (Eagle Ford) в Південному Техасі;
- *Баккен* (Bakken) в басейні Уїллістон (Williston) в Північній Дакоті.

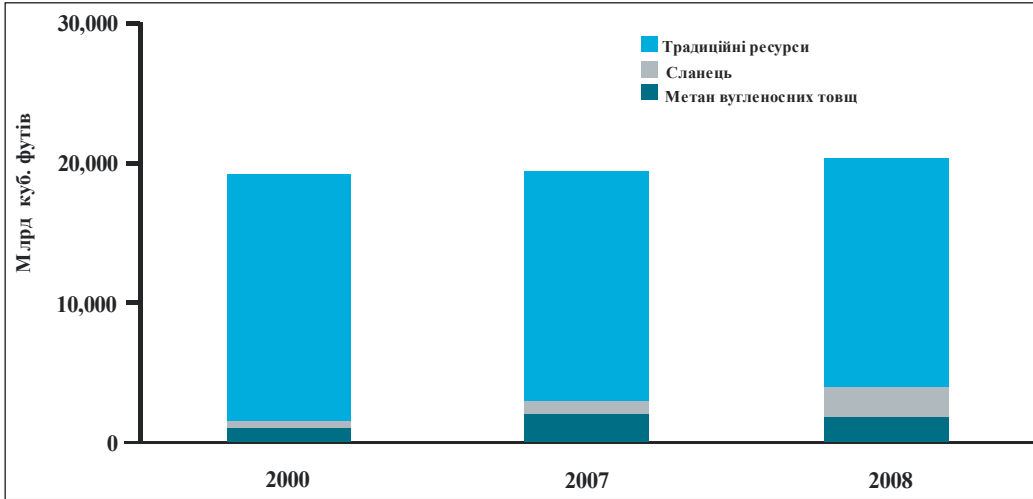


Рис. 22. Джерела забезпечення газом США з власних родовищ (зміна об'ємів за різні роки) [209]

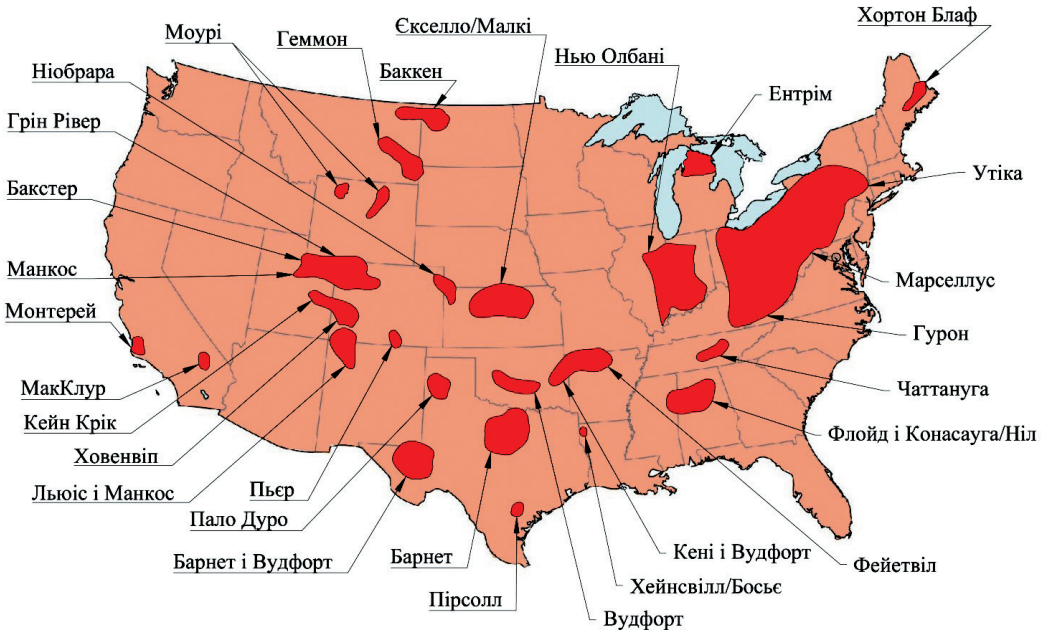


Рис. 23. Схема сланцевих газових басейнів США [442]

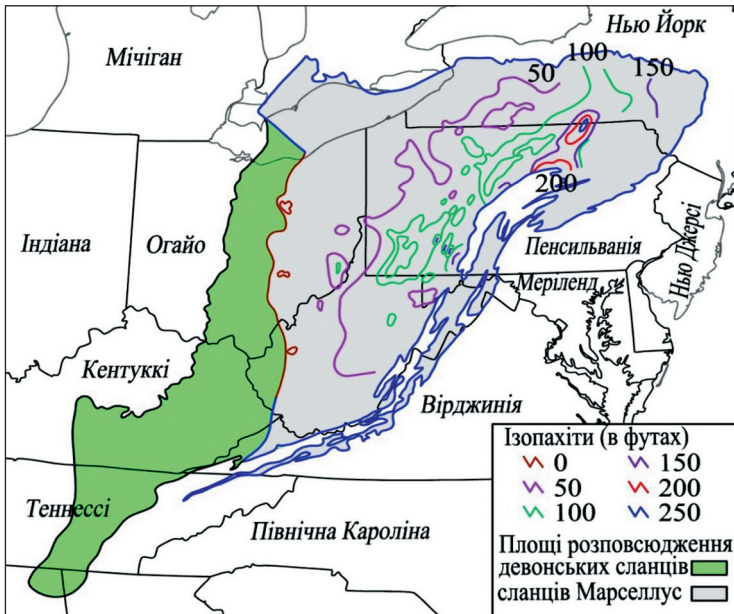


Рис. 24. Товщина продуктивних горизонтів сланців Марселлус [275]

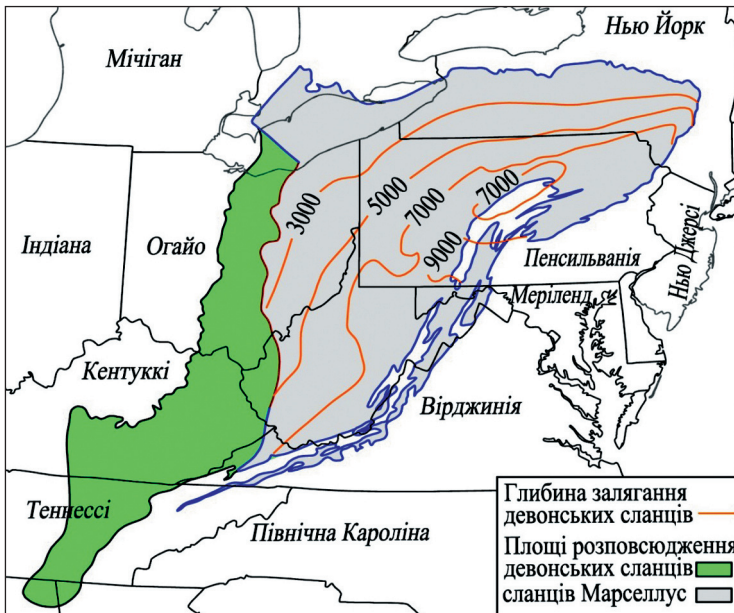


Рис. 25. Глибина залягання продуктивних горизонтів сланців Марселлус [206]

Найбільшим джерелом сланцевого газу є поклади *Марселлус*, що охоплюють значну частину Пенсильванії і Західної Вірджинії, частину штатів Огайо і Нью-Йорк [469, 499] (рис. 23–26). Вони мають чорний колір і вміщують кероген. Величезний пласт сланців товщиною від 8 до 80 м протягнувся від

штату Нью-Йорк на північному сході до штату Теннессі на південному заході, охоплюючи більшу частину Пенсильванії і Західної Вірджинії, частину штатів Огайо і Нью-Йорк. Його загальна площа становить 140 тис. км², глибина залягання від 700 до 3000 м. За різними оцінками, геологічні запаси газу можуть становити від 4,5 до 15,2 трлн м³ (наводяться також оцінки в 489 трлн м³), що відповідає газонасиченості порід в 0,32–1,0 %. Коефіцієнт вилучення газу прийнято рівним 0,1. Для освоєння родовища потрібно пробурити від 100 до 220 тисяч свердловин вартістю \$3–4 млн кожна. Таким чином, мінімальний об'єм капітальних вкладень тільки в буріння свердловин повинен становити \$300 млрд (поки пробурено близько 400 свердловин). Середня щільність запасів газу, який вилучається – 7,04 млн м³ на 1 км² площі або 6,35 млн м³ на одну свердловину, що відповідає середньому місячному дебіту на традиційних родовищах.

Сланцевий газ приурочений до сланців Марселлус середнього девону товщиною 20–80 м. Їх глибина мінлива, а в деяких ділянках штату Нью-Йорк вони навіть виходять на поверхню. Власне їх назва і пішла від відслонень з околиць міста Марселлус (штат Нью-Йорк), виявлених під час геологічних досліджень 1839 року.

Сланці Марселлус мають сприятливий мінеральний склад, порівняно низьку щільність, вони більш пористі, що може приводити до накопичення більшої кількості вільного газу. Деякі характеристики сланців змінюються із сходу на захід і з півночі на південь. Так, в західній частині басейну встановлені більш високі вмісти органічного вуглецю, але тут формація є малопотужною і формувалась у мілководних умовах. У східній частині вміст органіки знижується одночасно зі зростанням глибини формування, товщиною відкладів, вмісту кварцу. Нез'ясованим залишається питання щодо можливості розкриття газового потенціалу глибшого і потужнішого східного боку багатостадійним гідророзривом у горизонтальних свердловинах. Природна тріщинуватість в південних частинах басейну є інтенсивнішою, ніж у північних.

В сланцях Марселлус встановлена підвищена кількість піриту, Cu, Al, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V, Zn, U, Th, Ra²²⁶, Ra²²⁸, Rn.

Екологічні проблеми при бурінні свердловин у сланцях Марселлус:

- ▶ зміна гідрологічного режиму поверхневих і підземних джерел води за рахунок їх інтенсивного використання;

Система	Західна Пенсильванія	Північно-Західний Нью-Йорк	
Середній девон	сланці Харрелл вапняки Таллі	формація Джінесі вапняки Таллі	
	формація Махантанго	Московські сланці	Група Хамільтон
		сланці Ладловіл	
		сланці Скейніетл	
	сланці Марселлус	сланці Марселлус бентоніти Тіога	
вапняки Селінсгров	вапняки Онондага		
Нижній девон	сланці Нідмор	формація Бойс Бленк	

Рис. 26. Схема стратиграфічного положення сланців Марселлус [275]

- ▶ радіоактивне забруднення атмосфери, літосфери і гідросфери;

Найдовшу історію видобутку газу із сланців має родовище Барнет, розташоване на півночі штату Техас у США в басейні Форт-Ворт [296, 338]. Перші припливи газу тут отримано в 1981 році. Сланці залягають тут на глибинах від 450 м до 2 км на площі 13 тис. км², товщина пласта змінюється від 12 до 270 м, запаси газу оцінюються в 59 млрд м³. Розробка родовища проводиться починаючи з 1993 р., проте різке збільшення видобутку відбулося з початку 2000-х років (рис. 27), а в 2008 р. родовище дало вже 20 млрд м³, кількість продуктивних свердловин досягла 11800 (одна на кожні 64 км²).

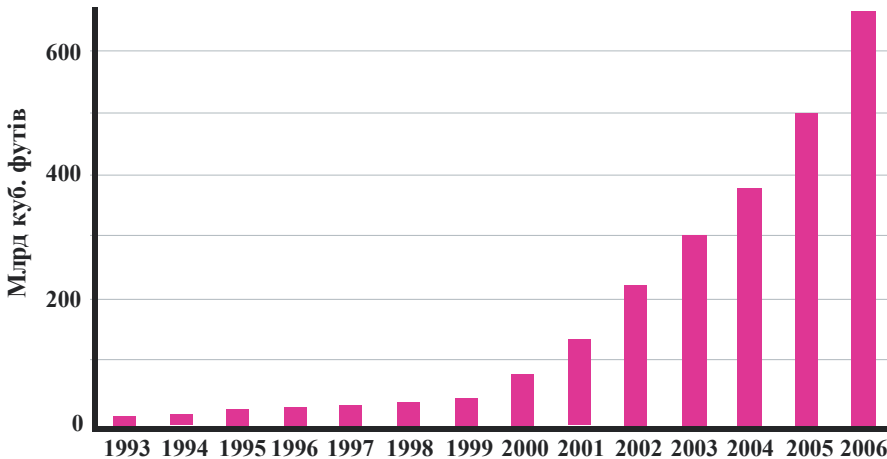


Рис. 27. Видобуток сланцевого газу на родовищі Барнет з 1993 по 2006 рр. [390]

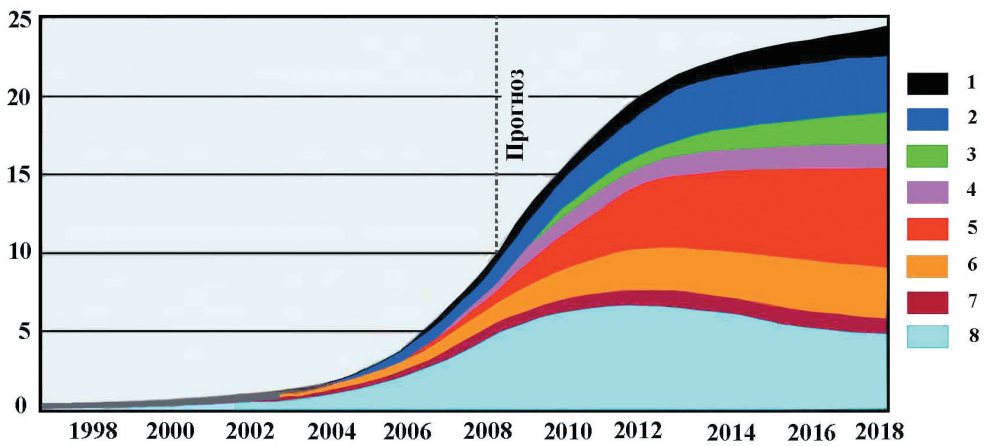
Планувалося при розробці родовища пробурити понад 20 тис. свердловин сіткою 64 га/свердловину. Цих показників не було досягнуто. В 2006 р. видобуток газу із 6080 свердловин склав 20 млрд м³. Загалом, на родовищах Техасу видобуто за останні роки 40–45 млрд м³ газу. Для перших операцій гідророзриву пласта (ГРП) потрібно було близько 1000 т води і 100 т піску. Сьогодні в горизонтальних свердловинах вартістю \$2,6–4 млн для однієї операції ГРП потрібно приблизно 4000 т води і 200 т піску. В середньому протягом року на кожній свердловині проводиться три ГРП.

Компанія Chesapeake Energy, крупний оператор родовища, повідомляє про введення в експлуатацію нових свердловин із дебітом 350 тис. м³/добу протягом першого місяця. Ця величина швидко знижується. Основна частина запасів газу, що видобувається, уже вироблена. Зазвичай, перші свердловини проходились в районах з найбільшою товщиною пласта (150–270 м), цим же пояснюється ущільнення сітки свердловин, яке вже сягає 16 і навіть 8 га/свердловину. Протягом останніх двох років видобуток газу вже не зростає, хоча масштабне буріння продовжується. Це свідчить про те, що приріст видобутку в нових свердловинах повністю компенсується його зниженням в раніше пробурених стовбурах. Вклавши великі кошти (близько \$40 млрд), компанія Chesapeake Energy потрапила в економічну пастку. Вона не може дозволити скорочення видобутку, тому

що потрібно повертати отримані кредити, а зростання поставок газу на ринок США викликало падіння цін на внутрішньому ринку. Багато американських експертів вважають, що Chesapeake Energy приховує свої втрати, а її відомості про вартість видобутку газу (\$130 за 1000 м³) занижені в 2–3 рази.

Родовище Ігл-Форд у Південному Техасі в останній час інтенсивно закладається до розробки сланцевого газу. Сланці мають товщину до 250 футів і продуктивні на різних глибинах – від 4000 до 12000 футів. Ресурси родовища перевищують 10 трлн куб. футів.

Зміни об'єму видобутку в цих та інших найважливіших газових басейнах США, а також прогнозні об'єми видобутку показані на рис. 28, а їх характеристики наведені в табл. 11.



1 – Хорн-Рівер (Мусква); 2 – Монтні; 3 – Марселлус; 4 – Вудфорд; 5 – Хейнсвілл; 6 – Фейтвілл; 7 – Діп-Босер; 8 – Барнет.

Рис. 28. Видобуток газу (реальний і прогнозний) в різних басейнах [391]

Таблиця 11. Окремі геологічні та технічні характеристики родовищ сланцевого газу США

Характеристика	Басейни						
	Барнет	Фейт-вілл	Хейнс-вілл	Марселлус	Вудфорд	Антрим	Нью-Олбані
Площа басейну (квадратні милі)	5000	9000	9000	95000	11000	12000	43500
Глибина (фути)	6500–8500	1000–7000	10500–13500	4000–8500	6000–11000	600–2200	500–2000
Товщина (фути)	100–600	20–200	200–300	50–200	120–220	70–120	50–100
Глибина до основи збагачених вуглеводнями вод (фути)	1200	500	400	850	400	300	400

Характеристика	Басейни						
	Барнет	Фейет-вілл	Хейнс-вілл	Марсел-лус	Вудфорд	Антрим	Нью-Олбані
Товщина колони породи між верхом родовища і низом збагачених вуглеводнем вод (футів)	5300–7300	500–6500	10100–13100	2125–7650	5600–10600	300–1900	100–1600
Загальна кількість органічного вуглецю, %	4,5	4,0–9,8	0,5–4,0	3–12	1–14	1–20	1–25
Загальна пористість, %	4–5	2–8	8–9	10	3–9	9	10–14
Вміст газу, куб. футів/т	300–350	60–220	100–330	60–100	200–300	40–100	40–80
Продуктивність води, барель/день						5–500	5–500
Площа свердловини, акри	60–160	80–160	40–560	40–160	640	40–160	80
Об'єми первинного газу, трлн куб. футів	327	52	717	1500	23	76	160
Ресурси, що технічно вилучатимуться, трлн куб. футів	44	41,6	251	262	11,4	20	19,2

Примітка. Наведені значення ресурсів для різних ділянок можуть суттєво змінюватись залежно від компанії, що їх оцінює (через різний досвід). Можливі також зміни значень з часом, залежно від оцінок, які проводились і від інших факторів. Вочевидь, ці оцінки будуть змінюватись з удосконаленням методів і технологій.

Середньооценові горючі сланці світи Грін-Рівер представлені мергелями, збагаченими органічною речовиною, аргілітами і доломітами з кількістю $C_{орг}$ від 26 до 40 %. Органічна речовина представлена колоальгінітом. Значення водневого індексу НІ варіюють від 600 до 800 мг УВ/г ТОС, що характеризує кероген І типу. Дані елементного аналізу керогену $H/C_{ат}=1,53$ показують його високоаліфатичну природу [62].

У **Канаді** на численних ділянках в Британській Колумбії, Альберті, провінції Саскачеван, Онтаріо, Квебеку і Новій Шотландії проводяться пошукові, розвідувальні і дослідницько-видобувні роботи на сланцевий газ. Головними об'єктами тут є (рис. 29) [212, 444, 468]:

- ордовицькі сланці *Ютіка* (UticaShale) в Квебеці (на південь від р. Святого Лаврентія, між р. Монреаль і Квебек) – чорні вапняковисті сланці товщиною 150–750 футів, що містять органічний вуглець у кількості 3,5–5 %; прогнозний об'єм газу в них становить 4×10^{12} куб. футів (110 км³), прогнозні ресурси оцінюються в 4 трлн куб. футів; тут в період 2006–2009 рр. пробурені 24 вертикальні і горизонтальні свердловини, що дозволило компанії Gastem оголосити про плани промислової розробки в районі кордону зі США; компанія Talisman Energy теж пробурила 5 вертикальних свердловин в басейні Утіка, а також в кінці 2009 року разом з компанією QuesterreEnergy, яка орендує



Рис. 29. Основні басейни сланцевого газу Канади [299]

понад 1 млн акрів землі в цьому регіоні, почала буріння двох вертикальних свердловин;

- середньодевонські сланці **Мусква** (Muskwa) в басейні р. Хорн на північному сході Британської Колумбії товщиною 100–150 м, об'єм газу, що може бути вилучений з них, оцінюється в 6×10^{12} куб. футів (170 км^3); вивченням їх зайняті компанії EOG Resources, EnCana Corp., Apache Corp.; в 2008 р. уряд Британської Колумбії вклав у вивчення цих родовищ CAD \$2,2 млрд;
- ранньотриасові сланці **Монгні** (Montney) на сході центральної частини Британської Колумбії сягають товщини 300 м, вміст ОР – 1–6 %, глибина залягання 1700–4000 м, початкові дебіти – до 450 тис. м/добу;
- сланці **Хортон-Блафф** (Horton Bluff) в басейні Віндзор (Windsor Basin) у Новій Шотландії, розроблюються компанією Triangle Petroleum Corporation.

Крім того, в Британській Колумбії відома ціла низка потенційно газоносних формацій, стисла характеристика яких наведена в табл. 12 [212, 444, 468].

Таблиця 12. Перспективні формації із сланцевим газом на північному сході Британської Колумбії

Стратиграфічний підрозділ	Формація	Характеристика	Глибина, м	Середня товщина, м	Загальна кількість $C_{орг.}$ %	Об'єми газу, млрд куб. футів
Нижня крейда	Сланці Вітч і Букінхорст	Перешарування пісків і сланців	800–1200	100	2,3	60
Юра	Сланці Нордек і Фенні	Розглядаються як материнські породи	1200–2500	>30	>14	>20
Тріас	Фосфати Долг і Мортіней	Материнські породи з високими ТОС	1200–3000	300–500	0,5–10	До 110
Девон	Екшшоу, Беа-Рівер, Форт-Сімсон, Мусква	Сланці, збагачені органікою	1800–3500	Велика	0,5–10	До 100

До 2011 р. при видобутку сланцевого газу в провінції Альберта не використовувалось горизонтальне буріння з методикою багатоступеневого ГРП, яка широко застосовується на інших родовищах сланцевого газу. Замість цього сланцевий газ видобувався насамперед за рахунок використання вертикальних свердловин, а також кількох горизонтальних. Через складні геологічні умови і техногенні ризики в Colorado Group планується використовувати тільки вертикальні свердловини [491].

Видобуток сланцевого газу з горизонтальних свердловин у північно-східній частині басейну Montney почався у 2005 р. і у 2009 р. сягнув $10,7 \times 10^6$ м³/добу і, як очікується, буде продовжувати зростати. Станом на липень 2009 р. працюють 234 горизонтальні свердловини в сланцевій товщі Montney. На дослідження компанії витратили понад \$2 млрд.

У басейні Хорн-Рівер-Уеллс на північному сході Британської Колумбії роботи із видобутку сланцевого газу є досить успішними. В середньому видобувають 230 тис. м³/добу. Для того, щоб проект був економічно вигідним на проведення досліджень компанії витратили понад \$2 млрд.

Сланцеві відклади групи Ютіка (Utica Group) поширені між Монреалем і Квебеком перед фронтом Аппалацьких гір. Потенціал сланцевого газу цього району знаходиться на ранній стадії оцінки. Таке ж становище зі сланцевими відкладами групи Хортон-Блафф (Horton Bluff Group), де в провінції Нью-Брансвік пробурено дві вертикальні свердловини [512].

Хоча наразі видобуток сланцевого газу в Канаді незначний, його ресурси оцінюються в межах від 2,4 трлн м³ до 28 трлн м³ [422], але економічні показники видобутку сланцевого газу все ще залишаються невизначеними.

В Європі видобуток сланцевого газу поки не проводиться, проте вже початі роботи з перегляду потенціалу сланців, що вміщують органічні залишки (сланці в північно-східній Франції, сланці Алюм (Alum Shale) в Швеції, кам'яновугільні сланці в Німеччині і Нідерландах). ПСГ в Європі шукають не менше 40 компаній

[414, 460]. Ресурси сланцевого газу в країнах Європи (Австрія, Англія, Угорщина, Німеччина, Польща, Швеція, Україна та ін.) оцінюються в 35 трлн м³.

Багато великих нафтогазових компаній займаються вивченням родовищ сланцевого газу в різних Європейських країнах [517]: ExxonMobil – Німеччина, Польща; RoyalDutchShell – Швеція, Німеччина; Chevron – Польща; ConocoPhillips – Польща; Devon – Данія; Marathon – Польща; OMV – Австрія; 3LegsResources – Німеччина, Польща; APLucas – Велика Британія; BNKPetroleum – Польща; CuadrillaResources – Велика Британія, Нідерланди, Іспанія; EurEnergyResources – Франція, Велика Британія, Польща; RAG – Польща; SanLeonEnergy – Польща; SchuepbachEnergy – Данія, Швейцарія, Іспанія; SorgeniaE&P – Польща; CompositeEnergy/BG – Велика Британія; NexenGas – Велика Британія.

За оцінкою ExxonMobil, навряд чи варто чекати значних об'ємів видобутку сланцевого газу в Європі до 2025 р., оскільки запаси та умови його розробки кардинально відрізняються від американських. Із зростанням внутрішнього нетрадиційного газовидобування неухильно знижуються прогнози імпорту традиційного природного газу на континент.

За експертними оцінками запаси сланцевого газу в **Голландії** порівнювані із запасами гігантського газового родовища Гронінген у цій країні [389].

В **Австрії** компанія «OMW» почала вивчення перспективного басейну поблизу Відня, складеного верхньоюрськими мергелями Мікулов (Mikulov Marl) [376].

У **Німеччині** ExxonMobil придбала ділянку площею 750000 акрів у Нижній Саксонії, де планувалося в 2009 р. пробурити 10 свердловин на сланцевий газ. Якщо корпорація вирішить, що видобуток сланцевого газу в Північному Рейні-Вестфалії буде рентабельним, їй доведеться отримувати додаткові дозволи, а самому проекту проходити поглиблену екологічну експертизу. Фахівці вважають, що вся процедура триватиме від п'яти до десяти років [359].

Перспективними щодо сланцевого газу можуть бути сланці месельські та Екфільд Маєр. Месельські сланці товщиною від 2 до 290 м, містять $C_{орг.} = 25\text{--}38\%$. За результатами піролізу зразки належать до I і II типу керогену ($HI=535\text{--}670$ мг УВ/г ТОС). Органічна речовина незріла ($T_{max} = 440$ °С). Сланці мають озерне походження, вони нагромаджувалися в різковідновних умовах. Сланці Екфільд Маєр залягають на глибині 19,4–32 м від поверхні і містять $C_{орг.} = 3,4\text{--}32,5\%$. Органічна речовина представлена *Botryococcus braunii* і мацералами гумітової групи. За результатами піролізу, зразки належать до керогену II і III типу ($HI = 200\text{--}350$ мг УВ/г ТОС).

В **Угорщині** в 2009 р. ExxonMobil пробурила перші свердловини на сланцевий газ в трюгу Мако (Mako Trough), однак через відсутність позитивних результатів компанія відмовилася від цього проекту, так і не знайшовши там запасів сланцевого газу промислового значення [445].

В **Болгарії** компанії Chevron та Integrity Towers планують розпочати розробку родовищ сланцевого газу в північно-східній частині країни, в Нові-Пазаре, яка, за попередніми розрахунками, може розпочатися через 5–10 років. Ресурси сланцевого газу в Болгарії оцінюються в 25 млрд м³, а кожний рік Болгарія закупляє у ВАТ «Газпром» 17 млрд м³ [353].

Польща є однією з найперспективніших країн Європи стосовно пошуків сланцевого газу, поклади якого можуть бути пов'язані зі збагаченими органічною речовиною комплексами нижнього палеозою (верхнього ордовіку і нижнього силуру) осадових басейнів Східноєвропейської платформи: Балтійського, Підляського, Люблінського і Малопольського. В розрізі цих басейнів розвинені (знизу) (рис. 30):

- неопротерозой – середній кембрій – континентально-морські і морські глинисті осади;
- верхній кембрій – тремадок – чорні бітумінозні сланці з високим вмістом органічної речовини (3–12 %) і керогену; товщина їх змінюється від декількох метрів до 34 м у північній частині Балтійського басейну; до них часто приурочені традиційні вуглеводні; в Південній Швеції ця формація є об'єктом пошуків сланцевого газу;
- тремадок – нижній ареній – пісковики і глини (східна і південно-східна частина Балтійського басейну);
- карадок – глинисті (граптолітові) сланці формації Сасіна, товщина якої збільшується зі сходу на захід: у Балтійському басейні – від 3,5 до 37 м, на Балтійському шельфі – від 26,5 до 70 м, в Підляському басейні – від 1,5 до 52 м; середній вміст органічної речовини в сланцях становить: в районі Леба – 1,5–2,5 %, в розрізі свердловини Гданськ-1 – до 6,73 %, в Балтійському басейні – до 1 %, в західній і центральній частині Підляського басейну – 1,0–1,25 %, в Плоско-Варшавському регіоні – 2,1–3,76 %, в Люблінському басейні – до 1 %; в східній частині басейнів переважають мергелі і вапняки;
- ашгїл – вапнякова формація;
- лландовер – в Балтійському, Підляському і Люблінському басейнах глинисті (граптолітові) сланці формації Jantaru (знизу), товщиною до 12 м; Посльока (зверху), товщиною 20–70 м, та їх аналогів; в східній частині Балтійського басейну – вапняки формації Барцин; середній вміст органічного вуглецю – 1,5–3 % (до 20 %);
- венлок – в Балтійському і Підляському басейнах – сланці нижньої частини формації Пельпина товщиною від 100 м в східних до 1000 м у західних частинах басейнів; середній вміст органічної речовини в сланцях становить: в західній частині Балтійського басейну – 0,5–1,0 %, в східній частині – 1,3–1,4 %; середнє значення ТОС: у Підляському басейні – 0,6–1,3 %, у Люблінському – 1,0–1,7 %; на заході – аргїліти і сланці з пісковиками формації Коців'є;
- лудлов – сланці верхньої частини формації Пельпина, товщина яких збільшується з південного сходу на північний захід: в Балтійському басейні – від 150–300 м до 2000 м, в Підляському басейні – від 300–400 до 1100 м, в Люблінському басейні – від 250 до 600 м; концентрація органічної речовини – 0,3–0,8 %;
- пржидол – в Люблінському, центральній частині Балтійського і південній частині Підляського басейнів – аргїліти і мергелісті сланці з невисокими концентраціями органічного вуглецю, на заході – пісковики.

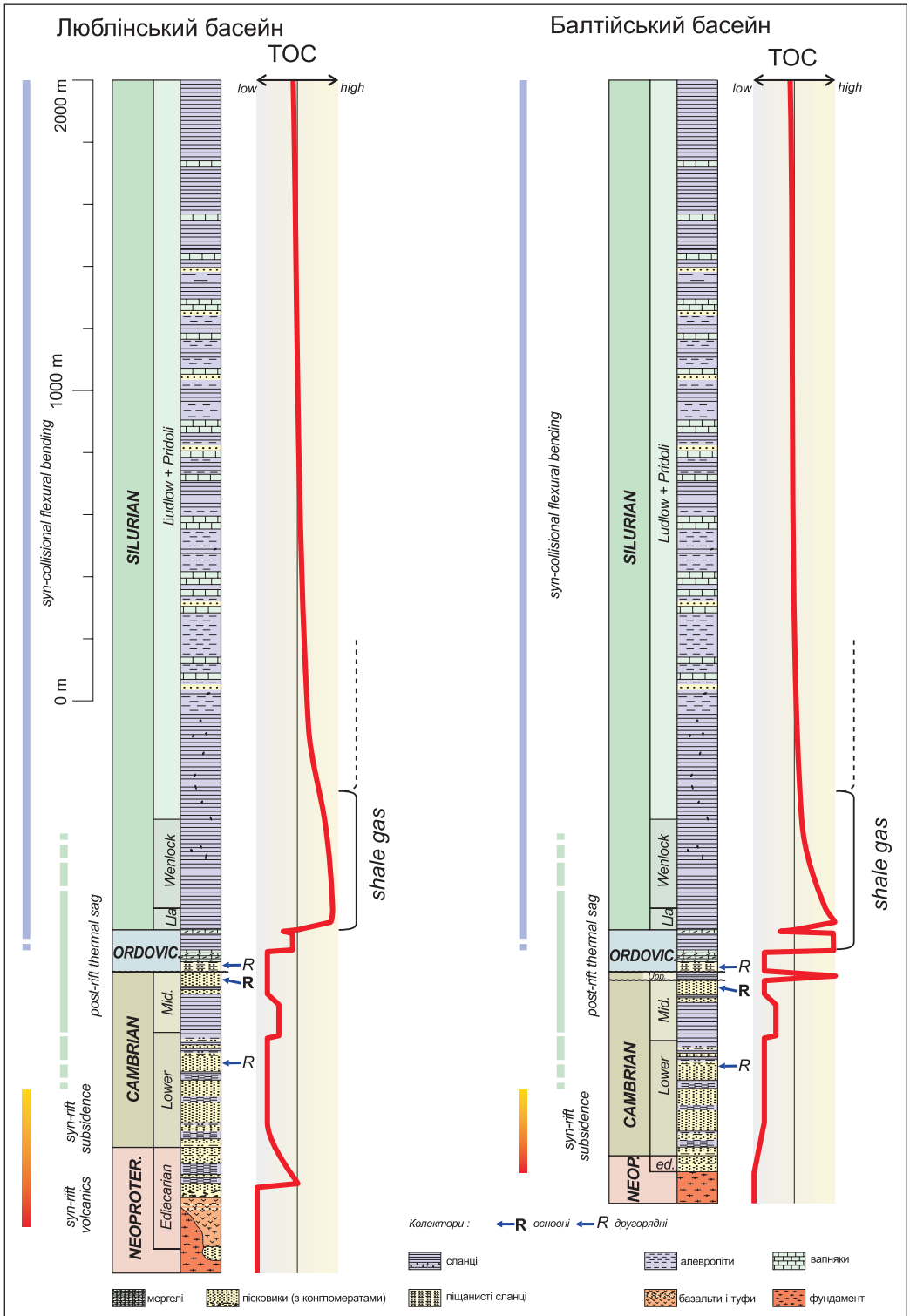


Рис. 30. Схематичний літостратиграфічний профіль нижнього палеозою в Льоблінському і Балтійському басейнах [297, 300, 301]. Показано положення в розрізі чорносланцевих порід, перспективних на сланцевий газ

Силур у Люблінському басейні перекритий середнім девонем, який відсутній в Балтійському і Підляському басейнах.

В нижньопалеозойських відкладах СЄП з північного заходу на південний схід інтервали з високим вмістом органічної речовини зустрічаються у все молодших утвореннях. Так, у північній частині Балтійського басейну горючі сланці вперше з'являються в пізньому кембрії і тремадоку; на піднятті Леби – у пізньому лонвірині; в західній частині Підляського басейну – в карадоку, в центральній частині Балтійського і Підляського басейнів і південно-східній частині Люблінського басейну – в ландовері, у східній і південно-східній частині Люблінського басейну – у венлоку.

Глибина залягання продуктивних сланців верхнього ордовіку і нижнього силуру в Балтійському басейні змінюється від 1000 м на сході до 4500 м на заході; в Підляському – від 500 м на сході до 4000 м в районі Варшави; в Люблінському – від 1000 м на сході до 3000–3500 м на заході (до 4330 м у свердловині Lopiennik IG-1), що унеможливує пошуки сланцевого газу, однак далі на захід, в районі Білгорой-Нароль глибина залягання нижньопалеозойських комплексів зменшується до 500–1000 м.

Ступінь перетворення нижньопалеозойських відкладів, згідно з результатами вивчення коефіцієнта відбиття вітриніту R_0 , змінюється в таких межах: в Балтійському басейні – від 0,5–0,6 % в східній частині до 3,0–4,0 % в західній; в Підляському – від 0,9–1,1 % в центральній частині до 1,3 % в західній; в Люблінському – від 0,6–0,7 % на сході до 1,5–3,4 % на заході. У цілому ступінь перетворення сланців збільшується в західному напрямку, але одночасно збільшується і глибина їх залягання, що ускладнює їх економічно рентабельну розробку. Зі ступенем перетворень тісно пов'язана зональність розміщення відомих проявів вуглеводнів: у східній частині Балтійського басейну, Підляському, Люблінському басейнах зустрічаються тільки прояви нафти, західніше – як нафти, так і газу, на крайньому заході – винятково газу. Одночасно зі сходу на захід зменшується вміст вищих газів (етан, бутан, пропан та ін.): від 30–40 % до 5 % і менше; з 60–80 % до 10–20 % зменшується вміст азоту.

Таким чином, перспективною для пошуків сланцевого газу в Польщі є смуга північно-західного простягання, де одночасно спостерігається і доволі високий вміст органічної речовини (1–2 %), і відносно висока стадія перетворень (0,8–1,1 % R_0), і порівняно невелика глибина залягання потенційно продуктивних товщ (до 1000–2000 м). Вона продовжується на північний захід до Швеції, де вже почалися розвідувальні роботи на сланцевий газ, а на південний схід – до України, де у Львівсько-Волинському басейні (природному продовженні Люблінського басейну) також можна очікувати поклади сланцевого газу (рис. 31).

В Швеції Shell Oil має ліцензію на вивчення ранньопалеозойських бітумінозних сланців Алюм (Alum Shale) у південній частині країни (район Скен) як можливого джерела сланцевого газу [264]. Вміст ОР в породах цієї формації сягає 20 %. Запаси сланцевого газу Швеції оцінюються в 300 млрд м³. В 2009 р. фірма Shell PLC розпочала буріння свердловин на ПСГ, запасів якого (за про-

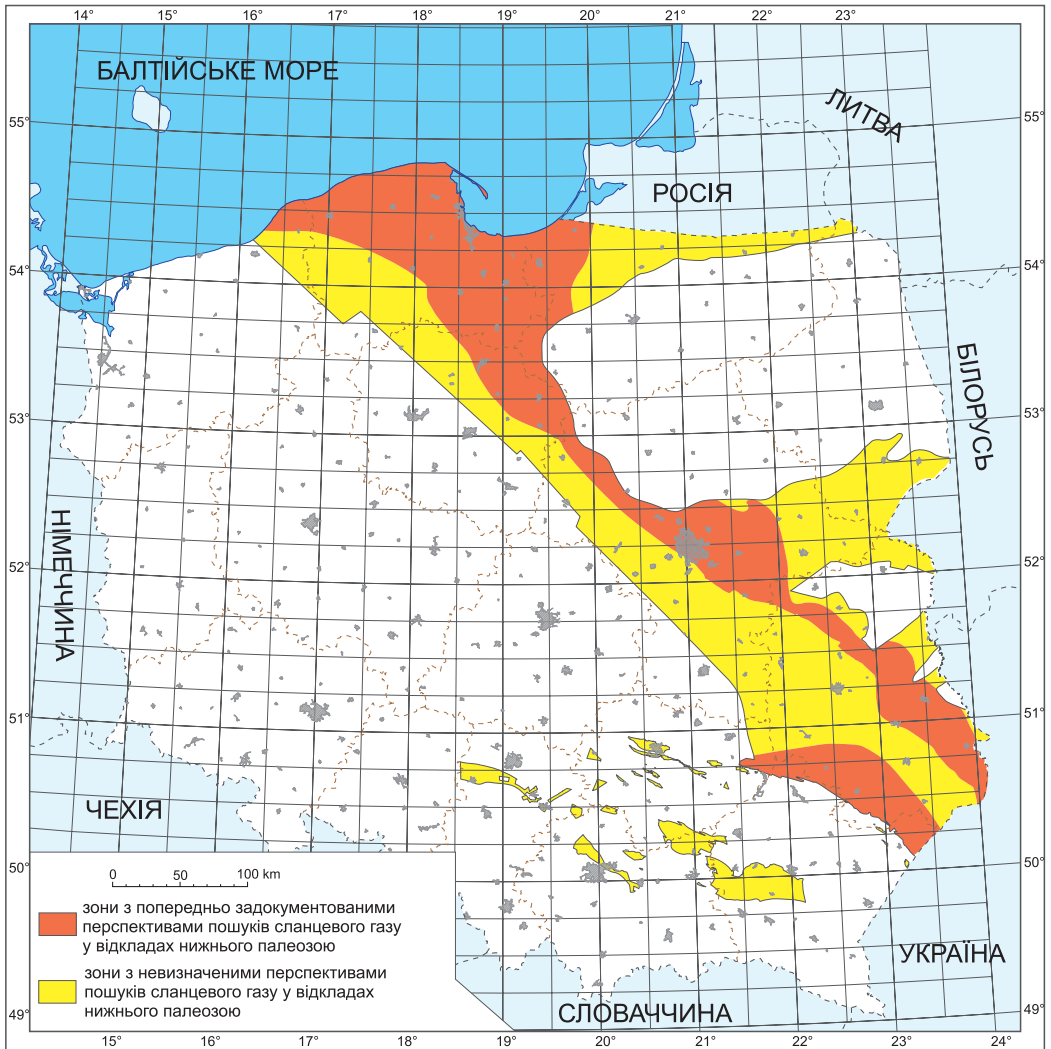


Рис. 31. Площа поширення чорних сланців нижнього палеозою в Польщі, перспективних для пошуків сланцевого газу [302]

гнозами) достатньо для повного самозабезпечення країни на 10 років. В січні 2010 р. Royal Dutch Shell Plc пробурила першу свердловину на сланцевий газ, отримані результати поки що не оприлюднені [445, 450].

У **Великій Британії** Eurenergy Resource Corporation оголосила про плани буріння на сланцевий газ в басейні Вілд (Weald Basin) у південній частині країни, що має велике значення для цієї держави, де, починаючи з 70-х років минулого століття, споживання газу значно зросло (рис. 32) [503].

За оцінками британської геологічної служби ресурси сланцевого газу у формації «бауленд» становлять від 23,3 до 64,6 трлн м³, що в декілька разів перевищує всі запаси Об'єднаного королівства [344].

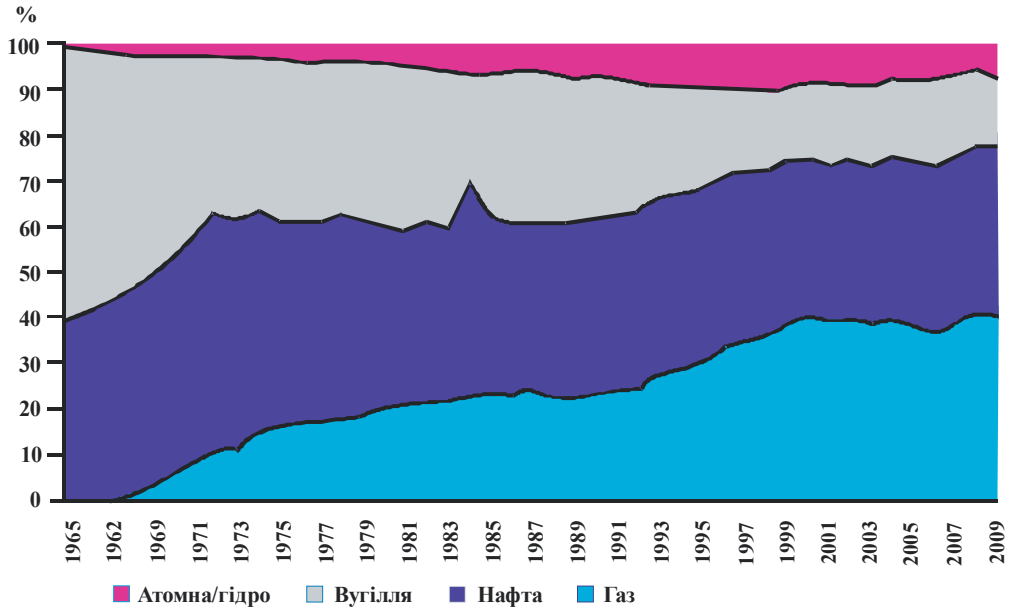


Рис. 32. Використання енергетичних ресурсів у Великій Британії в 1965–2009 рр. [503]

В Данії дослідження і розвідка сланцевого газу зараз зосереджені на вивченні ранньопалеозойських сланців Алюм (Alum Shale). Основні питання, які належить розглянути, включають здатність концентрації та зберігання газу в сланцях, їх мінералогію і реакцію на ГРП [494].

В Іспанії Realm Energy у співпраці з Halliburton Consulting протягом двох років провели оцінку сланців в осадових басейнах. Після детальних підрахунків компанія представила 10 заявок в п'яти осадових басейнах на площі 8903 км². Realm Energy наразі має два дозволи загальною площею 858 км² в Кантабрійському басейні (Cantabrian Basin) у Північній Іспанії. Дозволи видано на шість років, вісім інших дозволів перебувають в процесі розгляду [487].

В Росії сланцевий газ не видобувається і перспективи його видобутку багато експертів оцінюють дуже скептично через певні причини:

- специфіка технології видобутку, яка залежить від кожного конкретного родовища;
- необхідність значних капіталовкладень і великий термін віддачі (зокрема, у США на технологічний прорив пішло 20 років);
- екологічні проблеми, які особливо загострюються в густонаселених районах Європи;
- значна собівартість видобутку газу, яка забезпечує рентабельність розробки нових родовищ при ринковій ціні не нижче \$210–250 за тисячу м³ (нинішні ціни на природний газ в Європі становлять близько \$300 за тисячу м³, а на зріджений катарський газ – \$170–180 за тисячу м³).

Разом з тим, вже зараз різке збільшення видобутку сланцевого газу в США має для Росії дуже негативні наслідки. Зокрема, в 2009 р. Газпром знизив експорт газу в далеке зарубіжжя на 11,4 %, борг Газпрому досяг \$60 млрд, освоєння Штокманського родовища відкладено на 3 роки, з'явилися побоювання, що «Північний» і «Південний» потоки виявляться неконкурентоспроможними, може постати питання щодо освоєння нових великих газових родовищ і будівництва крупних газопроводів, відпала можливість експорту зрідженого російського газу в США [350, 355, 358, 371, 385, 398, 399, 451, 488].

За різними оцінками, ресурси сланцевого газу в Росії становлять від 29 до 100 трлн м³, але дотепер тут не проведена навіть первинна оцінка його запасів. Зараз Мінприроди РФ планує розробити рекомендації щодо освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів, зробити аналіз ресурсної бази бітумів і горючих сланців та засобів їх розробки, провести моніторинг запасів високов'язких нафт і пов'язаних з ними запасів кольорових металів, оцінити базу водорозчинних газів, газів вугленосних і чорносланцевих формацій.

В Росії розвідані родовища горючих сланців: *Ленінградське*; *Яренгське* і *Айювінське* в Республіці Комі; *Каширське* під Сизранню, *Озінське* в Саратовській області, *Общесиртовське* в Оренбурзькій області; кембрійське *Оленекське* і ранньомезозойське *Забайкальське* в Східному Сибіру, а також родовища на сході Мордовії, в Чувашії, Кіровській і Костромській областях.

Детально розвідані запаси сланцю *Ленінградського родовища* становлять 1203,4 млн т. Промисловий пласт товщиною 1,5–2,3 м залягає горизонтально. Він представлений високоякісними сланцями – кукерситами, унікальний склад яких дає можливість застосовувати їх не тільки як енергетичне паливо, для отримання побутового газу, рідке паливо і хімічні продукти, але й використовувати в інших галузях промисловості. Сланець має жовто-коричневий колір, складається в основному з кальциту (60–63 %) з домішкою органічної речовини (кероген), кварцу, глинистих частинок, доломіту, оксидів. З нього виготовляють збагачений сланець і сланцеве масло.

Вміст керогену становить 10–30 %, іноді до 50–70 %. Це результат біо- і геохімічного перетворення речовини найпростіших водоростей, що зберігають клітинну будову (таломоальгінит) або втратили її (колоальгінит); у вигляді домішки в органічній частині присутні змінені залишки вищих рослин (вітриніт, фюзеніт, ліпоїдиніт). Тому сланці містять значну кількість мікроелементів, які рослини накопичили в результаті біоаккумуляції (в г/т): Li, Ti (до 5400), B (до 10), Rb, Ta (0,28), Se (до 100), Mo (до 750), Re (0,8), Ag (3,2), Au (0,2), V (до 680), Th (до 12), Ba (570), Hg, Cr (до 380), W (300), As (2000), U (85), Mn (до 290), Ge (до 6), Zr (530), Be (10), Sc (5,6), Cu (до 20), Ni (до 57), Co (до 27), Ga (4,2), Sr (до 500). Ці та інші елементи можуть вилучатися з горючих сланців підземним вилуговуванням, що безумовно різко знизить собівартість видобутку сланців.

Білорусь. Горючі сланці були виявлені в Білорусі у 1963 р. Площа Прип'ятського сланценосного басейну (близько 10 тис. км²) охоплює західну частину Гомельської, південну частину Мінської і східну частину Брестської областей. В межах басейну виявлено 4 сланцеві горизонти, кожний з яких включає 1–3 пласти горючих сланців. Глибина залягання сланців – від 50 до 600 м,

товщина 0,4–3,3 м, в середньому – 1,1–1,5 м. Горючі сланці є високозольним і низькокалорійним твердим паливом із вмістом органічної речовини 10–20 %, зрідка до 23–25 %; теплотою згоряння до 4,2–5,6 МДж/кг, виходом смоли – 6–11 %. Прогнозні ресурси сланців басейну до глибини 600 м оцінюються в 8,8 млрд т. Промислове значення мають горючі сланці тільки західної частини басейну, де виявлені і попередньо розвідані *Любанське* і *Туровське* родовища горючих сланців [366]. Видобуток горючих сланців був визнаний економічно недоцільним, хоча ситуація змінюється, ціни на енергоносії зростають, що обумовлює актуальність вивчення можливості розробки родовищ горючих сланців у Білорусі.

Вірменія. Меморандум про взаєморозуміння між вірменським Міністерством енергетики і природних ресурсів та зареєстрованим на острові Мен концерном International Minerals & Mines Ltd. прокладає шлях для розвідки і розробки вірменських сланцевих запасів. Якщо почнеться їх масштабний комерційний видобуток, то знайдена у Вірменії енергія може дати цій кавказькій країні, що не має виходу до моря, значний ступінь енергетичної незалежності, а з нею і додаткову геополітичну свободу. Угода між Міністерством енергетики і американським Держдепартаментом про співпрацю в галузі розвідки і розробки, а також про комерціалізацію та інвестиції в енергоресурси передбачає «спільну оцінку і технічне вивчення вірменських енергоресурсів, включаючи будь-які потенційні запаси сланцевого газу». Згідно із заявою вірменського енергетичного відомства, ця угода – результат міжнародної конференції зі сланцевого газу, організованої американською владою, на якій були запропоновані субсидії на проведення розвідувальних робіт Вірменії та іншим країнам.

В Молдові Академія наук Молдови (АНМ) спільно з вченими України та Румунії вивчає можливість видобутку сланцевого газу. Про це заявив на прес-конференції на тему «Сланцевий газ: міф чи реальність» директор інституту геології і сейсмології АНМ, доктор геофізичних наук Василь Алказ. «Необхідно дослідити деякі вже знайдені родовища сланцю на території Молдови, щоб з'ясувати, чи є там сланцевий газ», – зазначив пан Алказ [377].

Інші країни світу. Крім зазначених країн, великі поклади сланцю, з якого можна видобувати сланцевий газ, відомі в Австралії, Індії, Китаї, ПАР, де вже найближчим часом планується його видобуток [408].

В Австралії Beach Petroleum Limited оголосила про плани буріння на сланцевий газ в Південній Австралії, в басейні Купер (Cooper Basin). Але собівартість виробленої енергії з дешевого австралійського вугілля в два рази нижча за аналогічний гігаджоуль (ГДж) сланцевого газу. Питання розробки останнього розглядається екологічними та економічними службами країни [449].

В Індії Reliance Industries Limited (RIL) та інші компанії зацікавлені у розробці покладів сланцевого газу, але реалізація цієї можливості ускладнюється законодавчою базою, якою не передбачена оренда земель для видобутку газу з нетрадиційних джерел. Тим часом, індійська RIL вже інвестувала в розробку родовищ сланцевого газу в США близько \$3,4 млрд. Розглядається проект партнерства з американською компанією Quicksilver Resources (яка спеціалізується на видобутку сланцевого газу і метану вугільних пластів) в розробці сланцевих

товщ у басейні р. Хорн-Рівер у Британській Колумбії (Канада). Їх ресурси, за попередніми оцінками, можуть сягати 280 млрд м³ газу. Reliance Industries – найбільший промисловий концерн Індії, основним акціонером якого є мільярдер Мукеш Амбані. У 2009 р. виручка компанії перевищила \$42 млрд, а чистий прибуток склав \$3,6 млрд. Індія має величезні поклади сланцю на Гангській рівнині, в штатах Ассам, Гуджарат, Раджастхан, в багатьох прибережних районах. В Дургапурі вчені ONGC знайшли «необмежений запас» сланцевого газу на глибині 1770 м в породах басейну Дамодар на площі 1250–1300 км² [416, 479].

В Китаї близько 30 млрд м³ газу планується видобувати із сланців, що становить приблизно половину видобутого в 2008 р. газу. Найбільша енергокомпанія PetroChina оцінює запаси сланцевого газу, що належать їй, в 45 трлн м³, це перевищує доведені запаси газу в Росії. До 2030 р. КНР розраховує довести частку сланцевого газу до 25 % від всього газодобування. Найбільша китайська нафтопереробна компанія ChinaPetroleum&ChemicalCorp (Sinorec) і найбільша в Європі британська нафтова компанія BP проводять переговори про спільну розвідку і видобуток ПСГ в Китаї. Наразі Sinorec належить 42 газових блоки загальною площею понад 190 тис. км².

Барак Обама і Ху Цзіньтао оголосили про запуск спільного проекту з розробки сланцевого газу [518].

Компанія Shell уклала 30-річну угоду про розподіл продукції з китайською CNPC, якою передбачається розвідка і видобуток сланцевого газу в південно-західному Китаї, в провінції Сичуань, на родовищах Цзиньцю і Фушунь.

Однією з перспективних товщ є озерна формація еоцену Шахеджі (і її аналоги) в Ляохському, Бохайбейському, Фулінському басейнах [62]. Вона представлена горючими сланцями, доломітами, карбонатами з прошарками солей, товщиною 200–700 м. Кількість $C_{\text{орг.}}$ = 1,54–17,6 %, органічна речовина представлена колоальгінитом. $HI=306-908$ мг ВВ/г ТОС, що характеризує кероген I і II типу.

Китай останнім часом активно розширює запас нафтових ресурсів у зв'язку з економікою, що швидко розвивається. Попит Китаю на нафту в січні 2010 р. виріс на 28 % порівняно з січнем 2008 року. В лютому 2010 р. Китай вперше обійшов США із споживання нафти, видобутої в Саудівській Аравії. Слід зазначити, що унаслідок швидкого розвитку своєї економіки Китай потребує альтернативних джерел не тільки газу, але й нафти. Наприклад, він вкладає \$4 млрд у видобуток нафти з нафтоносних пісків у Канаді (Syncrude Canada) [368]. Китайська нафтова компанія CNOOC за \$1,1 млрд купує частку (33 %) в розробці родовища Ігл-Форд в США у американській компанії Cheasapeake Energy (там само планує працювати норвезька компанія Statoil Hydro). Тут на південному сході штату Техас на площі близько 50 тис. км² розроблюються запаси сланцевого газу і нафти, ресурси яких становлять 80 млрд барелів умовної нафти.

В 2010 р. китайські нафтові компанії склали 10 великих угод за кордоном на суму \$18,6 млрд порівняно з \$15,8 млрд в 2009 р.

Міністерство землі і природних ресурсів КНР запустило процедуру першого тендера на розробку сланцевого газу, повідомляє Reuters. Згідно з його

умовами, до розробки газу на 4 блоках будуть залучені винятково китайські компанії. Результати тендера були оголошені в липні 2011 р., наступний тендер планувалося провести в другій половині 2011 р. Інформаційне агентство США з енергетики оцінило запаси сланцевого газу в Китаї в 36,1 трлн м³, що вище запасів США (24,4 трлн м³). Ділянки, виставлені на тендер, в основному розташовані на південному заході муніципалітету Чунцин і провінції Гуйчжоу, займаючи територію 11000 км². Спочатку передбачалося виставити на тендер 8 блоків, які займали площу 18000 км². Скорочення кількості блоків, представлених на тендер, викликане насамперед бажанням уряду посилити конкуренцію серед компаній. Учасниками тендера стали компанії PetroChina, Sinopec, CNOOC, Shaanxi Yanchang Petroleum Group, Sinochem Corp. Zhenhua Oil. Перспективи китайського сланцевого газу надзвичайно зацікавили таких світових енергетичних лідерів як Shell і British Petroleum, а також американські компанії Hess Corp. і Newfield Exploration Co. Однак, згідно із заявами китайських чиновників, в тендерах на видобуток сланцевого газу можуть брати участь тільки китайські компанії. Незважаючи на виражений протекціонізм на початковій стадії, після результатів тендера МНК можуть приєднатися до його переможця для спільної розробки газу.

Зараз Китай не видобуває сланцевий газ, а видобуток традиційного газу та газу зі щільних порід склав у 2010 р. 94 млрд м³. Згідно з оцінками китайських нафтогазових компаній, видобуток газу в країні до 2030 року повинен збільшитись втричі, сягнувши 300 млрд м³ [425]. У планах уряду Китаю до кінця 2015 р. почати видобуток сланцевого газу на території країни. Про це повідомляє агентство Bloomberg з посиланням на заяву Че Чангбо (Che Changbo), заступника керівника центру нафтогазової стратегії при Міністерстві землі та ресурсів Китаю. За оцінкою останнього, запаси Китаю оцінюються в 26 трлн м³ сланцевого газу. Його видобуток вкрай необхідний для того, щоб знизити рівень забруднення навколишнього середовища у країні. До 2020 р. Китай хоче довести частку газу в енергоспоживанні до 10 відсотків, тобто збільшити її в три рази [425].

Африка. Значний потенціал сланцевого газу передбачається в Illizi Basin (Алжир), Ghadames Basin (Туніс, Алжир, Західна Лівія) та West Risha (Йорданії). Марокко і Західний Алжир теж мають значний потенціал, проте він характеризується високими комерційними ризиками [496]. В ПАР нещодавно були знайдені значні ресурси сланцевого газу в басейні Карру [472]. За даними KPMG's Global Energy Institute в Південній Африці запаси сланцевого газу становлять 7,3 % від розвіданих світових запасів. Передбачається, що значні ресурси сланцевого газу приурочені до басейну Кару, проте після активних протестів з боку громадськості та екологів уряд у квітні 2011 р. ввів мораторій на видобуток газу за допомогою гідророзриву в басейні Карру [495].

Південна Америка. В Аргентині компанія YPF виявила на півдні країни родовище сланцевого газу із запасами близько 150 млрд м³. Компанія YPF, яка є «дочірньою» іспанської Repsol, вже заявила, що буде розробляти родовище спільно з бразильською гірничодобувною корпорацією Vale. Аргентинці запросили й інші компанії для розробки покладів газу в провінції Неукен. За

підрахунками YPF, наявних запасів достатньо, щоб постачати газом одну з найбільших країн Латинської Америки протягом десятиліть. У цілому аналітики оцінюють запаси газу в Аргентині приблизно в 500 млрд м³ [354].

У Бразилії, Колумбії, Венесуелі передбачаються величезні запаси сланцевого газу, але їх традиційні газові можливості настільки великі, що немає стратегічної необхідності розробляти родовища сланцевого газу.

Таким чином, в сферу видобутку сланцевого газу починають приходити великі нафтогазові корпорації, які раніше тільки спостерігали збоку за діями ChesapeakeEnergy та її послідовників. У червні 2009 р. британська BG внесла \$1,3 млрд як 50 % частку в спільне підприємство, що займатиметься видобутком сланцевого газу з покладу Haynesville в штатах Техас і Луїзіана. Норвезька StatoilHydro створила СП з ChesapeakeEnergy, вклавши в нього \$3,4 млрд. Інвестиції в американські підприємства з видобутку сланцевого газу зробили і такі компанії, як британська BP та італійська Eni.

2.6. ПРОБЛЕМИ ВИДОБУТКУ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

У квітні 2010 р. Міністерство енергетики США заявило, що дані про видобуток природного газу в країні були завишені, у зв'язку з чим воно має намір скорегувати підсумкові показники у бік зменшення. Тому, на думку деяких експертів, підвищена увага до сланцевого газу – результат рекламної кампанії, спрямованої на залучення додаткових сум енергетичними компаніями, що вклали значні кошти в проекти з його видобутку. Зокрема, на думку міністра енергетики Росії Сергія Шматко (заява від 8 квітня 2010 р.) навколо зростання видобутку сланцевого газу в світі утворився штучний ажіотаж, і розвиток його видобутку в США не зможе вплинути на енергобаланс у світі. В той же час, на думку міністра природних ресурсів та екології Росії Юрія Трутнева (заява від 19 квітня 2010 р.), зростання видобутку сланцевого газу є проблемою для Газпрому і Росії.

В проблемі видобутку сланцевого газу є декілька суперечливих моментів. Перш за все, фахівці ставлять під сумнів високу рентабельність проектів з видобутку сланцевого газу. Зокрема, геолог з Х'юстона Арт Берман, один з провідних авторів журналу World Oil Magazine, провівши ретельний аналіз діяльності компаній, які добувають сланцевий газ, прийшов до висновку, що їх дійсні витрати у декілька разів вище, ніж \$3,50 за 1 тис. куб. футів, про які говорить Chesapeake Energy. Після того як свердловина пробурена, вона обходиться порівняно недорого і операційні витрати дійсно можуть становити приблизно \$100 за 1 тис. м³ видобутого газу. Але ж компанія має не тільки ці витрати, і, на думку А. Бермана, технологія горизонтального буріння приносить набагато менші результати, ніж повідомляється.

В кінці 2008 р. на покладі Барнет було пробурено понад 11,8 тис. свердловин, кожна з яких обходилася в понад \$3 млн (з урахуванням витрат на придбання ліцензії, власне буріння і підтримку працездатності протягом всього терміну дії). При цьому, оцінені запаси, що можуть бути вилучені (Estimated

ultimate recoverable, EUR) із горизонтальних 81 свердловин становили всього 0,81 млрд куб. футів (22,9 млн м³) – у понад три рази нижче, ніж спочатку планувалося. Більш того, продуктивність свердловин з 2003 р. тільки знижувалася: якщо на початку роботи Chesapeake Energy середній показник EUR становив близько 32,3 млн м³ на свердловину (до уваги бралися і горизонтальні, і вертикальні свердловини), то до 2008 р. він знизився до 16,7 млн м³.

Як свідчать відкриті дані про видобуток газу на сланцевому покладі Барнет, продуктивність вже діючих свердловин падала набагато швидше, ніж на традиційних родовищах. Середній «термін життя» газових свердловин складає в США 30–40 років, але на Барнет близько 15 % свердловин, пробурених у 2003 р., вже через п'ять років вичерпали свій ресурс.

За розрахунками А. Бермана, життєвий цикл свердловини при видобутку сланцевого газу на Барнет не перевищує 8–12 років, і лише небагато свердловин збережуть рентабельність після 15 років експлуатації. Інше дослідження, проведене на покладі Хейнсвілл, виявило середній показник EUR на рівні 48,7 млн м³ на одну свердловину, тоді як компанії-оператори говорили про 180–200 млн м³. У зв'язку з цим, компаніям, що займаються видобутком сланцевого газу, необхідно безперервно бурити нові свердловини замість тих, що вибувають, що значно збільшує собівартість видобутку газу. Ряд експертів (включаючи А. Бермана) оцінюють істинні витрати на отримання сланцевого газу в \$7,50–10,0 за 1 тис. куб. футів (\$212–283 за 1 тис. м³). При цьому, об'єм інвестицій на повне освоєння запасів Барнет досягає астрономічних величин: тільки на буріння свердловин і їх утримання (без супутньої інфраструктури) знадобиться не менше \$75 млрд за цінами 2008 р.

Про те, що сланцевий газ обходиться набагато дорожче, ніж заявляють добувні компанії, опосередковано свідчать і їх фінансові показники. До падіння в середині 2008 р. ціни на природний газ у США іноді перевищували на спотовому ринку \$600 за 1 тис. м³. Chesapeake Energy почала виходити на солідні об'єми виробництва (мільярди кубометрів на рік) вже в 2005 р., але не одержувала жодних надприбутків. Більш того, станом на початок 2009 р. у компанії було понад \$14,4 млрд боргів і скромні фінансові показники за попередній звітний період.

Виробники сланцевого газу заявляють про те, що уклали форвардні контракти на продаж більшої частини видобутого газу за цінами близько \$150–170 за 1 тис. м³, а тому не зазнають крупних збитків від різкого спаду на ринку, проте і зараз ці компанії отримують невеликі прибутки. На думку деяких спеціалістів, нинішній ажіотаж навколо сланцевого газу є результатом піар-кампанії, за якою стоять Chesapeake Energy, Statoil та інші корпорації, що вклали в ці проекти чималі суми і тепер прагнуть повернути гроші.

Особливістю видобутку сланцевого газу є відносно невеликий період продуктивної експлуатації свердловин: якщо традиційна газова свердловина продуктивна 10–15 років, то термін роботи горизонтальної свердловини на сланцевий газ в 3–4 рази менше. Це дає підстави скептикам сумніватися в декларованій компаніями собівартості видобутку сланцевого газу. За одними

оцінками вона становить \$90–100 за тис. м³, за іншими – \$120 – 160. Побутує думка, що вартість видобутку досягає \$220 за 1 тис. м³.

Викликають занепокоєння і екологічні аспекти. Видобуток сланцевого газу вимагає використання великих об'ємів води, яка змішується з піском і хімікаліями. Аналіз, проведений в американському штаті Вайомінг, де знаходиться один з крупних покладів, показує, що ці хімічні речовини здатні проникати у ґрунтові води. Зокрема, вони були знайдені в навколишніх колодязях.

На думку фахівців, видобуток сланцевого газу в Європі ускладнюється низкою чинників, головні з яких такі. По-перше поклади сланцевого газу на території ЄС поки що мало вивчені. По-друге, враховуючи значну щільність населення Європи, порівняно з територією США, особливого значення набувають екологічні проблеми, пов'язані, зокрема, з використанням хімічних реагентів у технології гідророзриву пластів, що може призвести до забруднення підземних вод і джерел водопостачання [164].

Нарешті, експерти звертають увагу на те, що в Америці з її просторами можна без особливих проблем бурити десятки тисяч свердловин на ділянках в тисячі квадратних кілометрів. У густонаселеній Європі добувні компанії навряд чи зможуть дозволити собі подібну розкіш, що різко зменшує привабливість проектів з видобутку сланцевого газу.

Таким чином, в проблемі видобутку сланцевого газу є декілька суперечливих моментів:

- значна собівартість видобутку (за різними оцінками від \$90 до \$220 за 1 тис. м³), що ставить під сумнів рентабельність розробки родовищ цього типу;
- порівняно незначна продуктивність видобутку і її стрімке падіння з часом, у зв'язку з чим термін експлуатації свердловин зазвичай не перевищує 5–10 р. (іноді – 3–5 р.), в той час як традиційні свердловини можуть бути продуктивними протягом 30–40 р. (як мінімум – 10–15 р.);
- екологічні проблеми, пов'язані з тим, що технологія гідроудару при видобутку сланцевого газу вимагає використання великих об'ємів води, яка змішується з піском і хімікаліями, що здатні проникати у ґрунтові води.

В той же час наголошується, що вартість сланцевого газу втричі нижча за європейські ціни на природний газ, його видобувають поблизу від місця споживання, що є позитивним моментом [394, 395]. Це дуже важливо, оскільки при спалюванні такого газу парникових газів буде виділятися значно менше порівняно з іншими енергоносіями. Природний газ породжує на третину менше викидів, ніж нафта, і наполовину менше, ніж вугілля [461]. Використання такого газу також знижує викиди двоокису сірки і оксиду азоту. Перехід на газову енергетику з використанням величезного потенціалу сланцевого газу дозволить США розв'язати проблему парникових газів у країні. При видобутку сланцевого газу потрібно враховувати і екологічну безпеку нових технологій. Проте вже розроблені і застосовуються нетоксичні бурові розчини, що не викликають забруднення питної води. Крім того, на виробництво сланцевого газу витрачається води менше, ніж при виробництві енергії іншими способами [411, 491].

2.7. ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ ІЗ СЛАНЦІВ

Як зазначалося вище, рентабельність експлуатації родовища газу залежить, головним чином, від промислових запасів газу, продуктивності видобувних свердловин, оперативних витрат [231, 232].

Щодо експлуатаційних параметрів, то у випадку видобутку сланцевого газу, як правило, спостерігається достатньо швидкий спад. Так, типова крива спаду продукції для родовища Барнет має гіперболічний характер: за перший рік – спад до 60 %, за другий – до 30 %, після чого спади є щоразу меншими і втримуються на рівні близько 10 % протягом кільканадцятьох років. Свердловина може експлуатуватися понад 20 років.

Вартість горизонтального буріння у два–чотири рази більша від вертикального і особливо зростає зі збільшенням глибини. Орієнтовна вартість горизонтальної свердловини довжиною понад 600 м, на глибині 600 м становить \$1,5 млн, а на глибині 4000 м – \$11 млн.

Рентабельність видобутку газу зі сланців знаходиться в межах \$3,26–10,49 за 1000 cf (\$0,12–0,37 за 1 м³), в середньому \$7,74 за 1000 cf (\$0,28 за 1 м³) і дуже залежить від коливання світових цін на газ. Це обумовлює певний ризик інвестування у видобуток сланцевого газу, особливо враховуючи необхідність буріння значної кількості свердловин і нижчу віддачу газу. Найчастіше для зниження ризику довготермінових інвестицій у США є хеджінг (hedging), тобто передача виникаючого з коливання цін ризику на інші суб'єкти, які, в свою чергу, заробляють на надмірних прибутках, коли ціни високі [234].

Так, наприклад найбільший американський газовий проект Marcellus Shale знаходиться в початковій стадії розвитку. Величезний пласт товщиною від 8 м до 80 м простягнувся від штату Нью-Йорк до штату Теннессі. Його загальна площа 140 тис. км², глибина залягання 700–3000 м. За різними оцінками, геологічні запаси газу становлять від 4,5 до 15,2 трлн м³, що відповідає газонасиченості порід 0,32–1,0 %. Коефіцієнт вилучення газу прийнятий рівним 0,1. Для освоєння родовища буде потрібно пробурити від 100 тис. до 220 тис. свердловин вартістю \$3–4 млн кожна. Таким чином, мінімальний обсяг капітальних вкладень тільки в буріння свердловин складе \$300 млрд або \$197 на 1000 м³ видобутку газу.

Величезні інвестиції потрібні тому, що сланцевий газ є дуже розсіяною корисною копалиною. Середня щільність видобутих запасів Marcellus Shale становить 3,5–10 млн м³ на 1 км². Це означає, що реалізація проекту Marcellus Shale в повному обсязі зараз абсолютно нереальна; видобуток буде вестися тільки на ділянках з найбільшою вертикальною товщиною пласта. При операційних витратах на видобуток сланцевого газу \$80–150 та амортизації \$100–200 на 1000 м³ повномасштабна реалізація проектів може бути забезпечена тільки при рівні цін реалізації споживачеві не менше \$350–500/1000 м³.

Інтенсивне зростання видобутку сланцевого газу на початку 2000-х років у США є наслідком дефіциту традиційних ресурсів вуглеводнів, підприємницької активності, цілеспрямованих дій влади і високих цін на газ. Значні інвестиції в його видобуток були зроблені в умовах, коли комерційні ціни газу в США

знаходилися на історичних максимумах, перевищуючи в середньорічному обчисленні \$400 за 1000 м³.

Проте газовий бізнес через свою величезну фондомісткість болісно реагує на різкі коливання цін і потребує їх регулювання. У багатьох країнах світу функцію регулювання здійснюють державні газові компанії, а в США і, частково, в Європі цю роль, імовірно, візьмуть на себе великі транснаціональні корпорації. Маючи активи по всьому світу, великі корпорації мають достатній запас міцності для того, щоб скоротити видобуток важковидобувних запасів і повернути на прийнятний рівень ціни. Очікується, що цей процес триватиме два-три роки. Після підвищення ціни до \$250–300 за 1000 м³ видобуток сланцевого газу почне знову поступово зростати, але вже не бурхливими, а повільними темпами.

2.8. ПРОГНОЗИ

У світі в проекти розробки родовищ сланцевого газу вкладаються величезні ресурси. Так, наприклад, британська BG інвестувала \$1,3 млрд в розробку покладу Хейнсвілл в штатах Техас і Луїзіана у США; норвезька StatoilHydro – \$3,4 млрд в спільне підприємство з Chesapeake Energy; голландська Shell придбала ліцензії на розробку надр Польщі і Німеччини. Інвестиції в американські підприємства з видобутку сланцевого газу зробили такі компанії, як британська BP та італійська Eni. Американські Conoco Phillips і ExxonMobil, а також британсько-нідерландські Shell придбали ліцензії на видобуток сланцевого газу в Польщі, Швеції і Німеччині. Американська компанія Royal Dutch Shell веде пошуки в Швеції, Exxon Mobil – в Німеччині, а ConocoPhillips і Chevron – у Польщі.

Значне зростання видобутку сланцевого газу протягом 2009–першої половини 2010 рр. викликало справжній ажіотаж серед інвесторів. Так, у першій половині 2010 р. в Америці на фінансові операції зі злиття і поглинання компаній, що виробляють сланцевий газ, було витрачено близько \$21 млрд, що дорівнює третині всіх коштів, які були витрачені у світі на операції в секторі видобутку вуглеводнів. Найкрупніші угоди – купівля французькою Total одного з найкрупніших виробників сланцевого газу Chesapeake Energy, за \$2,25 млрд; купівля Royal Dutch Shell за \$4,7 млрд незалежною East Resources; купівля ExxonMobil за \$41 млрд XTO Energy.

Зростання видобутку сланцевого газу пов'язане також із значними витратами і екологічною небезпекою при розробці газових родовищ в морській акваторії. Так, геолого-економічний аналіз можливості розробки величезного нафтогазового родовища Грейт-Уайт (GreatWhite) в Мексиканській затоці, яке знаходиться на глибині 7 км і на відстані 300 км від берега, показав економічну недоцільність його розробки за умови видобутку винятково газу. У зв'язку з цим слід чекати зниження об'ємів споживання газу з традиційних джерел, стабілізації ринку газу і встановлення його вартості на рівні не вище \$200–250 за 1 тис. м³. Сьогодні на світовому ринку газу спостерігається очевидне перевищення пропозиції над попитом. Причиною цього стало, по-перше, зниження

попиту з боку західних країн унаслідок економічної кризи, а по-друге – поява на ринку надмірних об’ємів зрідженого газу. Саме з цієї причини спотові ціни на газ знизилися влітку 2009 року до \$120 за 1 тис. м³.

Поява в грі великих об’ємів сланцевого газу ще сильніше зсуне баланс у бік надлишку пропозиції. На думку Тома Дрісколла з Barclays Capital, тепер ринку буде потрібно не менше 20 років, щоб знову досягти рівноваги. Ціни на газ будуть постійно низькими протягом багатьох років, причому виробники дешевого сланцевого газу одержуватимуть прибуток навіть у такій ситуації, а інші постачальники будуть зазнавати втрат. За розрахунками деяких російських аналітиків, розробка Штокмановського родовища в Баренцевому морі при падінні ціни до \$200–250 за 1 тис. м³ стане недоцільною, а нових покладів на півострові Ямал – нерентабельною.

За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства, в найближчі 10 років Газпрому на європейському ринку ніщо не загрожує. В базовому сценарії, представленому в доповіді World Energy Outlook 2009, передбачається, що в 2020 р. російський газ забезпечуватиме близько 33–34 % європейського попиту (проти 25 % зараз). За іншими прогнозами, ціни на газ, починаючи з 2011 р. будуть поступово зростати на 5–10 % щорічно (рис. 33).

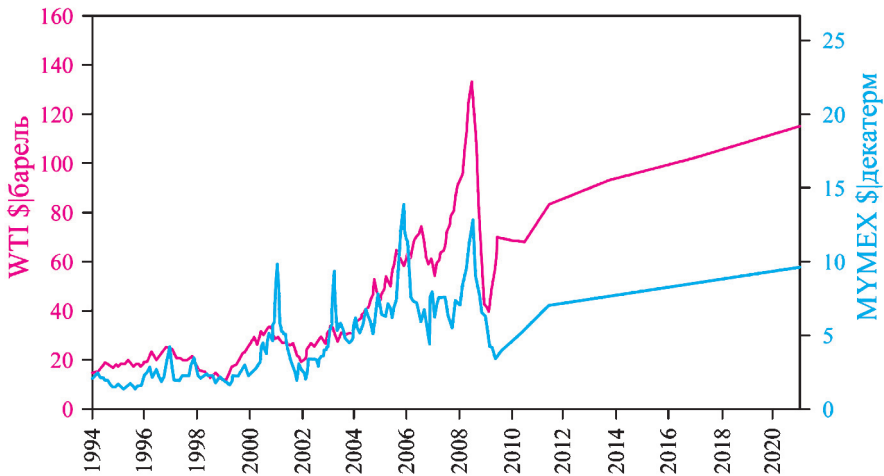


Рис. 33. Ціни на нафту і газ у 1994–2010 рр. та їх прогноз до 2020 р. [468]

3. ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

3.1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

Скупчення газу в ущільнених породах або як його ще називають в літературі – «газ цетральнобасейнового типу», «газ щільних колекторів» принципово відрізняється від ВВ у покладах звичайних родовищ. Традиційні поклади містяться у проникних породах-колекторах і приурочені до антиклінальних, літологічних, стратиграфічних, тектонічних або комбінованих пасток. Скупчення нетрадиційного газу, що містяться в алеврито-піщанистих ущільнених різновидах мають регіональне поширення.

Як видно на рис. 34, традиційні пісковики-колектори насичені відкритими порами (темно-блакитний колір), пори в щільних пісковиках розподілені вкрай нерівномірно, не утворюють єдиного порового простору і з'єднуються лише вузькими капілярами, що й обумовлює дуже низьку проникність пісковика, яка зазвичай не перевищує 0,1 мД. Найголовнішими типами пористості в пісковиках є первинна міжгранулярна пористість, яка розвивається в міжзерновому просторі уламкових зерен, і вторинна мікропористість, що поширюється в частково розчинених мінералах, мікропористих детритових зернах і материнській породі, різноманітних діагенетичних мінеральних цементях, наприклад, глинистих мінералах (хлорит, каолінит, іліт, смектит, монтморилоніт тощо). Традиційні поклади газу складаються переважно з первинної міжгранулярної пористості з великими порами (pore-throat) і різної кількості вторинної пористості, у той час як поклади щільного газу в основному залежні від вторинної пористості з порами

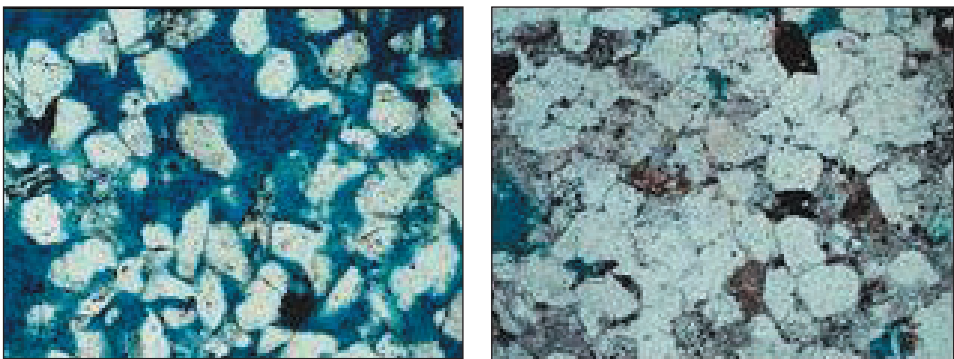


Рис. 34. Приклад пісковика-колектора (зліва) і щільного пісковика (справа) [475]

розміром до 1 мкм в діаметрі. Для кількісної оцінки вторинної мікропористості в петрографічних шліфах розроблена технологія MicroQuant SEM/BSE.

Характеристики пісковиків щільного газу суттєво відрізняються від характеристик метановмісних вугільних пластів і сланцевого газу:

- ▶ для щільного газу вмісні пісковики виступають лише як поклади, тоді як вугільні пласти і сланці відповідно для метану і сланцевого газу є не тільки нафтоматеринськими породами, а й власне покладами;
- ▶ з'ясовано, що поклади низької проникності в басейні Greater Green River на південно-заході Вайомінгу є не частиною безперервного покладу газу, а низькопроникними породами в звичайних структурних, стратиграфічних, та/або комбінованих пастках; ще раніше Беррі і Хілл припустили, що в басейні Сан Хуан газ усередині пісковиків знаходиться в потенціометричних ваннах (свердловинах), пов'язаних з водняним потоком вздовж падіння пласта; інакше кажучи, це пастки гідродинамічного типу, що понад усе нагадують традиційні параметри пасток, виявлених у традиційних покладах;
- ▶ газ мігрує в щільні пісковики з прилеглих нафтоматеринських порід і може бути розміщений всередині покладу завдяки високому капілярному тиску в силу низької пористості та проникності і наявності води, яка тече по підняттю пласта, що забезпечується місцевими гідродинамічними умовами; у вугільному ж і сланцевому газі він абсорбується в материнську породу з органічної речовини;
- ▶ багато традиційних покладів пористі і проникні, але в них немає достатньої первинної енергії для підтримки видобутку нафтопродуктів на економічно вигідному рівні без допоміжних засобів, тому вони потребують впливу на пласт для забезпечення економічної доцільності видобутку; так і пісковики щільного газу потребують спеціальних методів видобутку (гідророзрив і заводнення пласта, кислотна обробка для забезпечення рентабельності свердловини); таким чином, пісковики щільного газу повинні бути класифіковані як підтип загальної традиційної системи вуглеводневого покладу;
- ▶ єдина властивість пісковиків щільного газу, яка перетинається з вугільними пластами і сланцями, – це їх низька пористість і схожа проникність, що відрізняє ці типи покладів від традиційних пісковиків/карбонатів з вищою пористістю і проникністю.

Таким чином, з геологічної точки зору пісковики щільного газу як поклади знаходяться ближче до традиційних покладів вуглеводнів, ніж до метановмісних вугільних пластів і сланцевого газу. Очевидно, що пісковики щільного газу – це тільки поклади, у той час як вугільні пласти і сланці одночасно є покладами і нафтоматеринськими породами. Щільні пісковики можуть стати покладом вуглеводнів тільки за наявності в прилеглому басейні потенційних порід-джерел. Пісковики щільного газу повинні розглядатися як категорія-підтип всередині загального визначення традиційних джерел, так як більша частина їх геологічних характеристик підпадає під це визначення, а не під визначення нетрадиційних джерел газу.

Важливими факторами якості пісковиків є історія осадо накопичення (регіональне розповсюдження, морфологію покладів, структура родовища тощо), ступінь діагенезу, характер тріщинуватості і таке інше [448].

Існують дві основні проблеми у пошуку родовищ щільного газу. По-перше, за допомогою сейсмічних і геофізичних технологій потрібно знайти поклад газу із високою щільністю природних тріщин. По-друге, слід уникати покладів, що містять багато води. Уникнення надходження води є важливим чинником для отримання щільного газу. Наявність мобільної (мігруючої) води і високий її рівень зафіксовані у певних районах видобутку в Rocky Mountains. Наприклад, компанія Union Pacific Resources пробурила 2300-футову бічну секцію, з більш ніж 1600 футами в прикордонній світі, на 15000 футів у GGRB поблизу Table Rock Field (свердловина Rock Island 4H). Свердловина дала 6,4 BCF газу трохи менше ніж за 3 роки і сьогодні дає майже 4 млн куб. футів на день, підтримуючи потенційні вигоди від буріння горизонтальних свердловин, що перетинають природні тріщини. Однак свердловина дає значну кількість води, іноді понад 1000 барелів на день, і високий рівень надходження води впливає на видобуток газу. Такі ж проблеми виникли і в інших районах видобутку ущільненого газу (світа Месаверде в районі Вамсаттер, басейн Wind River і Cave Culch). Отже, видобування щільного газу з пісковиків відбувається з певними труднощами.

У світі скупчення газу в щільних колекторах найбільш вивчені і промислово розробляються поки що лише на території Північної Америки (США, Канада). Спочатку американські дослідники частіше вживали термін «газ центральнобасейнового типу», але потім велика увага стала приділятися і газу «сланцевих» нафтогазогенерувальних відкладів, що також регіонально розповсюджені в межах центральних частин басейнів, тому зараз більш уживаним є термін «газ щільних колекторів» або «газ ущільнених порід».

У цьому розділі систематизовано матеріал про нафтогазоносні басейни з промисловою газоносністю ущільнених порід, зокрема Анадарко, Грін-Рівер, Сан-Хуан, Денвер, Піанс, Уїллістонський, Східнотехаский, Північнолуїзіанський та ін., як з літературних джерел та розміщених в мережі Internet публікацій (Spencer C.W., Masters I.A., Law B.E., Rice D.D., Al-Shaieb Z. та ін.), так і отриманий безпосередньо від представників іноземних компаній (Shell, ExxonMobil та ін.) [185, 189, 205, 215, 257, 258, 272, 274, 305, 315, 318, 319, 328, 329, 336, 337].

Регіонально розповсюджені скупчення газу в ущільнених породах характеризуються такими критеріями виділення (діагностичними ознаками):

1) Скупчення газу в ущільнених породах не пов'язані з традиційними структурними чи літолого-стратиграфічними локальними пастками, а займають центральні занурені частини нафтогазоносних басейнів (депресії, улоговини), мають регіональне і зональне поширення, займаючи значні площі (до 8000 км² і більше). В їх межах можуть знаходитися і окремі локальні пастки зі звичайними газовими покладами.

2) Газ ущільнених порід поширений у породах зі ступенем катагенезу (термальною зрілістю) в значних межах – від 0,7 R₀ (78 од.10R^a), тобто верхів зони МК₂(Г) згідно зі стадією катагенезу за вітринітом, або середини ГЗН («нафтове вікно» за західною термінологією) і до 2,5–3,0 R₀ (114 од.10R^a) і більше, тобто до низів ГЗГ. Наприклад, в Аппалацькому НГБ – газ ущільнених порід на більшій частині території знаходиться в зоні катагенезу 0,6–1,3 R₀ (тобто МК₂₋₄), а

3. ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

у східній зануреній зоні має значення понад $1,3 R_0$ (MK_{4-5}). В НГБ Грін-Рівер ступінь катагенезу складає від $0,8 R_0$ (середина зони MK_2), а в Східнотехаському та Північнолуїзіанському НГБ – $0,6-1,3 R_0$ (MK_{2-5}). Але є випадки, коли мегаізолюваний комплекс (МІК), з яким пов'язуються нетрадиційні поклади газу, знаходяться значно нижче. Так, в центральній частині басейну Анадарко навіть поверхня мегаізолюваного комплексу знаходиться нижче зони підшови MK_2 ($0,92R_0$), а увесь мегаізолюваний комплекс залягає в межах MK_3-AK_2 (від $0,92$ до більше $3R_0$). В Аппалацькому басейні термальна зрілість порід ордовицького і девонського віку в західній частині басейну відповідає ГЗН ($0,6-1,3 \%R_0$), а в зануреній східній – є значно більшою, досягаючи значень $2,5 R_0$. З наведеного видно, що для палеозойських басейнів газ в ущільнених породах знаходиться у породах зі ступенем катагенезу від нижньої частини ГЗН – до нижньої частини ГЗГ.

3) Подібний до катагенетичного та безпосередньо із ним пов'язаний температурний критерій, який можна застосовувати, коли недостатньо даних про відбивну здатність вітриніту. У басейнах без інверсії, де рівні термальної зрілості порід знаходяться в рівновазі з сучасними температурами (тобто сучасні температури відповідають їх максимальним значенням), покрівля скупчень газу щільних порід збігається із сучасними температурами близько $100\text{ }^\circ\text{C}$, що також відповідає середній частині зони MK_2 . Однак більшість басейнів унаслідок інверсії в рухах знаходяться в термальній нерівновазі, у них сучасна температура в покрівлі скупчення газу може бути менше $100\text{ }^\circ\text{C}$.

4) Резервуари газу в щільних колекторах здебільшого знаходяться під аномальним тиском у зонах аномально високого (АВПТ) або аномально низького (АНПТ) пластового тиску. В зонах АВПТ газ знаходиться в палеозойських басейнах Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східнотехаському і Північнолуїзіанському, Анадарко. За поверхню розповсюдження регіональних скупчень газу в щільних колекторах американські геологи зазвичай беруть гіпсометрію поверхні АВПТ (або АНПТ). У випадках, коли для цього немає достатніх даних, Б. Лоу [215, 258] рекомендує використовувати катагенетичний критерій. Він вважає, що при рівні термальної зрілості $0,8-0,9 R_0$ (зона MK_2) в породах з низькою проникністю і вмістом $C_{\text{орг}}$ близько $1,5\%$ спостерігається збіг покрівлі газового скупчення з поверхнею АВПТ, тому вчений рекомендує використовувати в таких випадках поверхню порід, перетворених до стадії катагенезу $0,85-0,9 R_0$ (низи зони MK_2). Загалом, глибина поверхні залягання регіональних скупчень газу ущільнених порід в басейнах США змінюється від 305 м до 4575 м; у зонах АВПТ – глибина зазвичай більше $2000-3000$ м, а в зонах АНПТ – менше 800 м.

5) Відклади, що містять газ у щільних колекторах, характеризуються маловодністю продуктивної товщі. Пояснюється це тим, що внаслідок низької проникності порід газ не може переміщуватися за рахунок плавучості і тому скупчення його не мають традиційних газо-водяних контактів і переважно розміщуються гіпсометрично, нижче водонасиченого резервуара.

6) Флюїдоупори, що екранують скупчення газу щільних колекторів, у більшості випадків не пов'язані з літолого-стратиграфічними межами, а обумовлені поєднанням капілярних сил з факторами катагенетичних (вторинних)

процесів, що вплинули на фільтраційно-ємнісні властивості порід. Особливо дане твердження стосується верхнього екрана, на відміну від нього нижній – частіше підпорядкований літологічним межах. В палеозойських басейнах розповсюджені катагенетичні екрани, під якими розвинуті вторинні порово-тріщинні або тільки тріщинні колектори.

7) Відклади щільних колекторів найбільш часто представлені пісковиками та алевролітами. Їх пористість змінюється від менш 2 % до 25 %, переважно менше 5 %, проникність – переважно менше 0,1 мД, а загалом змінюється в інтервалі від $0,5 \cdot 10^{-6}$ мД до $5 \cdot 10^{-18}$ мД (в середньому $1 \cdot 10^{-9}$ – $1 \cdot 10^{-10}$ мД) що відповідає від 500 мД до 0,005 мД (в середньому 1,0–0,1 мД). Як вказує М.С. Безкровний, для палеозойських басейнів характерний тип ущільнених порід, де низькопористі резервуари залягають на значних (більше 2135 м) глибинах і є щільними внаслідок діагенетичних та катагенетичних перетворень [6].

Виділяються основні типи резервуарів:

- а) прибережно-морські пластові, добре реагують на гідророзрив;
- б) лінзоподібні, відкладені системою потоків, у яких реакція на гідророзрив неоднозначна;
- в) мілководноморські, що також добре реагують на гідророзрив.

Резервуари скупчень газу виражені у вигляді поодиноких пластів або потужних (до 1000 м) шаруватих товщ. Нерідко спостерігається більше одного резервуара на площі. У межах регіонально поширених скупчень газу ущільнених порід можуть знаходитися і окремі локальні пастки із звичайними газовими покладами. Видобувається газ на ділянках з покращеними колекторами, за термінологією американських спеціалістів в «sweet points» («солодких місцях»), але все одно переважно із застосуванням методів інтенсифікації.

Низькопористі резервуари за рахунок вторинних процесів майже завжди тріщинуваті і тому вторинна тріщинна проникність на порядок вища, ніж первинна. Цей тип ущільнених резервуарів характеризується високим капілярним тиском. До цього типу належать прибережно-морські та лінзоподібні резервуари.

Головною особливістю щільних колекторів є важкість визначення для них геолого-промислових параметрів за допомогою ГДС, що значною мірою обумовлено наявністю в них як породотворних, так і порозаповнювальних глин. Можливо, внаслідок цього ущільнені породи і характеризуються невеликими коефіцієнтами газовіддачі при розробці їх на природних режимах.

Ч. Спенсер, узагальнивши роботи багатьох дослідників, вивів основні характеристики порівняння звичайних та нетрадиційних газовмісних резервуарів, що наведені в табл. 13 [328].

Для нафтогазоносних комплексів основні риси просторової зональності пористості порід визначаються взаємодією седиментаційного і катагенетичного факторів. За даними О.Ю. Лукіна та інших дослідників, практично всі колектори, що зустрічаються на стадіях вище МК₂, не є первинними у строгому значенні цього терміна [92]. Саме суперпозицією означених чинників пояснюються закономірності регіонального розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід теригенних відкладів карбону. Разом з тим, вони не обмежують коло факторів формування колекторських властивостей порід.

Таблиця 13. Основні характеристики порівняння звичайних та нетрадиційних газовмісних резервуарів [328]

Тип резервуара	Звичайні газонасні пісковики	Нетрадиційні		
		прибережні морські та лізювидні пісковики	алевроліти та глинисті сланці	карбонатні пласти
Пористість, (%)	14–25	3–12	10–30, в окремих випадках – розшарування	<30–45
Тип пористості	Первинна (міжгранулярна), іноді вторинна	Зазвичай вторинна (мікропорожнини), іноді міжгранулярна	Зазвичай вторинна, іноді первинна	Первинна
Сполучення	Від доброго до чудового; короткі порові канали	Погане; відносно довгі стрічкоподібні капілярні системи	Добре; короткі порові канали, але глинистість, малі розміри пор та висока водонасиченість ускладнюють рух газу	Чудове; але малі розміри пор та високе водонасичення ускладнюють рух газу
Відносна глинистість (в порах)	Низька	Від низької до помірної	Від низької до високої	Низька
Інтерпретація ГДС свердловин	Зазвичай надійна в пластах з низькою глинистістю	Неточна, реальна пористість важко визначається	Зазвичай ненадійна через тонку пористість, розшарування та високе водонасичення	Добра, іноді труднощі через глибоке проникнення фільтрату розчину
Водонасиченість (%)	30–50	45–75	40–90	30–70
Ефективна проникність для газу в пластових умовах (10^{-15} м^2)	1,0–500	0,1–0,0005	0,1	Переважно 0,1
Капілярний тиск	Низький	Відносно високий	Помірний	Від помірного до високого
Склад порід	Велика кількість кварцу, мало польового шпату та уламків порід	60–90 % кварцу, уламки порід, польових шпатів і слюд, глини, іноді карбонатний цемент	Кварц, польові шпати, глини; може бути деяка кількість карбонатного цементу	Малорозмірна валнякова мікрофауна; небагато глини та кварцу
Щільність породи, (г/см^3)	2,65	2,65–2,74, в середньому 2,68–2,71	Не визначена, імовірно, від 2,65 до 2,70	2,71
Пластовий тиск	Зазвичай від нормального до субнормального	Від субнормального до аномального	Аномальний	Аномальний
Газовіддача, (%)	75–85	Розрахункова 25–50	Невизначена, вірогідно низька	-

Після визначення на основі перелічених вище критеріїв просторового розташування газових скупчень у регіональному (зональному) плані настає другий етап вирішення даної проблеми – пошуки ділянок покращених колекторів, із яких при менших витратах можна отримати промислові припливи газу, тобто пошуки «sweet points». В першу чергу, американські спеціалісти рекомендують виділяти їх у верхніх частинах перспективного розрізу, де ймовірніше розповсюдження порід з кращими колекторськими властивостями, ніж у глибших горизонтах. Виділяються два типи «солодких місць» – седиментаційний та структурний. Седиментаційний – це морські бари, руслові піщані тіла, дельтові відклади та ін., де ймовірно існування колекторів з підвищеною пористістю та проникністю. Для визначення таких місць використовуються сейсмічні матеріали, геолого-геофізичні дослідження свердловин, опис та петрофізичні характеристики ядра свердловин та ін. «Солодкі місця» структурного типу – це ділянки підвищеної тріщинуватості порід, обумовлені розривними порушеннями і здатні забезпечити підвищені припливи газу до свердловин. Вони виділяються геофізичними методами на основі аналізу розривних порушень та складчастості.

Крім перелічених критеріїв, що обумовлюють просторове виділення відкладів, у яких знаходиться газ нетрадиційного типу, велику роль відіграють геологічні фактори, пов'язані з технологічними або економічними обмеженнями промислового видобутку газу і також належать до важливих критеріїв оцінки газоносності ущільнених порід.

3.2. ВИДОБУВАННЯ ЩІЛЬНОГО ГАЗУ

Видобуток щільного газу – складний і недешевий процес, який здійснюється, як правило, протяжними горизонтальними свердловинами, що пересікають зони високої проникності, з яких газ може бути вилучений. Інший спосіб вилучення щільного газу – стимуляція вертикальної чи горизонтальної ділянки свердловини за допомогою гідророзриву пласта (ГРП). ГРП включає нагнітання рідини в секцію свердловини до такого тиску, коли починається руйнування порід навколо стовбура свердловини (рис. 35).

Рідина може бути на масляній (нафтовій), водній, кислотній основі, це може бути і гель. Тріщини, що утворюються, розкривають за допомогою рідини, яка в них накачується і створює надлишковий тиск, який розповсюджується далі в глибину покладу. Після цього більшість утворених гідравлічних тріщин роз-

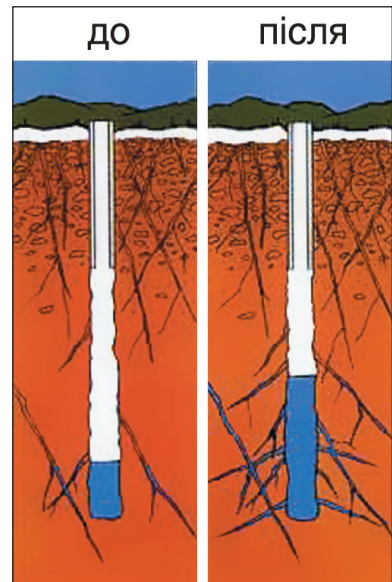


Рис. 35. Технологія ГРП [417]

клинюються шляхом введення твердих гранульованих агентів у потоці рідини (пісок, алюмінієві гранули чи керамічний матеріал). Коли нагнітання припиняється, тріщини фіксуються розклинювальним матеріалом, мають високу проникність і слугують каналами для потоку газу до свердловини. Вся поверхня свердловини стає доступною для видобутку газу [418].

Найчастіше застосовується технологія «Slick-water fracturing», коли використовується вода з хімічними добавками для зниження тертя. Вона є результативною для порід низької проникності, дешева, потребує менше очистки і забезпечує виникнення більшої кількості тріщин. В сланцевих утвореннях переважно використовується пластова вода, оскільки присутність солей заважає утворенню набухання [417].

При плануванні процесу гідророзриву необхідно враховувати оптимальний об'єм і в'язкість рідини, що закачується в свердловину, тиск нагнітання, кількість і тип хімічних добавок тощо. Зазвичай планування здійснюється шляхом попереднього моделювання цього процесу на основі петрофізичних і геофізичних досліджень розрізу [1]. Головними факторами при цьому є умови залягання, фільтраційно-ємнісні і фізико-механічні особливості порід, вміст керогену, ступінь тріщинуватості і морфологія тріщин, характер і напрямок природної напруженості порід. В результаті моделювання здійснюється прогноз характеру тривимірного розподілу тріщин у зоні гідророзриву, вибір оптимального режиму роботи і оптимальних параметрів зони ініційованої тріщинуватості. У подальшому модель порівнюється з конкретними результатами гідророзриву з поетапним корегуванням його параметрів та умов [190, 309, 415]. Контроль результатів гідророзриву здійснюється складною системою моніторингу, яка включає геофізичні спостереження, аналіз поточної продукції і т.п. [186, 207, 309, 434, 446, 453, 470]:

- опосередкований моніторинг (Indirect fracture technique) – вимір тиску та припливів до і після гідророзриву та моделювання тих само параметрів на основі характеристик гідророзриву, даних каротажу і дослідження керна;
- безпосередній моніторинг у прилеглому до свердловини просторі (Direct near-wellbore technique) – здійснюється до і після гідророзриву з використанням трасуючих речовин для локалізації тріщин, виміри температури і припливів по стовбуру свердловини;
- безпосередній моніторинг у віддаленому від свердловини просторі (Direct far field technique) – включає реєстрацію сейсмічних сигналів (мікросейсми), які виникають у момент появи тріщин, системою багатокомпонентних сенсорів і вимір кута деформації (кутового переміщення порід у результаті гідророзриву).

Сітка свердловин на родовищах, що експлуатуються, може змінюватися від 40 до 160 акрів на свердловину (табл. 14). Важливим екологічним показником є також товщина шару між об'єктом експлуатації і підшовою водоносного горизонту (шар, що розділяє).

Таблиця 14. Експлуатаційні характеристики родовищ сланцевого та ущільненого газу [415, 514]

Басейн	Сітка, акр/свердл.	Видобувні запаси, трлн куб. футів	Видобуток газу, тис. куб. футів/свердл./день	Видобуток води, барелів/день
Барнет	60–160	44	338	0
Фейтвілл	80–160	41,6	530	0
Хейнсвілл	40–560	251	625–1800	0
Марселлус	40–150	363–500	3100	0
Вудфорт	640	11,4	415	0
Антрим	40–160	20	125–200	5–5000
Нью-Олбані	80	19,2	-	5–5000

3.3. ЗАПАСИ І ВИДОБУТОК ЩІЛЬНОГО ГАЗУ У СВІТІ

Значний досвід розробки таких покладів нагромаджено в США, де видобуток щільного газу здійснюється в басейнах Склеястих гір, у східній та південній частинах штату Техас (до 5 трлн куб. футів на рік) та ін. (рис. 36).

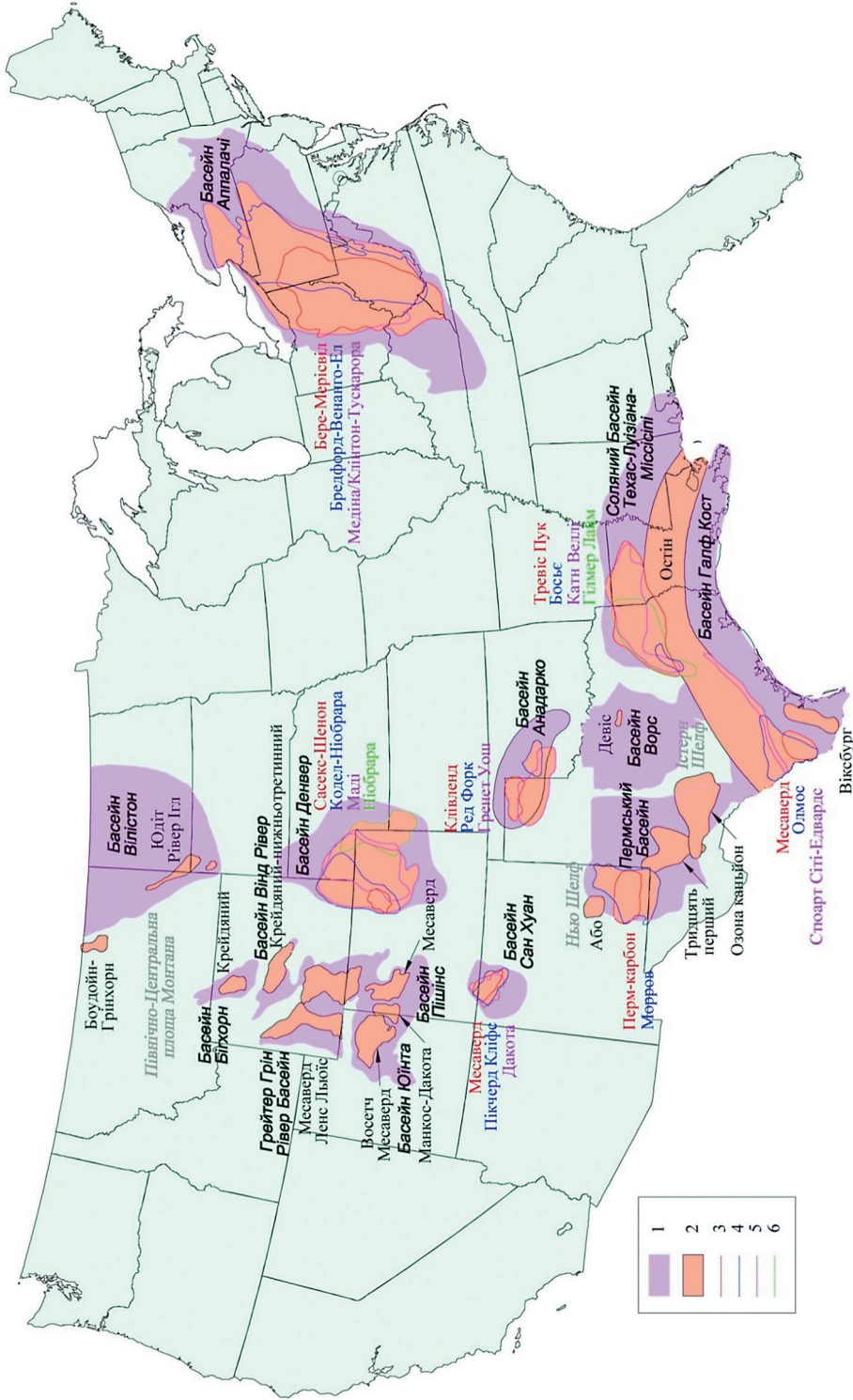
Розробка багатьох родовищ щільного газу в пісковиках розпочалася ще у 70-і рр. минулого століття: Дью-Мімс-Крик у Східному Техасі, Рулісон, Мам-Крик в басейні Пішінс на північному заході штату Колорадо, Іона, Пандейл, Вамсаттер в басейні Грін-Рівер у Вайомінгу, Ваттенберг в басейні Денвер-Джулісберг в Колорадо. Спочатку свердловини розміщувалися на значній відстані одна від одної і мали невеликий дебіт, але у 80-і рр. об'єми буріння зросли завдяки податковим пільгам на розробку покладів з низькою проникністю (менше 0,1 мД).

Зі щільних пісковиків у США видобувають близько 6 трлн куб. футів газу на рік (25 % загального об'єму газу, що видобувається). Ресурси щільного газу в США оцінюються від 310 до 800 трлн куб. футів (з них економічно вигідні для видобутку 140 трлн куб. футів), а у світі за різними оцінками – від 7400 до 30000 трлн куб. футів [427, 506]. До найважливіших басейнів щільного газу в США належать:

- Босієр, Бавовняна Долина, Вернон у Східному Техасі і Північній Луїзіані – їхні запаси оцінюються в 6 трлн куб. футів газу;
- Грін-Рівер, Пішінс, Юїнта в регіоні Склеястих гір – 32 трлн куб. футів;
- Західний Техаський Каньон;
- Клінтон-Медіна в Огайо – 10 трлн куб. футів.

Сприятливим фактором розробки родовищ щільного газу є висока тріщинуватість, негативним – водонасиченість гірських порід.

Басейн Пішінс розміром 20 × 50 км розміщений вздовж північно-західного схилу Колорадо, який приурочений до верхньокрейдової (кампан-маастрихт) формації Уільям-Форк групи Месаверде товщиною понад 4000 футів, яка складена пісковиками з прошарками аргілітів і вугілля (рис. 37). Це алювіально-



1 — осадові басейни; 2 — поклади шільного газу; 3-6 — межі покладів від молодших і неглибоких до давніших і глибших.

Рис. 36. Найважливіші басейни шільного газу в США [506]

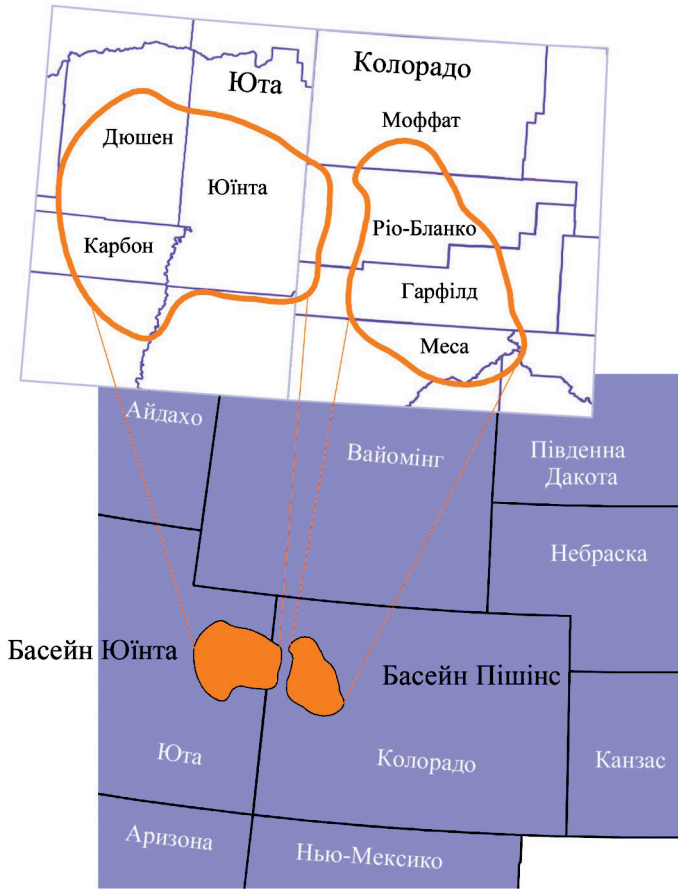


Рис. 37. Басейни ущільненого газу Пішінс і Юїнта [480]

дельвіально-елювіальні відклади річкових потоків, прибережної рівнини і дельтових фацій континентального схилу, які утворюють складнобудовану систему лінзоподібних, вкладених один в другий («амальгамованих») пластів, не витриманих за простяганням. Пісковики характеризуються низькою пористістю (2–10 %) і проникністю (від 0,1 мД до 0,1 мкД). Ступінь перетворення вітриніту від 1,2–1,4 до 1,9–2,6.

Газоносність пісковиків була виявлена ще в 50-ті роки ХХ ст., у 70-ті роки були спроби вилучення газу, у тому числі навіть зі стимуляцією ядерними вибухами, але вони не привели до позитивного результату. З 2000 р. поновлюються дослідні роботи із застосуванням технології ГРП, а з 2005 р. проводиться промислова розробка родовища із застосуванням спочатку 3, а згодом 5 бурових установок.

Запаси газу оцінюються в декілька трильйонів кубічних футів. Для його вилучення були застосовані технології мультизонального стимулювання (МЗСТ) і Just-In-Time перфорації (ЛТР) [480]. МЗСТ застосовується знизу догори від

3. ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

основи свердловини, послідовно створюючи тріщини і стимулюючи до 10 зон, які були визначені геолого-геофізичними методами. Використання MZST і ЛТР технологій забезпечує ефективність стимулювання свердловини, збільшення об'ємів видобутку, можливість буріння до 9 стовбурів з одного гирла.

Басейн Юїтта розміщений в північно-східній частині штату Юта, приурочений до пластів ущільнених пісковиків, сланців і вугілля формації верхньокрейдової Уільям-Форк товщиною до декількох тисяч футів. Наразі поклади вивчаються компаніями Chevron, Encana, ExxonMobil, Noble Energy, Bill Barrett Corp., Antero Resources, Delta Petroleum, Laramie Energy, Harvest Natural Resources.

Басейн Гранет-Уош (Granite Wash) розміщений на межі штатів Техас і Оклахома, витягнутий у субширотному напрямку на 160 миль, шириною 30 миль (рис. 38). Він приурочений до серії щільних газовмісних пісковиків (Лард-Ранч, Буфало-Валлоу, Стайлз-Ранч і Колоні-Вест), які розробляються понад

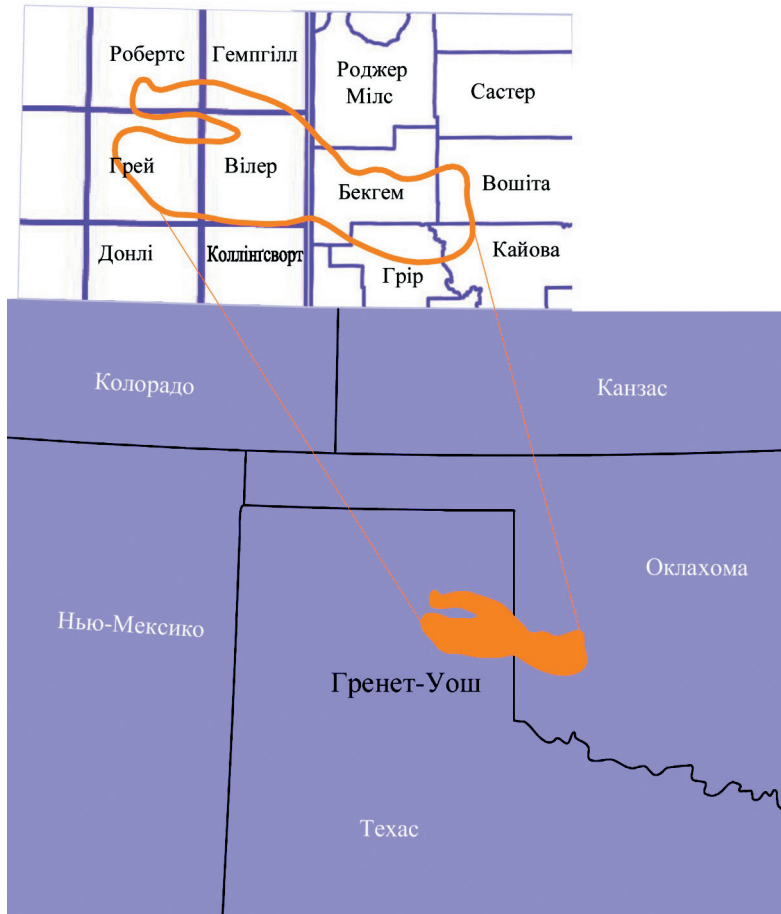


Рис. 38. Басейн ущільненого газу Гранет-Уош [457]

2600 свердловинами таких компаній, як Chesapeake Energy, Newfield Exploration, Penn Virginia, Cimarex Energy, Questar, Linn Energy, Forest Oil, Apache Corp., BNK Petroleum, Devon Energy, Cordillera Energy Partners III. Видобуток окремих свердловин, наприклад свердловини «Хостеттер» компанії Apache Corp., сягає 17 млн куб. футів газу і 800 барелів рідких вуглеводнів на день.

Басейн Катн-Веллі (Cotton Valley) розміщений на границі штатів Техас і Луїзіана (рис. 39), приурочений до шару товщиною 7800–10000 футів верхньоюрських-ранньокрейдових пісковиків однойменної формації, яка перекриває сланці Хейнсвілл/Босьер. Він вивчається компаніями: Petrohawk Energy, Goodrich Petroleum, Exco Resources, Forest Oil, XTO Energy (ExxonMobil), Questar, Penn Virginia, Cabot Oil & Gas, Devon Energy, and El Paso Corp.

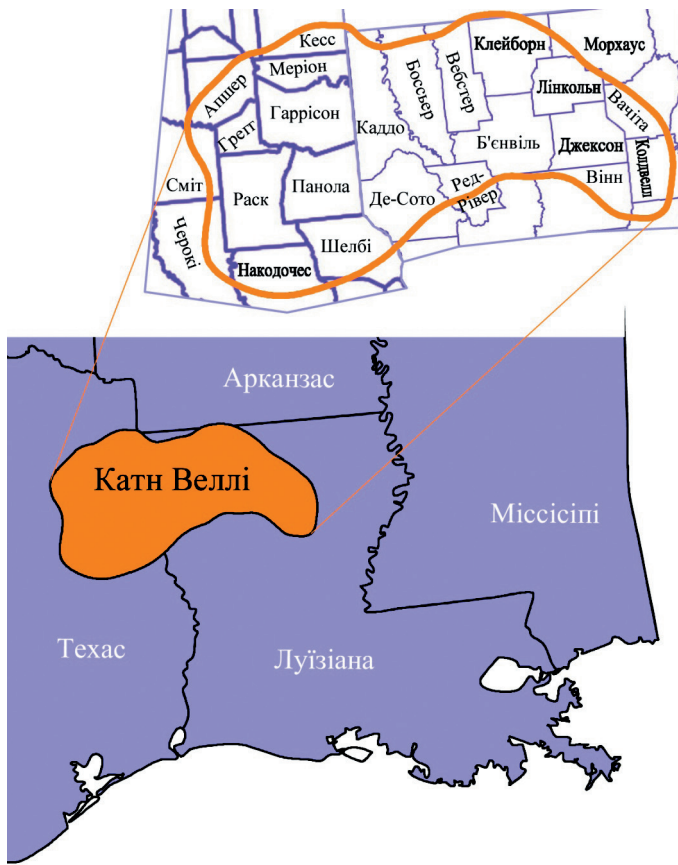


Рис. 39. Басейн ущільненого газу Катн-Веллі [429]

Крім того, поклади щільного газу відомі у шарах ущільненого пісковиків верхнього девону в Західній Вірджинії (*Аппалацький басейн*). Це багатоповерхові поклади, розміщені один над одним, представлені шарами Венанго, Бедфорд і Елк. Для кожного з них визначені товщина, площа, пористість, водонасиченість, прогнозний об'єм газу.

Родовище щільного газу *Сиберія-Ридж* (Siberia Ridge Field) розміщене в басейні Вашаки на південному заході штату Вайомінг, приурочене до крейдової формації Алмонд групи Месаверде товщиною 250–500 футів. Формація є трансгресивним циклом, де зверху залягають морські пісковики Верхнього Алмонду, знизу – перешарування континентальних пісковиків, алевролітів, сланців і вугілля, які підстеляються пісковиками Еріксон переважно континентального походження [447].

Продуктивний поклад товщиною 30–50 футів приурочений до верхньої частини формації Верхнього Алмонду. Вона утворюється з 40–70 футових лінзоподібних горизонтів, складених переважно русловими і пляжними пісковиками, які переходять в прибережно-морські пісковики та сланці з окремими шарами вугілля і вуглистих сланців. Продуктивний поклад полого занурюється на північний схід (1,0–1,5°). Він був відкритий у 1975 р., початковий дебіт свердловин становив 4,02 млн куб. футів газу на день. Він складений пісковиками, проникність яких змінюється від 0,001 до 0,1 мД (середня 0,263 мД/фут), пористість – від 6 до 12 % (середня 10,3 %).

Якість покладу залежить від розміру зерен, об'єму доломітового цементу і вторинної пористості. Руслові і пляжні пісковики відносно грубозернисті, зцементовані кварцом і глинистими мінералами, характеризуються значною вторинною пористістю, а прибережно-морські пісковики дрібнозернисті і вміщують більші об'єми доломітового цементу. На родовищі розвинені крутопадаючі тріщини розтягнення (60–70°), заповнені кварцом і каолінітом. Видобуток газу на родовищі становить від 0,5 до 20 млрд куб. футів (середня 1,8 млрд куб. футів). Дебіт свердловин зростає при більш високій щільності їх перфорування, при пересіченні свердловинами зон лінійних розломів і меж різних стратиграфічних підрозділів, тріщинуватих зон.

У Канаді найперспективнішими є три басейни: Deep Basin, Жан-Марі і Medicine Hat/Milk River. Найбільшим є Deep Basin, прогнольні ресурси якого оцінюються в 45 трлн куб. футів, а видобуток сягає 3,2 млрд куб. футів.

Крім того, родовища щільного газу відомі в багатьох країнах світу (рис. 40, 41).

Суттєві запаси щільного газу відомі у **Західній Австралії** [435]. В Австралії всі породи, що мають проникність нижче 0,5 мД, називаються щільними. Газове родовище *Варро* (Warro), розміщене на 200 км північніше м. Перт, знайдене компанією West Australian Petroleum ще у 1977 р. в щільних пісковиках на глибині близько 4000 м. Запаси родовища становлять 5 трлн куб. футів. На той час його розробка була нерентабельною, однак поява нових технологій і збільшення цін на газ змінили ситуацію і зараз родовище готується до експлуатації компанією Warrego Energy, яка також розглядає можливість розробки покладів щільного газу в Східній Ерегуллі (West Egregulla), на схід від Донгара в трозі Дандараган (Dandaragan Trough) у Західній Австралії.

В останній час спільне підприємство Nexus/Shell провело буріння щільного газового родовища *Ечука-Шоалс* (Echuca Shoals) в прибережній зоні Західної

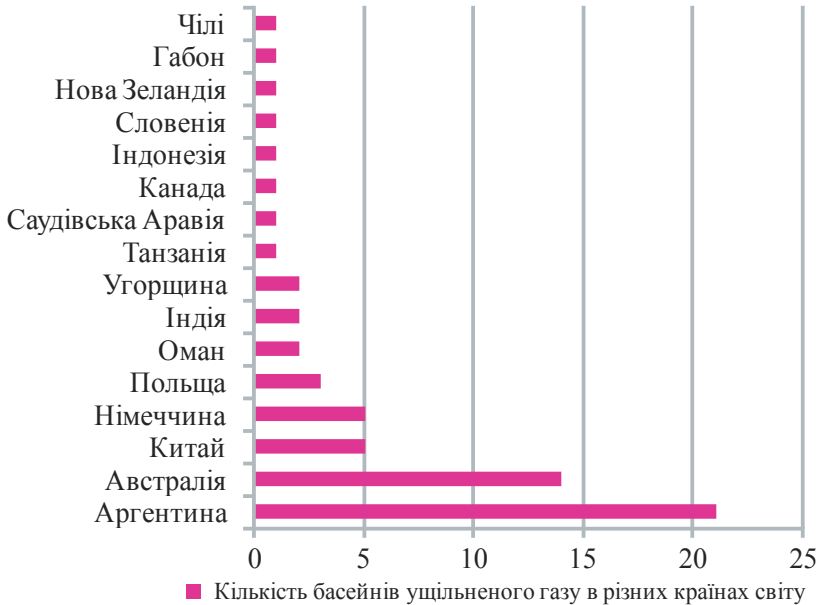


Рис. 40. Кількість проектів на ущільнений газ в різних країнах світу (крім США) [423]

Австралії та пласта щільного пісковика *Сентрал-Петролеум* (Central Petroleum) в басейні Педирка (Pedirka) на Північній території.

Lakes Oil розвідує родовище щільного газу *Вомбат* (Wombat) в басейні Гіпсленд в південно-східній Австралії. Кілька років тому Lakes Oil почала буріння нижніх зон родовища Басс-Стрейт-Латроб (Bass Strait's Latrobe) в пісковіку Стржелецкі (Strzelecki). Цей пісковик залягає нижче формації Латроб, яка є основною вмісною породою родовища Вікторія (Victoria's Bass Straits). В середині 1960-х років спільним підприємством Esso/ВНР Billiton в протоці Басс була пробурена перша в країні шельфова газова свердловина, яка розкрила родовище газу Барракута (Barracouta). Коли ресурси родовища були вичерпані, компанія пробурила свердловину на 1500 м нижче формації Латроб і знайшла газ знизу. Проблемою було те, що проникність там була на рівні 0,1 мД, порівняно з 100 мД в формації Латроб [418].

Значні запаси щільного газу відомі в **Аргентині** (рис. 42), уряд якої ввів низку податкових пільг на розробку нетрадиційних джерел вуглеводнів. Так, ресурси щільного газу тільки провінції Неукен – 21 трлн куб. футів.

Одним з перспективних об'єктів на пошуки ущільненого газу в **Польщі** можуть бути ротлідженські пісковики. У Сікерській зоні Верхньоротлідженського басейну у щільних слабопроникних еолових пісковиках відкрито родовище газу. Породи майже повністю втратили проникність і частково пористість внаслідок процесів ущільнення та ілітизації. Головним джерелом для кристалізації іліту, як вважається, були цехштейнові гіперсоляні розчини, багаті на Са, Na, К і SO₄, що просочували ротлідженські пісковики на тектонічно піднятому блоці. Генерування газу і його міграція відбувались у той час, коли припинились

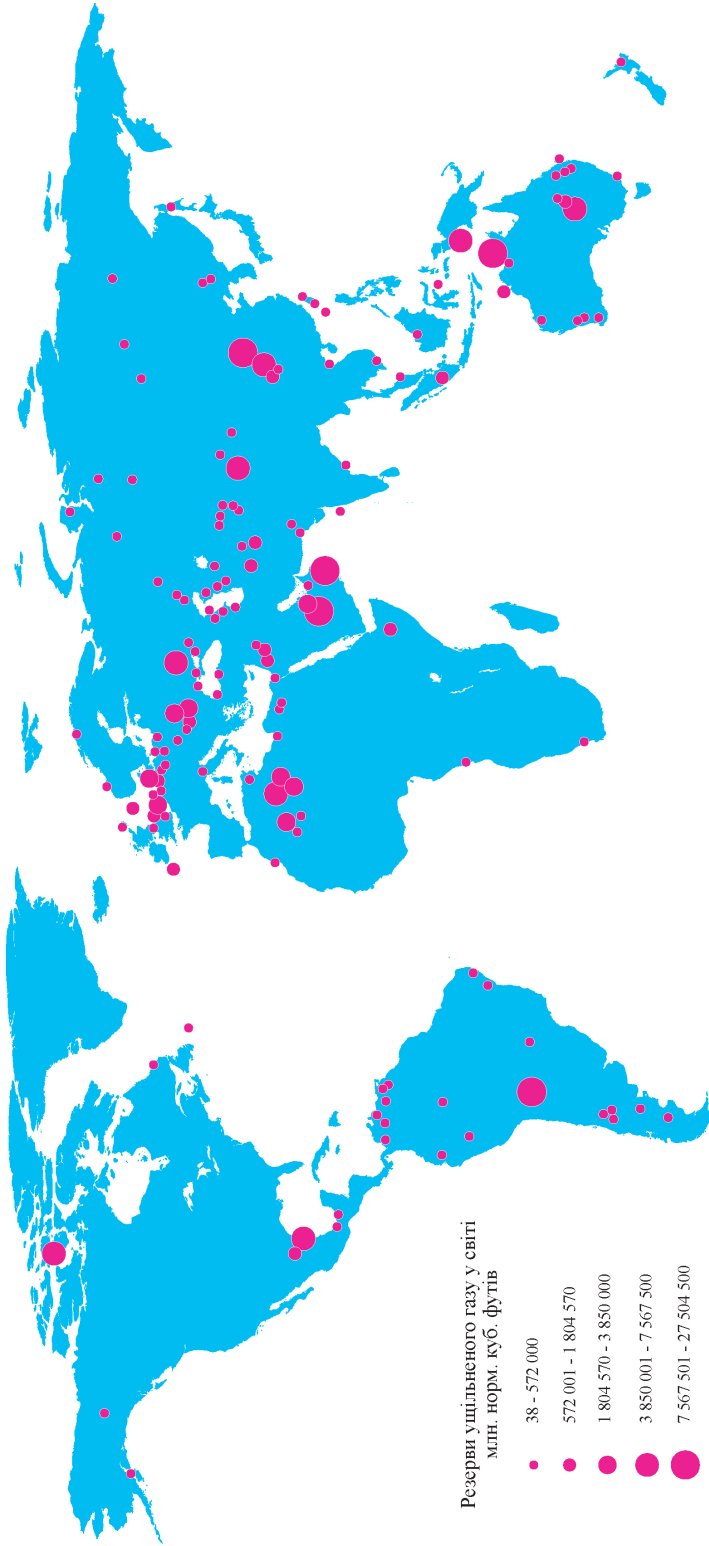


Рис. 41. Резерви ущільненого газу у світі [423]

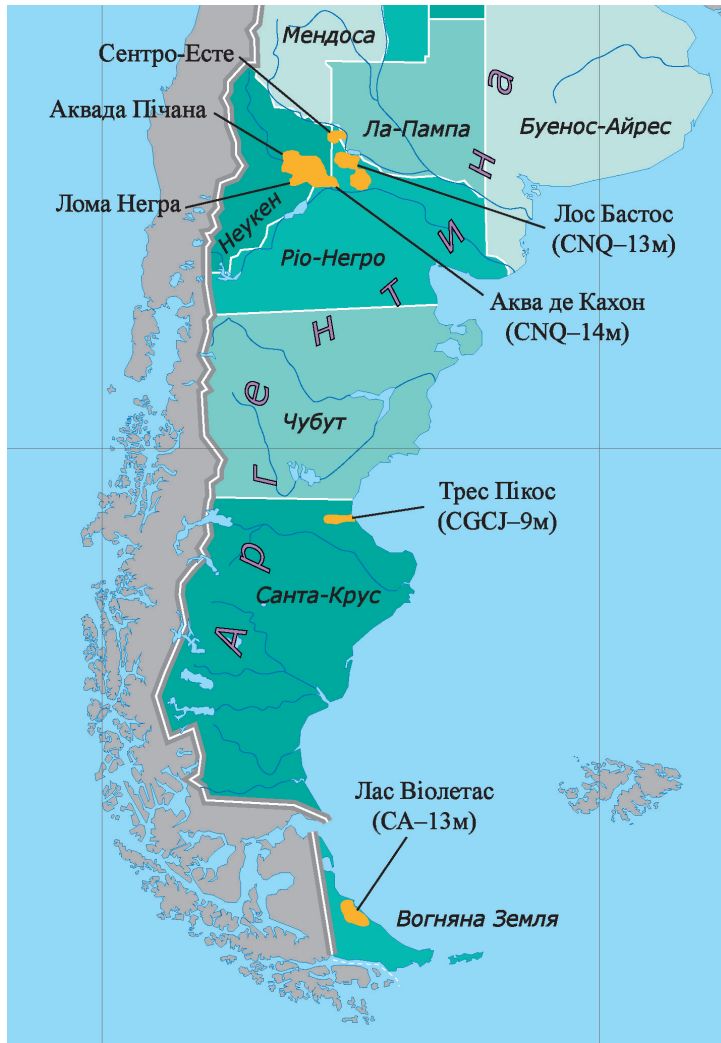


Рис. 42. Басейни ущільненого газу в Аргентині [423]

процеси ущільнення. В результаті родовище ущільненого газу Сікерської зони можна визначити як неконвекційне, що знаходиться в конвекційній структурній пастці.

Вважається, що родовища такого газу могли походити зі значніших глибин польського Ротліндженського басейну, але в умовах центрально-басейнової газової системи. Такі родовища не мають класичної будови і їх об'єм може бути значно більшим, ніж об'єм конвекційних газових родовищ. Тип органічної речовини, яка знаходиться в зрілих кам'яновугільних породах, визначав склад газу, сформованого в період його генерації. Він також впливав на хімічний склад інфільтраційних флюїдів і хід діагенетичних процесів. У розломних зонах діагенетичний цемент утворював непроникні бар'єри, що розділяють конвекційні

3. ГАЗ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

і неконвекційні газові родовища, а також їх окремі частини, що є важливим для виникнення малопроникних газових колекторів.

На основі досліджень керна 55 свердловин, відібраного з інтервалів 1650–5003 м, для ролідженських ущільнених колекторів створено базу даних, яка містить 60 характеристик колекторів і параметрів їхньої проникності. Отримані результати показали наявність кластичних колекторів, сприятливих для утворення відкладів типу «щільний газ», виявлено товщі порід-резервуарів з ненульовою проникністю. Параметри порового простору у даному разі передбачають провідну роль процесів стиснення в еволюції порового простору, за винятком деяких площ, де домінують процеси цементації. Аномалію високої проникності, що характеризує окрему групу еолових пісковиків з глибини понад 4000 м, можна пояснити наявністю псевдо- і макротріщин.

4. СЛАНЦЕВА НАФТА

4.1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВИДОБУВАННЯ СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ

Крім вугілля, нафти і природного газу до викопних видів палива належить також нафтоносний сланець. Він є осадовою породою із значним вмістом керогену, який здатний при певних температурах трансформуватись у нафту. Такий нетрадиційний вид нафти може надалі використовуватись шляхом безпосереднього спалювання, але зазвичай її піддають перегонці і рафінуванню на нафтопереробному заводі до отримання дизельного або бензинового палива [137, 154, 216, 227, 240, 252, 255, 260, 267, 501].

Нафтоносний сланець був першим джерелом природної нафти, яку використало людство. Найдавніші описи процесу використання нафти датуються X сторіччям, хоча окремі згадки про це з'являлись набагато раніше. Відомі також ранні записи щодо застосування нафти на початку XIV століття в Швейцарії та Австрії. В 1684 році у Великій Британії видали перший патент на формальний процес екстракції нафти. В XVII столітті в італійській Модені нафту використовували для освітлення вулиць.

Сучасна індустрія вилучення сланцевої нафти започаткована у Франції в 1830 роках та в Шотландії в 1840 роках. Нафта використовувалася як пальне, як матеріал для змащення та як лампове масло для освітлення. Індустріальна революція висунула нові вимоги до освітлення, що привело до заміни китового жиру нафтою і продуктами її перегонки. Промислове вилучення та інновації в цій сфері стали популярними протягом XIX століття. В останні роки XIX століття заводи з переробки сланцевої нафти були побудовані в Австралії, Бразилії і США. З початку XX століття сланцеву нафту продукували Китай (Маньчжурія), Естонія, Нова Зеландія, Південна Африка, Іспанія, Швеція і Швейцарія.

Відкриття значних ресурсів нафти на Середньому Сході в середині XX ст. привело до занепаду більшості виробництв отримання нафти із сланців, проте Естонія і Китай продовжували підтримувати цю видобувну індустрію. У відповідь на різке підвищення ціни в XXI ст. операції з вилучення нафти із сланців досліджувалися або поновилися у США, Австралії, Йорданії та в інших країнах.

Поки що у світі відоме тільки одне родовище, точніше сланцевий басейн Уїллістоун, де розвинена формація Баккен, з якої цілий ряд американських компаній вже почали видобуток нафти за допомогою горизонтального буріння і гідророзриву пласта [75, 177, 181, 182, 184, 187, 194, 195, 211, 214, 216, 217, 227, 240, 247, 422 та ін.].

В останній час з'являються відомості щодо масової «міграції» компаній, які займалися видобутком сланцевого газу в бік сланцевої нафти, видобуток якої починається в традиційних районах розробки сланцевого газу, таких як Іггл-Форд, Барнет, Марселлус, Вудфорт. За перші 9 місяців 2011 р. американські компанії (ApacheCorp, HES, OccidentalPetroleum та ін.) інвестували \$25 млрд в буріння 5000 нових свердловин з видобутку сланцевої нафти. За оцінкою експертів, до 2015 р. видобуток сланцевої нафти збільшиться до 2 млн барелів на день, що перевищуватиме загальний видобуток на родовищах Мексиканської затоки.

У світі компаніями різних країн (Китай, Франція, Польща, Австралія) розпочато пошуки аналогічних структур, до яких можуть належати басейни Паризький (Paris) у Франції, Джорджина (Georgina) – в Австралії, Таранакі (Taranaki) – в Новій Зеландії [187], а також баженівська світа Західного Сибіру, «кімеріджські глини» Північного моря, світа «Араб» Аравійсько-Іранського басейну, світа Ла-Луна в Маракайбо. Є припущення, що Ізраїль володіє запасами сланцевої нафти в розмірі 250 млрд барелів, сконцентрованих у покладах за 45–50 км на південний захід від Єрусалиму.

Безумовно, питання знаходження подібних джерел нафти в Україні є надзвичайно актуальним і важливим, враховуючи те, що наша країна тільки на 6–10 % забезпечена власними джерелами нафти. Реальні запаси вуглеводнів, які можуть розглядатись як ресурсна база видобутку, становлять близько 600 млрд м³ газу та близько 100 млн т нафти [46, 57]. Вони не можуть забезпечити стабільний розвиток власного видобутку вуглеводнів в Україні. Тому приріст розвіданих запасів вуглеводнів є стратегічним завданням нафтогазової промисловості України.

За деякими оцінками, ресурси сланцевої нафти у світі можуть сягати 2–3 трлн барелів, тобто вдвічі перевищувати наявні світові запаси нафти (190 млрд т чи 1,3 трлн барелів): у США – 1,5 трлн барелів, у Китаї – 335 млрд, в Ізраїлі – 250 млрд, в Росії – 240 млрд барелів.

Проблема так званої сланцевої нафти достатньо широко розглянута в наукових, у тому числі електронних виданнях, проте в основному тільки стосовно формації Баккен у США. Для України це питання поки що висвітлене в декількох наукових статтях [98, 116, 141] і в єдиному науково-виробничому звіті [545], на базі якого і побудований цей розділ.

4.2. ПЕРЕДУМОВИ І УСПИХИ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОНОСНИХ СЛАНЦІВ ДЛЯ ОТРИМАННЯ НАФТИ

За даними недавнього дослідження міжнародної дослідницької компанії IHS CERA, на території США розташовано декілька родовищ сланцевої нафти, які містять близько 18 млрд барелів нафти. Це більше, ніж у найбільшому родовищі Північної Америки Прадхо-Бей на Алясці. «Це значно вплине на скорочення імпорту сирої нафти в США», – заявив глава Pioneer Natural Resources

Companу Скотт Шеффілд на щорічній конференції CERA з проблем сланцевої нафти в Хьюстоні. За оцінками Шеффілда, в країні зможуть виробляти додатково до 2 млн барелів нафти на день на родовищі Баккен і завдяки запасам сланців на традиційних нафтових родовищах. «Якщо ми одержимо 2 млн барелів на день, це може суттєво вплинути на світові ціни на нафту», – говорить Гай Карузо, колишній очільник EIA і, на сьогодні, радник Центру стратегічних і міжнародних досліджень.

Прикладом успішного регіону та необхідних технологій є захід Північної Дакоти, де один із найбагатших нафтовиків Америки використовує нові технології буріння для розробки родовища Баккен, можливо, найкрупнішого за останні 40 років. Нафта знаходиться в нафтоносних сланцях, які розповсюджені на стику Північної Дакоти, Монтани і провінції Саскачеван.

Завдяки технології гідророзриву («fracking») і високим цінам на нафту виробництво нафти на родовищі Баккен переживає стрімке зростання. Воно зросло з 3000 барелів на день у 2005 році до 225000 барелів у 2010 р., згідно з даними Інформаційного управління США в сфері енергетики (EIA). За розрахунками EIA, до 2035 року видобуток складе 350000 бар/день, але більшість аналітиків вважає цю оцінку заниженою. На думку Гарольда Хемма (Harold Hamm), президента енергетичної компанії Continental Resources, формація нафтоносних сланців може давати 1 млн бар/день до 2020 року. Це лише частина від 9,8 млн бар/день нафтовидобутку США і 19,2 млн бар використання, але вона є дуже значима. «Це гігантське родовище», – заявляє Хемм, 65-річний нафтовик, чий родичі були дрібними орендарями землі в Оклахомі. Сьогодні Forbes оцінює статки Хемма в \$5 млрд і він, можливо, є найбільшим приватним нафтовласником у США.

Чверть мільйона барелів на день, що добуваються з формації Баккен сьогодні, вже частково призводять до надлишку нафти в Кушінге (Оклахома), найбільшому в США центрі для зберігання та розподілу нафтопродуктів. Це створило криву цін на нафту в США порівняно зі світовими цінами. Надлишок також спричинив скорочення об'ємів імпорту нафти. До того ж він створює нові робочі місця. За оцінками Університету Північної Дакоти нові робочі місця у нафтовій галузі збільшилися від 5000 в 2005 році до понад 18000 в 2009 році.

Хемм зазначає, що сьогодні в індустрії зайнято 30000 жителів штату, і, якщо виробництво досягне 1 млн бар/день, то можуть бути працевлаштовані понад 100 тис. чоловік. Компанія Хемма Continental не єдина працює на родовищі Баккен.

Проблеми Баккена відображають наявні проблеми у цій галузі загалом і можуть повторитися також у нових районах ймовірного вилучення нафти із нафтоносних сланців. Досягнути 1 млн бар/день буде нелегко, але основною проблемою сьогодні є транспортування такої кількості нафти. «В Північній Дакоті немає ринку збуту для всієї цієї нафти», – зазначає Адам Сімінські, головний економіст з питань енергетики в Deutsche Bank. Необхідно будувати трубопроводи, а це вимагає часу.

Ще одне завдання – переконати суспільство в тому, що технологія гідро-

розриву безпечна. При видобутку нафти із сланців використовуються ті ж технології та операції, що й при видобутку сланцевого газу: закачування великого об'єму води, піску і хімічних речовин під високим тиском глибоко під землю для розламування породи і вилучення газу або нафти. Багато хто побоюється, що нафта, газ або хімічні реагенти можуть проникнути вище, в джерела питної води. Багато колодязів вже були забруднені в процесі буріння і розливу реагентів. Очистка використаних при гідророзриві матеріалів є ще однією задачею.

Однак ці проблеми, настільки характерні для процесу видобутку в штаті Нью-Йорк, не є вирішальними і гострими у Північній Дакоті. «Це не викликає такого ж обурення, як в Нью-Йорку і Пенсильванії», – заявляє Джереми Ніколс, керівник групи екологів WildEarth Guardians. – «Але проблеми є».

Корпорації Royal Dutch Shell, BP, Statoil вже зараз висловлюються про можливі багатомільярдні інвестиції для освоєння недоступних раніше крупних родовищ нафти на заході США. Передбачається видобуток нафти способом, подібним до технологій видобутку сланцевого газу із проходженням горизонтальних свердловин, закачуванням води, піску і хімікатів для руйнування нафтоносних пластів і сприяння виходу нафти для подальшого відкачування.

Горизонтальний метод буріння на сланцеву нафту вперше був використаний в 2007 році в Північній Дакоті і Монтані. Продуктивність вилучення нафти на цих родовищах збільшилася на 50 %. Об'єми отриманої нафти настільки значні, що в компанії EOG Resources не вистачило трубопровідних потужностей, сировину на нафтопереробний завод (НПЗ) доставляють залізницею і вантажівками. Такі результати приваблюють інвесторів, впевнені нафтові аналітики.

Зараз прибутки від видобутку сланцевої нафти набагато більші, ніж від видобутку сланцевого газу. «Видобувати нафту із сланцю дешевше, ніж на глибоководних свердловинах в Мексиканській затоці або в нафтоносних пісках у Канаді», – говорить генеральний директор EOG Resources Марк Папа (цитата по AP). Нафтовики навчилися знижувати вартість видобутої нафти за рахунок збільшення кількості розривів пласта і використання різних хімікатів.

Новий метод буріння допоможе збільшити виробництво нафти в США на 20 % в найближчі 5 років. Це призведе до зниження імпорту нафти в США на 60 % до 2020 року, підрахував аналітик Credit Suisse Ед Морс. «Це серйозний вклад в енергобезпеку», – додає він. Буріння таким способом допоможе країні пережити 20-річний період спаду внутрішнього виробництва сировини.

За останніми оцінками Адміністрації енергетичної інформації США (EIA), 14 регіонів за межами США володіють сукупними видобувними запасами сланцевої нафти і газу об'ємом 5760 трлн куб. футів (163 трлн м³) (рис. 43).

Приблизно чверть світових запасів зосереджена в Азії, яка має найбільші оціночні запаси серед усіх регіонів. Разом з тим, немає однакових сланцевих басейнів – кожний має свої унікальні особливості.

Запаси сланцевої нафти і газу в КНР, які ще не одержали офіційного підтвердження їх оцінки, очевидно, одного порядку із запасами в США. За прогнозом Міжнародного енергетичного агентства, попит на природний газ в Китаї зросте більш, ніж у два рази до 2020 року. Прогнозоване збільшення по-

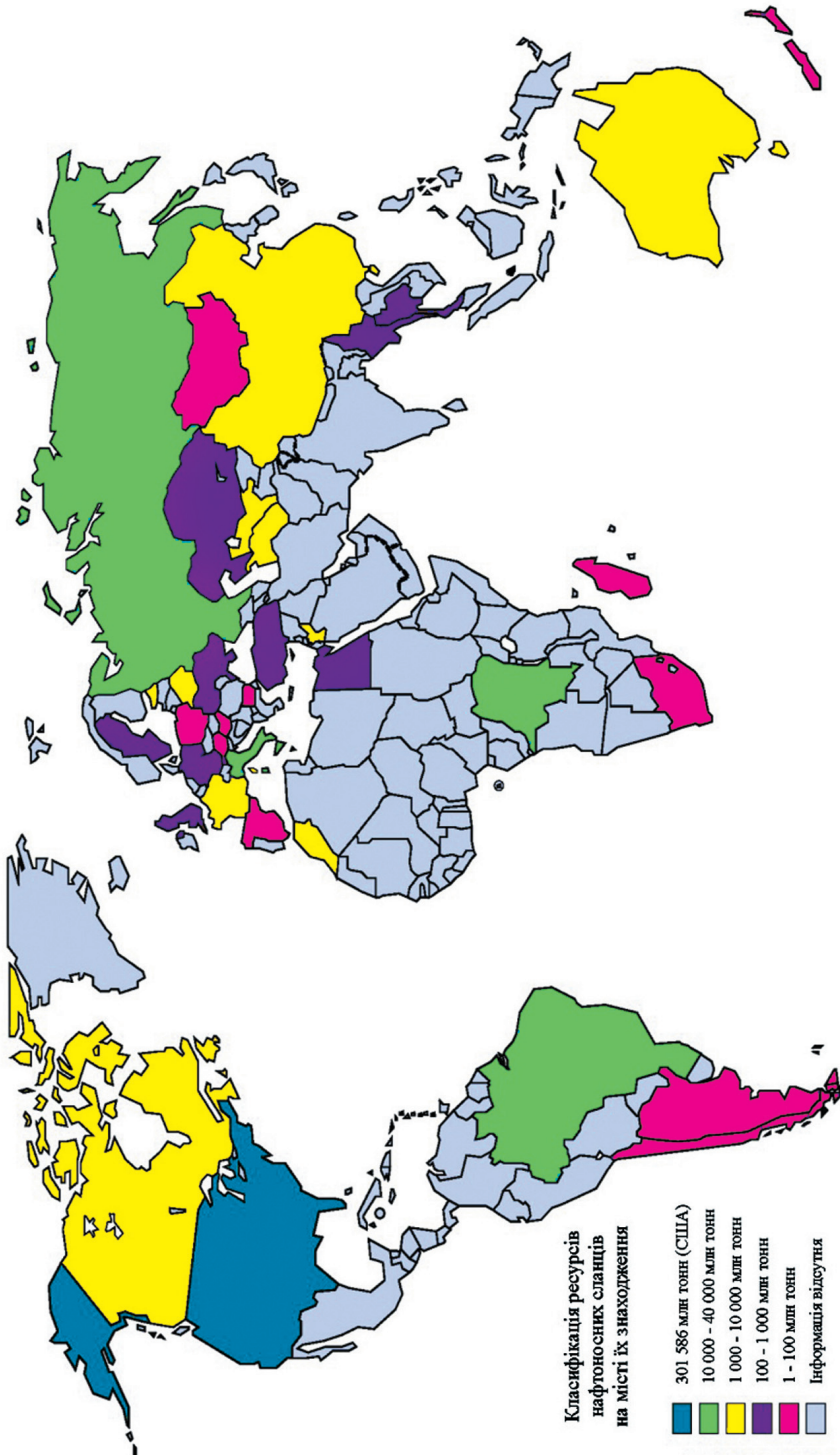


Рис. 43. Розподіл запасів нафтоносних сланців у світі [240]

питу на природний газ буде стимулювати розвиток його видобутку на вугільних та сланцевих родовищах, однак сьогодні кількісні і якісні показники родовищ залишаються невивченими. Буріння свердловин і видобуток природного газу та нафти на сланцевих родовищах Китаю знаходиться на початковому етапі. Оскільки Китай та інші азіатські країни планують розробку таких родовищ, вони цікавляться досвідом розвідки нетипових родовищ природного газу в США і інших країнах. Національні нафтові компанії (ННК) декількох азіатських країн уклали договори про придбання активів, пов'язаних з видобутком сланцевої нафти і газу в різних регіонах світу. За умовами багатьох таких договорів ННК зобов'язуються фінансувати всю вартість буріння свердловин на сланцевих родовищах або на їх частини.

Прикладом може служити придбання в січні 2011 р. китайською державною компанією CNOOC International Limited частки 33,33 % у ділянках Денвер-Джулісберг (Denver-Julesburg) і Паудер-Рівер (Powder-River) сланцевих нафтогазових родовищ (США), що належать компанії Chesapeake Energy. CNOOC погодилася заплатити американській корпорації Chesapeake \$570 млн за частку в родовищі Niobrara, де використовуються нові технології буріння. В жовтні 2010 року компанії уклали угоду на \$1 млрд про спільну розробку сланцевої нафти на родовищі Eagle Ford. Однією із умов договору є згода CNOOC фінансувати 66,7 % вартості буріння і облаштування свердловин компанією Chesapeake Energy на загальну суму до \$697 млн до кінця 2014 року.

Як вважають експерти, для розробки родовищ сланцевої нафти і газу в Китаї уряду варто дозволити більший обсяг іноземних інвестицій. Італійська компанія Eni і китайська PetroChina підписали меморандум про співробітництво в галузі розвідки і видобутку нафти і природного газу, в першу чергу з нетрадиційних джерел, таких як родовища сланцевої нафти і газу в Китаї та за його межами. Розробка родовищ сланцевого газу в Китаї має великий потенціал, але, напевне, пройде 10, а може й 20 років, перш ніж об'єми видобутку на них досягнуть суттєвого рівня.

Іншим прикладом є придбання компанією Korea National Oil Corporation (KNOC) однієї третини активів Anadarko Petroleum на ділянці Маверік (Maverick Basin) родовища Ігл Форд Шейл (Eagle Ford Shale) в штаті Техас. За умовами договору, KNOC буде фінансувати 100 % витрат Anadarko Petroleum на буріння свердловин в цьому році і по 90 % в наступні роки в обмін на отримання частини нафтоносного родовища Ігл Форд Шейл і розташованого під ним родовища Пірлсел Шейл (Pearsall Shale), яке містить переважно природний газ.

Незважаючи на гучні заяви російських офіційних представників Газпрому та урядових високопосадовців про безперспективність використання сланцевого газу і нафти, останнім часом з'явилися повідомлення про рух російського нафтогазового сектора в напрямку оволодіння технологіями вилучення сланцевого газу та нафти. Прикладом є підписання угоди про стратегічну співпрацю ОАО НК «Роснафта» і Exxon Mobil 31 серпня 2011 р. Крім шельфу, Exxon допоможе «Роснафті» в розробці важковидобувних запасів нафти у Західному Сибіру, для чого буде створено окреме спільне підприємство. Віддача від угоди буде набагато

суттєвішою, ніж може видатися, оскільки вона сприяє зарубіжній експансії «Роснафти» і участі в діючих проектах у Північній Америці, запозиченню передових технологій в освоєнні сланцевих родовищ нафти і газу. Це вкрай важливо для освоєння важковидобувних запасів нафти в Західному Сибіру.

Цікавими є плани НХК «Узбекнафтогаз» розробляти родовища нафтоносного сланцю. У 2013 р. планують побудований НПЗ для виробництва нафтопродуктів із нафтоносного сланцю в Узбекистані. Проектна потужність НПЗ, який буде переробляти сланець із родовища Сангрунтау в Навої, – 1 млн т. З метою підтримки ННК уряд Узбекистану планує в період з 2011 по 2015 р. залучити інвестиції в сумі \$850 млн для розробки нафтоносних сланцевих родовищ. Непідтверджені запаси нафтоносних сланців в Узбекистані оцінюються в 40 млрд т. Уряд приділяє велику увагу розробці таких запасів для збільшення видобутку нафти.

4.3. ТЕХНОЛОГІЇ ВИДОБУТКУ СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ

Нафтоносний сланець містить кероген, який і є джерелом вуглеводнів. Відомо, що з 1 т насиченого нафтою сланця можна вилучити лише 0,5–1,25 бареля нафти. Щоб пришвидшити його перетворення на нафту здійснюють термічне нагрівання пласта. Вилучення нафти із нафтоносних сланців передбачає нагрівання породи до температури 480 °С, щоб перевести кероген в рідину – нафту – по суті, прискорюючи те, що природа робить за мільйони років. Нафта із нафтоносних сланців може бути отримана двома шляхами. По-перше, вилучення нафти із сланців відбувається на поверхні (поверхнєве вилучення) при розробці нафтоносних сланців і подальшої переробки у відповідних установках. Традиційний метод – видобування сланцю у відкритих виробках або при підземній розробці, з наступним подрібненням матеріалу до певного однорідного розміру, а потім нагрівання цього матеріалу в поверхневій реторті (колоні для перегонки). Головні технології, або субпроцеси, які сьогодні застосовуються у цій сфері – Kiviter, Galoter, Petrosix, Fushun, ShellICP.

Інші сучасні технології використовуються для підземного вилучення нафти (технології *insitu*) за рахунок використання тепла та екстракції нафти у свердловинах. Ці методи спрямовані на продукування нафти на місці залягання нагріванням сланцю на глибині, а потім екстрагуючи рідину із пластів традиційними свердловинними технологіями (рис. 44).

Головне питання розробки сланцевої нафти полягає у визначенні економічно доцільних умов вилучення. Різні спроби освоєння родовищ сланцевої нафти будуть успішними лише тоді, коли вартість її виробництва в даному регіоні є нижчою, ніж ціна сирової нафти або її інших похідних.

Згідно з дослідженнями, проведеними корпорацією RAND Corporation, ціна виробництва сланцевої нафти на гіпотетичному поверхневому ретортинговому комплексі в США, що складається з рудника, ретортового заводу, збагачувальної фабрики, установок підтримки і витрат на рекламу від ви-



Рис. 44. Принципи виробництва нафти із нафтоносного сланцю

лущення сланцевої нафти, знаходиться у межах \$70–95 за барель (\$440–600 за м³), відносно цін 2005 року.

Видобування нафти із сланців є індустріальним процесом виробництва нетрадиційної нафти. В процесі вилучення сланцевої нафти руйнується нафтоносний сланець і його кероген перетворюється на нафтоподібну субстанцію – синтетичну сиру нафту. Цей процес здійснюється трьома методами: піролізом, гідрогенізацією і термальним розчиненням. Отримана в результаті цього нафта використовується як паливо або піддається очистці з додаванням водню і видаленням домішок сірки і азоту.

Найдавніший і найбільш звичний метод екстракції включає піроліз (відомий також як ретортинг або руйнівна дистиляція). При цьому процесі нагрівання відбувається у присутності кисню до тих пір, поки кероген в сланці не руйнується до конденсованої пари сланцевої нафти і неконденсованого горючого газу нафтоносних сланців. Пари нафти і газу нафтоносних сланців збираються і охолоджуються, змушуючи сланцеву нафту конденсуватись. В результаті, переробка нафтового сланцю викликає утворення твердого залишку (осаду).

Збіднений сланець містить неорганічні компоненти (мінерали) і вугільний залишок (деякі автори використовують термін «коковий залишок» (*cokeresidue* or *semi-coke*) замість *char* – вуглистый залишок, утворений з керогену. Горючий коковий залишок сланцю утворює золу. Збіднений сланець і сланцева зола можуть бути використані як складові у виробництві цементу чи цегли. Склад нафтоносного сланцю може додатково впливати на процес вилучення нафти

через отримання і утилізацію біопродуктів, включаючи аміак, сірку, ароматичні компоненти, смолу, асфальт і парафіни.

Нагрівання нафтоносного сланцю до температур піролізу і повноти ендотермічних реакцій розкладання керогену вимагає потужного джерела енергії. Для цих цілей використовують різні технології – спалювання інших викопних палив, таких як природний газ, нафта чи вугілля, а також експериментальні методи з використанням електрики, радіохвиль, мікрохвиль та реактивноздатних флюїдів.

Для того, щоб зменшити або й уникнути потреб у постачанні зовнішньої теплової енергії, використовують таку стратегію: газ нафтоносних сланців і коксовий біопродукт, що генеруються піролізом, можуть використовуватись як джерело енергії, а тепло, яке міститься в збіднених нафтоносних сланцях і їхній золі, може бути використане для попереднього розігріву подрібнених частинок нафтоносних сланців.

При процесі видобування сланець подрібнюється на дрібні шматочки, щоб збільшити поверхню реакції для покращання екстракції. Температура, за якої відбувається руйнування нафтоносного сланцю, залежить від часового інтервалу процесу. Він починається при 300 °C (570 °F) і відбувається більш різко, швидко і повно при вищих температурах. Кількість нафти, що продукується, збільшується, коли температура коливається між 480 і 520 °C (900 і 970 °F). Співвідношення газу нафтового сланцю до сланцевої нафти зазвичай збільшується з температурою ретортування. Для сучасних процесів одержання сланцевої нафти на місці залягання, які часом тривають кілька місяців, нагрівання і руйнування можуть проводитися при температурах від 250 °C (480 °F). Температури нижче 600 °C (1110 °F) сприятливіші, оскільки такі умови запобігають руйнуванню вапняку й доломіту в породі, а тому обмежують виділення CO₂ і витрату енергії.

Гідрогенізація і термальне розчинення (реактивні флюїдні процеси) вилучають нафту, використовуючи водень, розчинники або їх комбінацію. Термальне розчинення включає використання розчинників при одночасному збільшенні температур і тисків, збільшуючи вихід нафти завдяки крекінгу розчиненого органічного матеріалу.

Існує декілька класифікацій технологій, що використовуються для екстрагування сланцевої нафти із нафтоносного сланцю, головними з яких є: за принципами процесів, за місцем збагачення, за методом нагрівання, за видом теплоносія, за розміром частинок вихідного нафтового сланцю, за орієнтацією реторти, за комплексом технологій [131, 280, 282, 284–286, 304, 310, 320, 327, 332, 334, 339, 346, 347]. Детально ці технології розглянуті в роботі [116].

Технології за принципами процесів. Базуючись на збагаченні сирової нафти теплом і реагентами, методи поділяються на піроліз, гідрогенізацію і термальне розчинення.

Технології за місцем збагачення. Процес вилучення нафти із сланцю може здійснюватися на поверхні або в надрах землі. Тоді кажуть про технології з переміщенням вихідного матеріалу або на місці його залягання.

При переробці з переміщенням (такий процес також називають реторто-

вим) нафтові сланці видобуваються наземним чи підземним способом і потім транспортуються до установок з їх переробки. Навпаки, при вилученні нафти *in situ* відбувається перетворення керогену на місці в такій його формі, в якій він знаходиться в покладі нафтоносного сланцю, з якого потім продукти перетворення екстрагуються за допомогою нафтових свердловин, куди вони піднімаються таким само шляхом, як і традиційна сира нафта. На відміну від розробки із переміщенням вихідного матеріалу сланців, такий процес не передбачає рудо-розробки, тому збіднені нафтоносні сланці залишаються під землею.

Технології за методом нагрівання. Метод передачі тепла від продуктів спалювання до нафтового сланцю може бути прямим і непрямим. Прямими називають методи, де передбачений контакт продуктів спалювання і нафтового сланцю всередині реторти. Непрямими називають методи, що передбачають розміщення продуктів горіння ззовні відносно реторти. До того ж вони представлені іншим матеріалом.

Технології за видом теплоносія. За видом матеріалів, що використовується для постачання теплової енергії до нафтоносного сланцю, технології переробки поділяються на методи газових носіїв тепла, твердих носіїв тепла, трубної передачі, реактивного флюїду, об'ємного нагрівання. Методи носіїв тепла можуть поділятися на прямі і непрямі.

Табл. 15 ілюструє особливості технологій вилучення і переробки за методами нагрівання, видом теплоносія, за місцем переробки.

Таблиця 15. Технології вилучення нафти за методом нагрівання і розташуванням [195]

Метод нагрівання	На земній поверхні	Під землею (<i>in situ</i>)
Зовнішня подача тепла	Gas combustion, NTU, Kiviter, Fushun, Union A, Paraho Direct, Superior Direct	Occidental Petroleum MIS, LLNL RISE, Geokinetics Horizontal, Rio Blanco
Твердого поновлюваного тепла (інертні або горілі сланці)	Alberta Taciuk, Galoter, Enefit, Lurgi-Ruhrgas, TOSCO II, Chevron STB, LLNL HRS, Shell Spher, KENTORT II	-
Підведення через стінку (різне паливо)	Pumpherson, Fischer Assay, Oil-Tech, EcoShale In-Capsule, Combustion Resources	Shell ICP (primary method), American Shale Oil CCR, IEP Geothermic Fuel Cell
Гарячий газ, що генерується ззовні	PetroSIX, Union B, Paraho Indirect, Superior Indirect, Syntec (процес Смітта)	Chevron CRUSH, Omnishale, MWE IGE
Реактивні флюїди	IGTHytort (високий тиск H ₂), процеси донорних розчинників, Chattanooga флюїдний реактор	Shell ICP (деякі об'єднання)
Об'ємний нагрів	-	Процеси радіохвиль, мікрохвиль і електричного струму

Технології за розміром частинок вихідного нафтового сланцю. Різні технології вилучення з поверхневим переміщенням можуть бути поділені за розміром частинок нафтоносного сланцю, які завантажуються в реторту. Як правило, технології газового теплоносія передбачають варіації діаметра частинок від 10

до 100 мм, тоді як при твердому теплоносії і теплопередаючих технологіях через стінку діаметр частинок має бути меншим ніж 10 мм.

Технології за орієнтацією реторти. Технології поверхневої переробки нафтоносних сланців часто поділяють на вертикальні або горизонтальні. У вертикальних ретортах сланець рухається згори до низу за рахунок власної ваги, тоді як у горизонтальних ретортах потрібні додаткові зусилля перемішування або перекручування, за якого частинки сланцю рухаються з одного кінця колони до іншого. Найчастіше вертикальні реторти використовують газовий, а горизонтальні – твердий теплоносії.

Комплексні технології. Технології переробки сланців на місці залягання зазвичай класифікуються як процеси залягання дійсно на місці та процеси модифікування на місці. Перші не передбачають рудорозробки або подрібнення нафтоносних сланців, тоді як модифіковані на місці залягання технології включають буріння і тріщиноутворення в блоці покладу нафтоносного сланцю, для того щоб створити порожнини в покладі, що сприяють кращому потоку газів і флюїдів через поклад, таким чином збільшуючи об'єм і якість продукування сланцевої нафти.

4.3.1. Технології вилучення нафти при переробці нафтоносного сланцю з переміщенням вихідного матеріалу на поверхню

Як згадувалось вище, відмінною рисою використання даних технологій є отримання нафтоносного сланцю із гірничих виробок, транспортування отриманого матеріалу для подрібнення, ситуння та подача на переробку в спеціальні колони (рис. 45). Колона (реторта) Кіркса (A.C. Kirk's retort), яку використовували з середини до кінця XIX ст., була однією із перших вертикальних сланцево-нафтових колон. Її дизайн і принципи роботи були типовими для кінця XIX і початку XX ст. В подальшому лише чотири технологічних процеси отримали розвиток і мають комерційне значення, це – Ківітер, Галотер, Фушун і Петросікс.

Технологія Ківітер належить до методики із зовнішнім підігрівом матеріалу для проведення підготовчих реакцій і самого процесу вилучення нафти. Колона в процесі Ківітер розташована вертикально, відбувається нагрів грубих частинок нафтоносного сланцю з рециклічним надходженням газів, пари і повітря. Для підтримки надходження тепла газу, включаючи і ті, що утворилися при переробці нафтового сланцю, а також вуглецевий залишок (кокс), спалюються всередині колони. Свіжий нафтовий сланець потрапляє у верхню частину колони і нагрівається газами, що піднімаються, проходячи по латералі, і викликає розкладання сланцю. Піроліз завершується в нижній частині колони, де залишки сланцю контактують з гарячим газом, паром і повітрям, завдяки чому вони нагріваються до температури приблизно 900 °С, що викликає їх газифікацію і випалювання залишкового вуглецю (коксування). Пари сланцевої нафти і залучений газ далі надходять в конденсаційну систему, де рідкі вугле-

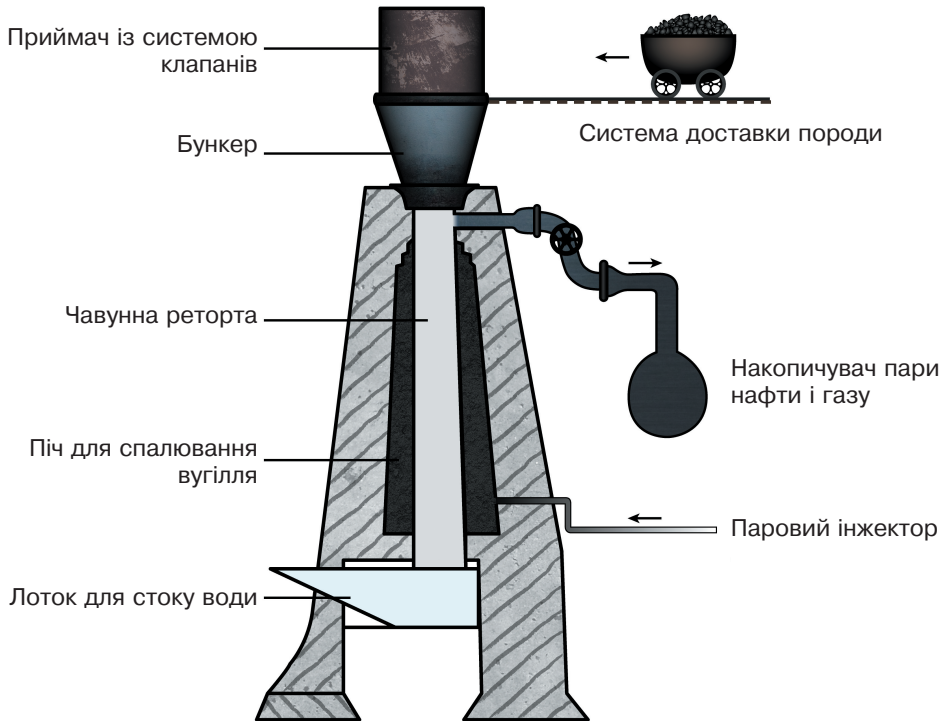


Рис. 45. Загальна схема технології переробки нафтоносного сланцю при переміщенні матеріалу на поверхню [284, 310, 320]

водні збираються, тоді як гази повертаються назад в колону. Метод Ківітер потребує великої кількості води, яка забруднюється під час процесу, а тверді відходи містять водорозчинні токсичні компоненти.

Технологія Галотер базується на поверхневій переробці матеріалу із застосуванням гарячої циклічної твердофазної методики. В цьому процесі використовується горизонтальна циліндрична колона злегка згладженої форми. Подрібнений матеріал підсушується у флюїдизованому середовищі за рахунок контакту з гарячими газами. Після сушки і попереднього нагрівання до 135°C частинки сланцю відділяються від газів сепарацією в циклотроні. Сланець транспортується до камер змішування із гарячим попелом при 800°C . Співвідношення нафтового сланцевого попелу і свіжого нафтового сланцю становить $2,8\text{--}3,0 : 1$. Суміш подається у герметичний об'єм, де вона перемішується. Піроліз відбувається в умовах дефіциту кисню. Температура піролізу підтримується на рівні 800°C . Отримані нафтові пари і гази очищуються в циклоні і транспортуються до конденсаційної системи (колону ректифікації), де сланцева нафта конденсується. В очищеній формі він повертається для нагрівання і сушки нафтового сланцю. Процес має високий вихід продукту, який сягає $85\text{--}90\%$, становлячи 48 м^3 на 1 т сланцю. Якість нафти є непоганою, але устаткування є специфічним і малопродуктивним. Цей метод зменшує кількість забрудни-

ків, ніж технології із зовнішнім нагрівом компонентів, оскільки використовує менше води, але все ще продукує вуглекислий газ, а також кальцієві сульфіді і вуглецеві дисульфіді.

Методика Фушун передбачає застосування внутрішніх технологій, хоча може включати і зовнішнє газове нагрівання. Метод використовує вертикальну циліндричного типу колону із сталевую зовнішньою оболонкою, викладеною зсередини вогнетривкою цеглою. Колона має висоту понад 10 м, її внутрішній діаметр становить 3 м. Вихідні частинки нафтоносного сланцю розміром від 10 до 75 мм завантажують згори колони. У верхній частині сланець підсушується і нагрівається гарячим газом, який проходить через нього, викликаючи дезінтеграцію породи. Піроліз відбувається при 500 °С. Утворена нафтова пара і гази виходять зверху колони, оскільки гарячі гази і пари нафти рухаються знизу догори колони вертикально, а не діагонально, як у процесі Ківітер. Під час піролізу нафтовий сланець розкладається до сланцевого коксу, який разом із повітряно-паровою сумішшю локалізується в нижній частині колони, нагріваючи гази, необхідні для піролізу. Гази рециркулюють, після виходу із колони вони охолоджуються в системах кондиціонування, де конденсується сланцева нафта. Проблемою процесу є використання великої кількості води, яка сягає співвідношення 6-7 : 1 відносно отриманого виходу нафти. Додатковою проблемою є велика кількість відходів. Ця технологія мало придатна для невеликих родовищ руд та за вмісту нафти менше 5 %.

Технологія Петросікс застосовує зовнішньогенерований гарячий газ для піролізу нафтоносних сланців і використовує продукти поверхневої розробки. Після видобутку сланці транспортуються, подрібнюються для зменшення розмірів. Після подрібнення частинки мають переважно вигляд паралелепіпедів. Вони транспортуються конвеєром у вертикальні циліндричні колони, де сланець нагрівається до приблизно 500 °С для піролізу. Нафтоносний сланець засипається через верх колони, тоді як гарячий газ подається в її середню частину. Нафтовий сланець нагрівається газом, коли рухається вниз. В результаті кероген сланцю перетворюється на пари нафти і додатковий газ. За допомогою електростатичного осаджувача нафта виділяється і вилучається з колони. Газ поділяється на три частини, які використовуються для повторного нагрівання і передачі тепла на свіжі сланцеві частинки, а також для охолодження і виділення фракцій світлої нафти, видалення води, отримання зрідженого газу та вилучення сірки.

Цікавим є досвід удосконалення технологічного процесу вилучення нафти із сланців компанією Outotec. Після створення спільного підприємства з Eesti Energia в березні 2009 року з метою відкриття нових джерел енергії, компанія Outotec додала до свого портфеля пропонованих технологій проектування заводів з виробництва сланцевих масел. Виходячи із багатодесятилітнього досвіду із збагачення руди, компанія Outotec адаптувала технологічний процес збагачення для переробки нафтоносного сланцю. Загалом, цей процес передбачає, що після подрібнення і грохочення очищений нафтоносний сланець просушується, а потім подається на установку перегонки масел, відому як ретортна пічка. Нафтоносний сланець підігрівається в ретортній печі до потрібної для проходження

реакції температури. Органічний матеріал, що міститься в нафтоносному сланці, розкладається, збіднюючи вуглеводневі гази і нафтові випари. Після того як газоподібні речовини відділилися від твердого матеріалу, отриманий газ подається в конденсаційний блок для вилучення масел і газоподібного пального. Масло, яке отримується при цьому, можна очищувати на нафтопереробних заводах з метою досягнення необхідної якості для заміни ним сирої нафти.

При проектуванні заводу компанія Outotec намагалася розробити проект такого підприємства, де енергія використовується максимально ефективно. Для цього передбачене використання декількох циклів теплових і матеріальних потоків, що повинно забезпечити мінімальні втрати тепла. В результаті економного способу експлуатації заводу тверда фаза, що виходить із ретортної печі, містить деяку кількість невикористаного керогену. Така фаза, або напівкокс, може застосовуватися для виробництва додаткового тепла шляхом спалювання його в киплячому шарі. Завдяки цим розробкам компанії Outotec, забезпечується майже 100 %-е вилучення і використання енергії, яка міститься в нафтоносному сланці.

4.3.2. Технології вилучення нафти на місці залягання

Технологія вилучення нафти на місці залягання нафтоносних сланців передбачає нагрівання останніх на глибині за рахунок впорскування гарячих флюїдів у породи формації або ж за рахунок використання лінійних або площинних джерел нагрівання. Ці процеси супроводжуються термопередачею і конвекцією для розподілу тепла на потрібній площі. Сланцева нафта потім вилучається за допомогою вертикальних свердловин. Ці технології здатні забезпечити повніше екстрагування сланцевої нафти з даної ділянки, ніж технології видобування сланців на поверхню, оскільки свердловинами можна охопити більший об'єм простору, ніж поверхневими виробітками. Крім того, за допомогою таких технологій можна вилучити сланцеву нафту із низькокондиційних покладів з порівняно низькими вмістами керогену, які неможливо видобувати традиційною технологією поверхневої рудорозробки.

Під час Другої світової війни модифікований процес вилучення на місці залягання був запроваджений без особливого успіху в Німеччині. Одним із початкових різновидів процесу було проведення підземної газифікації за допомогою електричної енергії (метод Ljungström). Цей процес запроваджувався між 1940 і 1966 роками для екстракції сланцевої нафти в Швеції (Kvarntorp).

До 1980-х років багато різновидів процесу вилучення нафти на місці залягання сланців було досліджено в США. Перший модифікований експеримент з вилучення нафти на місці залягання сланців у США був здійснений Occidental Petroleum в 1972 році в Колорадо (Logan Wash). У найновіших технологіях досліджують різні варіації методу із зміною джерел тепла і тепловими передавальними системами.

Одним з прикладів таких технологій є так зване заморожування стінки, яке розроблялося компанією Shell для вилучення нафти із сланців на місці.

Головною метою використання цієї технології є відокремлення ділянок, де відбуваються процеси відділення нафти, від оточуючих їх блоків гірських порід (рис. 46).

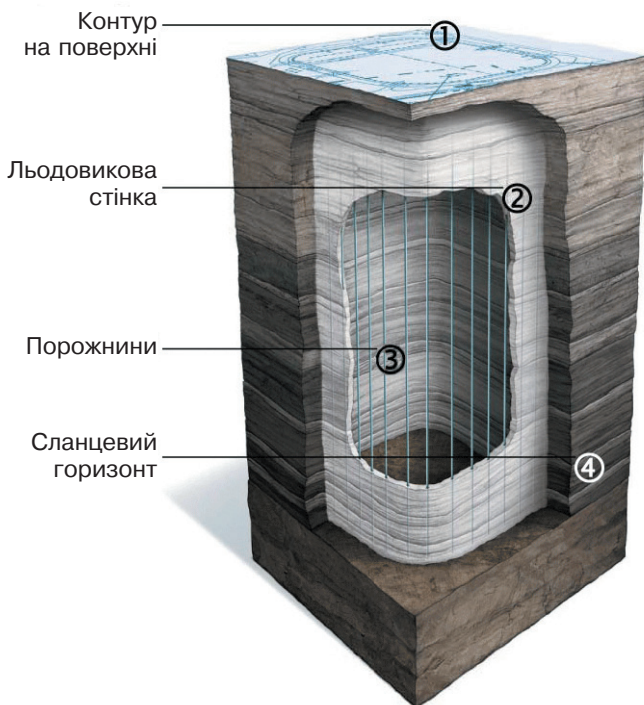


Рис. 46. Схема технології заморожування стінки [284, 310, 320]

Метод провідності стінки. За цієї технології використовуються нагрівні елементи або гарячі труби, розташовані всередині формації нафтового сланцю. Процес Shell ICP передбачає використання електричних нагрівних елементів для нагрівання шару нафтоносного сланцю від 340 до 370 °С за період приблизно 4 роки. Ділянка, в якій відбувається процес, ізолюється від оточуючих ґрунтових вод замороженими стінками шляхом заповнення свердловин циркулюючим суперхолодним флюїдом. Недоліки цього процесу – великі витрати електроенергії, об’ємне використання води і ризик забруднення ґрунтових вод. Метод розробляється з початку 1980-х рр. і перевірявся на експериментальній ділянці Махогані (Piceance Basin). В результаті досліджень у 2004 р. видобуто 270 м³ нафти на експериментальній ділянці розміром 9,1 × 12 м.

Метод American Shale Oil CCR Process. В цьому методі використовується перегріта пара або інший теплопередавальний носій, який циркулює через серію труб, розташованих нижче шару нафтоносного сланцю, з якого буде відбуватись екстракція. Система включає горизонтальні свердловини, через які проходить пара, та вертикальні свердловини, що збирають вуглеводні (рис. 47). Нагрівання

забезпечується шляхом горіння природного газу чи пропану в початковій фазі або газом нафтоносного сланцю на наступній стадії.

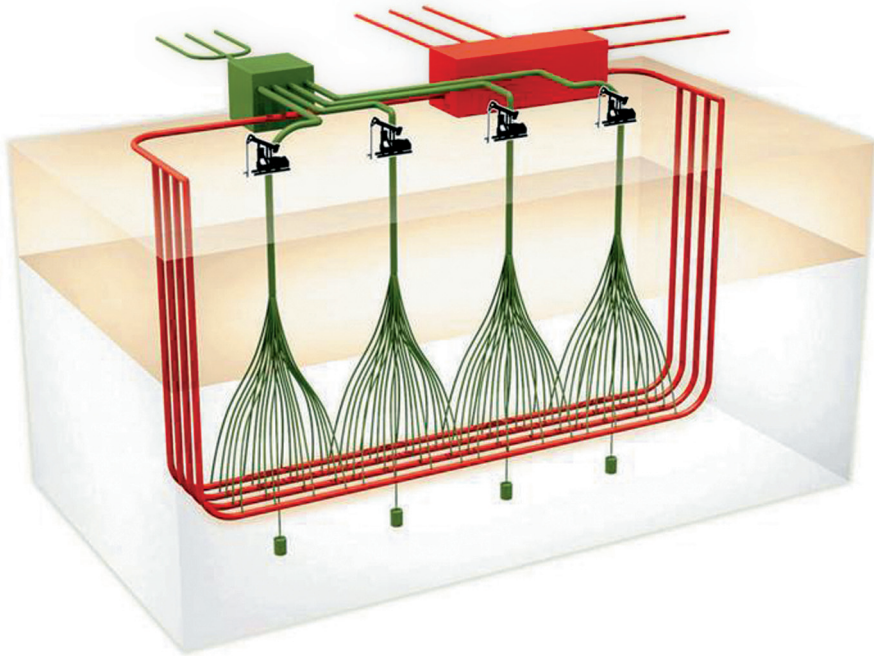


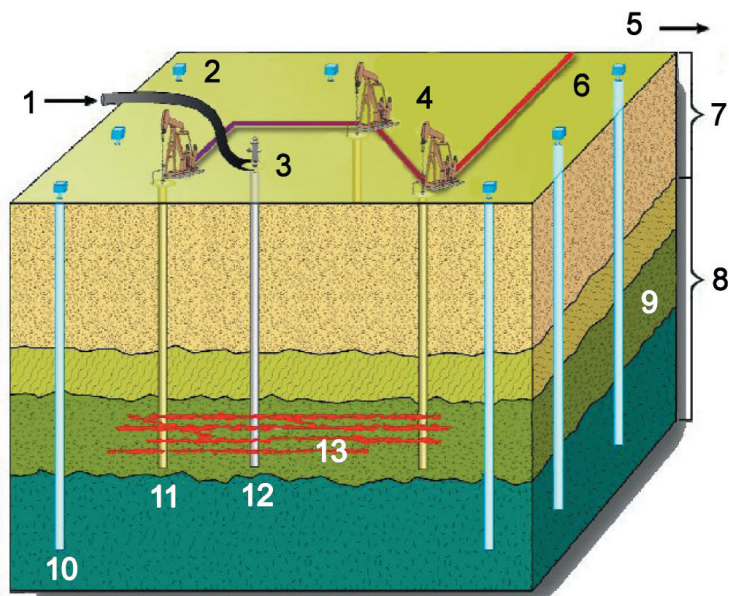
Рис. 47. Схема технології American Shale Oil CCR Process [284, 310, 320]

Метод Geothermic Fuels Cells Process (IEPGFC), розроблений компанією Independent Energy Partners, передбачає вилучення сланцевої нафти завдяки використанню скупчення високотемпературних паливних комірок, які розміщені в межах формації нафтоносних сланців, насичуються природним газом під час нагрівання, а потім газом нафтоносного сланцю, що утворюється як супутнє тепло.

Метод Chevron CRUSH ззовні генерованим гарячим газом. У ході цього процесу використовується гарячий газ, який нагрівається на поверхні землі, а потім подається до формації нафтоносних сланців. Цей метод розроблений корпорацією Chevron Corporation спільно із Лос-Аламоською Національною Лабораторією (Los Alamos National Laboratory). Він передбачає впровадження нагрітого оксиду вуглецю в формацію через свердловини і нагрівання формації через серію горизонтальних тріщин, по яких циркулює газ (рис. 48).

Компанія General Synfuels International розробила **метод Omnishaleprocess**, при якому відбувається нагнітання перегрітого повітря у формацію нафтоносних сланців. Компанія Mountain West Energy, використовуючи подібні підходи, розробила методи парової екстракції, в яких передбачено застосування нагнітання в нафтоносні сланці високотемпературного газу.

Метод Exxon Mobil Electrofrac. Даним методом, розробленим компанією



1 – гарячий газ/повітря від компресора; 2, 6 – моніторинг ґрунтових вод і температури; 3 – нагнітальна свердловина; 4 – добувні свердловини; 5 – до сепараторів; 7 – формація Юїнта; 8 – формація Грін-Рівер; 9 – зона Махогані; 10 – свердловина для моніторингу ґрунтових вод; 11 – добувна свердловина; 12 – нагнітальна свердловина; 13 – зона створеної тріщинуватості.

Рис. 48. Схема технології Chevron CRUSH із зовні генерованим гарячим газом [284, 310, 320]

Екхон Mobil, передбачається вилучення нафти на місці залягання сланців за допомогою використання електричного нагрівання у поєднанні з елементами технології провідності стінки та об'ємного нагрівання. При цьому матеріал, що є електропровідником (наприклад, кальцинований нафтовий кокс), нагнітається в гідравлічні тріщини, створені в формації нафтоносних сланців, який потім формує нагрівний елемент. Нагрівні свердловини розміщують у вигляді паралельних горизонтальних стовбурів, які відходять від центральної вертикальної свердловини (рис. 49).

Цікавим і сучасним розвитком методу об'ємного нагрівання є розробка, що базується на використанні радіохвиль в установках із вилучення нафти. Зокрема, Іллінойський Технологічний Інститут (Illinois Institute of Technology) з кінця 1970-х рр. розвиває концепцію об'ємного нагрівання нафтоносних сланців з використанням радіохвиль (радіочастотне вилучення). Ця технологія була вдосконалена Лауренс Ліверморською Національною Лабораторією (Lawrence Livermore National Laboratory). Нафтоносний сланець нагрівається вертикальними електродними антенами. Глибші горизонти могли б розроблятися при менших швидкостях нагріву за рахунок встановлення антен, розділених десятками метрів. Метод допускає застосування радіочастот, за яких глибина покриву сягає

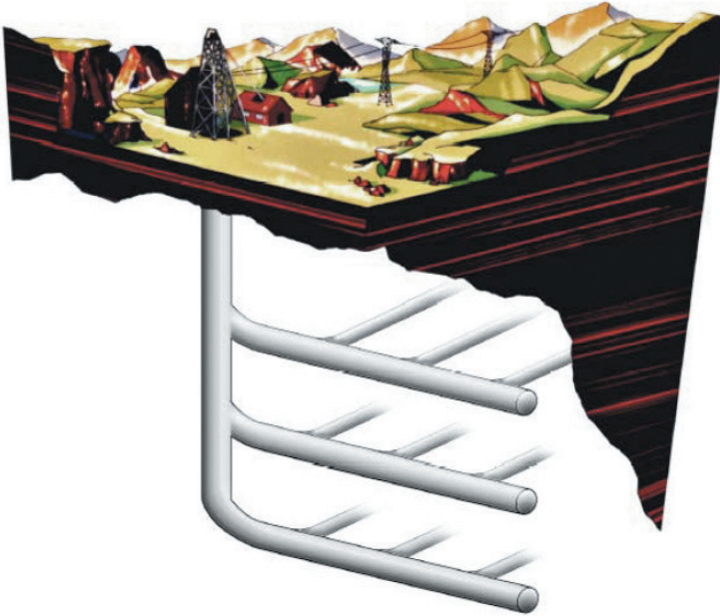


Рис. 49. Схема об'ємного нагрівання [284, 310, 320]

багато десятків метрів, а тому потрібний час для зворотної термальної дифузії і, відповідно, для теплопереносу. Недолік цієї технології полягає в необхідності використання значних обсягів електроенергії, її втрат за рахунок ґрунтових вод та відходів вилучення.

Технології мікрохвильового нагріву базуються на таких самих принципах, що і радіочастотне нагрівання, хоча останнє є більш вдосконалим методом, ніж мікрохвильове, оскільки його енергія може проникати глибше в формацію нафтоносних сланців. Методика мікрохвильового нагрівання досліджується корпорацією Global Resource Corporation. Компанія Electro-Petroleum пропонує електричностимульоване вилучення нафти шляхом прямого переходу між катодами в продукуючих свердловинах і анодах, розташованих або на поверхні, або на глибині в інших свердловинах. Перехід потоку через формацію нафтоносних сланців залежить від електроопору (Joule heating).

Експериментальні методи вилучення на місці залягання, запропоновані на федеральному дослідницькому рівні в Колорадо, включають нагрівання сланцю електричними опорними нагрівачами, що збільшує тріщинуватість сланцю перед його нагріванням циркулюючим гарячим газом (CO_2) або циркулюючою перегрітою парою через закритопетлеву систему для створення «загального горизонтального шару киплячої нафти» глибоко під землею. Жоден з цих методів *insitu* не був повністю обґрунтований з технологічної та економічної точки зору, а тому кожен з них є певною мірою ризикованим.

Інтенсивна розробка прогресивного методу термосвердловинної розробки сланців із одержанням нафти, супутнього газу та інших компонентів передбачає

використання підземного піролізу, особливо при розробці нафтоносних і метаноносних сланців. При цьому вирішується завдання не тільки рентабельного отримання відповідних об'ємів нафти і газу, але й підготовки об'єктів до можливого наступного підземного вилуговування.

4.3.3. Екологічні проблеми процесів вилучення нафти із сланців

Розробка покладів сланцевої нафти може по-різному впливати на навколишнє середовище. Інтенсивність цього впливу змінюється залежно від технологій, які використовуються для вилучення нафти. Зважаючи на геологічний стан і технології видобутку нафти, ефект поверхневої розробки може включати кислотний дренаж, викликаний швидким відслоненням порід і супутнім окисненням мінералів; потрапляння металів у поверхневі і ґрунтові води; підвищення ерозії; виділення сірководню; забруднення повітря, викликане пилоутворенням під час збагачення, переробки, транспортування і т. д. Крім того, проведення поверхневої розробки при відкритій експлуатації покладів, у тому числі при розробці на місці залягання, передбачає інтенсивне використання земель, а термальна переробка сланців породжує відходи, які потребують складування і захоронення. Рудорозробка, збагачення та супровідні процеси збереження відходів вимагають відчуження земель від традиційного використання в сільському господарстві. Залежно від вибраних методів вилучення нафти із сланців матеріали відходів можуть містити сульфати, важкі метали, поліциклічні ароматичні вуглеводні, деякі з них є токсичними та канцерогенними.

Розробка нафтоносних сланців на місці їх залягання може зменшити зазначені вище ризики, але може підвищити вплив інших факторів, викликаючи, наприклад, забруднення підземних вод.

За сучасними технологіями при гідророзриві в сланець закачується велика кількість води і хімреагентів, включаючи високотоксичний бензол. Це створює ризик потрапляння різних хімічних сполук, в тому числі токсичних і канцерогенних, у ґрунтові води. Більшість нафтогазових розробників сланцевих родовищ не розкривають складу хімічних компонентів, що використовуються, посилаючись на комерційну таємницю. Однак ці заяви суперечать численним нормативним актам, прийнятим урядами різних штатів у США, а також країн у цілому світі для забезпечення достатнього рівня екологічної безпеки територій, що передбачають оприлюднення імовірних ризиків, інформованість про них населення. Нижче наведена відкрита інформація про характер сполук, що використовуються в технологіях гідророзриву пласта і в інших побутових і технічних сферах, проте склад більш небезпечних сполук залишається невідомим (табл. 16).

Таблиця 16. Додатки до рідин, що використовуються для гідророзриву пласта: основні компоненти та їх побутове використання [227]

Тип добавки	Основні компоненти	Функції	Побутове використання основного компоненту
Розчинена кислота 15 %	Соляна кислота	Допомагає розчинити мінерали і почати утворення тріщин в породі	Очищувач басейнів
Біоциди	Глутаральальдегід	Знищує бактерії в воді, які можуть призвести до корозії	Дезинфікує, стерилізує медичне і стоматологічне устаткування
Розріджувач	Персульфат амонію	Відкладений розпад ланцюжків гель-полімерів	Відбілюючий реагент в детергентах і засобах догляду за волоссям, виробництво побутових пластмас
Інгібітор корозії	N, n-диметилформамід	Запобігає корозії труби	Використовується в медичних препаратах, акрилових волокнах і пластмасах
Зшивач	Солі борної кислоти	Підтримує в'язкість рідини при зростанні тиску	Використовується в детергентах для прання, мила для рук і косметичі
Знижувач тертя	Поліакриламід	Зменшує тертя між рідиною і трубою	Очистка води, кондиціонер ґрунту
	Мінеральна олія		Рідини для зняття макіяжу, проносне, цукерки
Гель	Гуарова смола або гідроксиетилцелюлоза	Згущує воду для утримання піску	Згущувач, що використовується для виробництва косметики, випічки, морозива, зубної пасти, соусів і заправок для салатів
Регулятор заліза	Лимонна кислота	Запобігає випадінню оксидів металів	Харчова добавка, продукти і напої, лимонний сік містить 7 % лимонної кислоти
Хлорид калію	Хлорид калію	Створює рідину-носії для соляного розчину	Замінник столової солі з пониженим вмістом натрію
Поглинач кисню	Бісульфіт амонію	Виводить із води кисень для захисту труби від корозії	Косметика, приготування харчових продуктів і напоїв, очистка води
Агент, що регулює рН	Карбонат натрію/калію	Підтримує ефективність інших компонентів (зшивач)	Господарська сода, детергенти, мило, пом'якшувач води, скло і кераміка
Пропант	Кварцові/кременисті піски	Підтримує тріщини у відкритому стані для виходу газу	Фільтрація питної води, пісок в нафтоносних пластах, бетон, цементний розчин
Інгібітор відкладень	Етиленгліколь	Запобігає утворенню твердих осадів на трубах	Автомобільний антифриз, господарські очищувачі, антилід, герметик
ПАР	Ізопропанол	Використовується для збільшення в'язкості рідини	Склоочищувач, антиперспірант, фарба для волосся

4.4. ПЕРСПЕКТИВНІ ФОРМАЦІЇ СВІТУ

4.4.1. Формація Баккен у США

Формація Баккен (Bakken Shale) складає сланцевий басейн Уїллістоун (Willistone Basine) загальною площею 65 тис. км² в штатах Монтана, Північна Дакота (США) і Саскачеван (Канада) (рис. 50). Формація утворена ритмічно побудованими товщами сланців і пісковиків пізнього девону-раннього карбону, серед яких на глибині близько 3 км виділяється горизонт нафтоносних сланців товщиною 40 м. Загальні ресурси нафти оцінюються в 3,65 млрд барелів (за деякими оцінками – до 11 млрд барелів) [187], видобуток нафти (як і сланцевого газу) здійснюється з використанням технології горизонтального буріння і гідророзриву і у 2008 р. сягав понад 300 тис. барелів на добу з перспективою збільшення до 700 тис. барелів на добу.

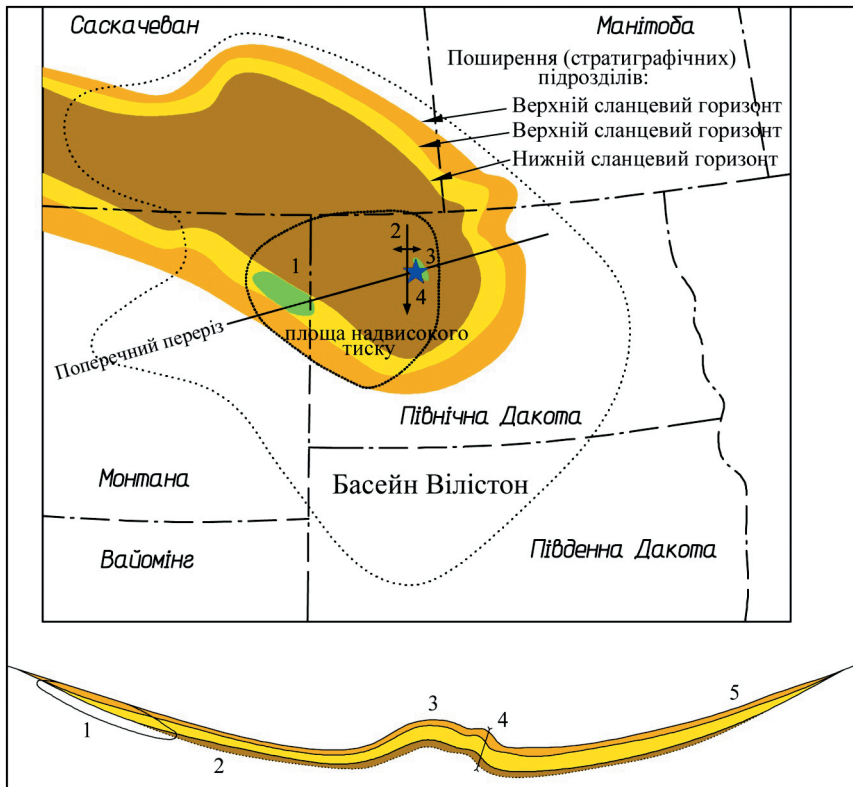


Рис. 50. Схема розміщення формації Баккен в басейні Уїллістоун [422]

Сьогодні це єдине у світі родовище подібного типу, але пошуки таких об'єктів вже почалися в інших регіонах (зокрема, на сланцевих полях родовища Найобрара (Niobrara) на границі штатів Дакота і Небраска в США). Очікуєть-

ся, що в найближчі роки відбудеться значне збільшення видобутку нафти з нетрадиційних джерел, як це вже відбулося з видобутком газу. Річ у тім, що за поточних цін на нафту, які наближаються до \$100 за барель, собівартість видобутку сланцевої нафти, яка становить за різними оцінками від \$15 до \$50 за барель, забезпечує рентабельність розробки її покладів. Експерти стверджують, що запаси сланцевої нафти в США у п'ять разів перевищують запаси нафти Саудівської Аравії (35 млрд т).

У формації Баккен нафта виявлена ще в 1953 р. на ділянці Антілопа (Antelope), але її видобуток на той час був економічно не вигідним. Незначний за об'ємом видобуток нафти здійснювався в 50–60-ті рр. вертикальною свердловиною, яка розкрила систему природної тріщинуватості в ущільнених слабопроникних і низькопористих сланцях нижньої товщі Баккен [187, 261]. На початку 1960-х років для стимуляції видобутку нафти тут вперше було застосовано гідравлічне стимулювання тріщинуватості, що збільшило видобуток нафти до 60 тис. барелів у 1964 р. У 1987 р. в нижніх сланцях формації Баккен вперше була пробурена горизонтальна свердловина довжиною 800 м, але це не призвело до збільшення видобутку нафти. Нарешті, у 2000 р перша горизонтальна свердловина була пробурена в середній частині формації товщиною 25 м, яка складена пісковиками, розміщеними між збагаченими органічною речовиною верхніми і нижніми сланцями. Це призвело до різкого збільшення видобутку нафти, яке на ділянці Елм-Кулі (Elm Coulee) досягло 200–500 млн барелів. У 2006 р. було оконтурене нафтове поле ділянки Паршейл (Parshall) і сумарний видобуток сланцевої нафти сягнув 1 млрд барелів за рік. Це було початком сланцевонафтового буму.

Геологічна служба США оцінює запаси нафти у формації Баккен, що може бути вилучена за сучасною технологією, в 3,65 млрд барелів, ресурси розчиненого газу – в 51,8 млрд м³ і природного зрідженого газу – в 148 млн барелів [184]. Штат Північна Дакота оцінив ресурси нафти на своїй території в 2,1 млрд барелів (330 млн м³). Загальні ресурси нафти (у тому числі такі, які неможливо вилучити за допомогою сучасних технологій), сягають 18–24 млрд барелів з 2008 р. здійснюється видобуток нафти, який наприкінці 2010 р. сягнув 458 тис. бар./день.

Формація Баккен, вперше описана Дж.В. Нордкістом в 1953 р., має вік від пізнього девону до раннього карбону. Вона розповсюджена в басейні Уїллістоун в штатах Монтана, Північна Дакота і Саскачеван, перекрита молодими відкладами, відслонення відсутні.

Формацію Баккен-Шелл підстеляють вапняки Медісон групи Три-Форк (Three Forks Underlies Group). Перекриває формація Вабамун, Біг-Валлі, Торквей (Wabamun, Big Valley, Torquay). Площа розповсюдження 518 тис. км², товщина 30–50 м. Головні породи – сланці, пісковики, глини, доломіти. Глибина залягання формації 1000–3000 м.

Формація має тричленну будову і складена нижньою і верхньою товщами сланців і середньою – пісковиків. Сланці утворилися у відносно глибоководних аноксидних морських умовах, а піски відклалися в умовах мілководного мор-

ського басейну в оксидних умовах. Основним резервуаром нафти є пісковики, верхня і нижня товщі складені збагаченими органікою морськими сланцями [422] брахіопод, що збагачені піритом (0,5–2 м). Формація представлена (знизу):

1. Перешарування темно-сірих сланців і алевритистих пісковиків на кальцитовому цементі, із залишками кріноїдей і брахіопод; у верхній частині виділяється зона пористості, обумовлена слідами діяльності організмів (фукоїди) (0–10 м).
2. Тонкозернисті пісковики на кальцитовому цементі, масивні, косошаруваті до тонкошаруватих; фаціально заміщуються глинистими алевролітами до дуже тонкозернистих пісковиків (0–2 м) тонкошаруватих, розвинена хвиляста шаруватість з ознаками конволювної складчастості (0–4,5 м). Літофації 2 і 3 по простяганню змінюються літофаціями центральнобасейнового типу, представленими глинистими алевролітами до тонкозернистих пісковиків і темно-сірими сланцями товщиною 0–5 м.
3. Перешарування тонкошаруватих темно-сірих сланців, глинистих алевролітів і тонкозернистих пісковиків, інколи на доломитовому цементі; інколи спостерігаються сліди діяльності організмів (2–3 м).
4. Світло-сірі глинисті масивні алевроліти (0,6–2 м).

Пористість порід формації Баккен 1–10 %, у середньому 5 %, проникність низька (в середньому 0,04 мілідарсі, що набагато менше ніж у типових нафтових резервуарів). Наявність вертикальних систем природних тріщин сприяє використанню технології горизонтального буріння. Примусове утворення тріщин змушує нафту рухатись до свердловини, що збільшує продуктивність останньої.

Нижні і верхні сланці збагачені органічною речовиною і вважаються джерелом вуглеводнів, сконцентрованих у формації Баккен (інакше кажучи – нафтоматеринськими породами). Виділяється 5 перспективних ділянок, які збігаються з нафтогенерувальними вікнами: Ельм-Кулі–Біллінгз-Ноуз (Elm Coulee-Billings Nose), Централ-Безін – Поплар-Дом (Central Basin-Poplar Dome), Нессон – Літл-Найф (Nesson-Little Knife), Істерн-Експульшн-Трехолд (Eastern Expulsion Threshold), Нортвест-Експульшн-Трехолд (Northwest Expulsion Threshold).

У 2008 р. видобуток нафти у штаті Північна Дакота склав 62 776 123 барелів, що на 39 % більше порівняно з 45 121 983 барелями, видобутими у 2007 р. Збільшення на 17 млн барелів зумовлено зростанням об'єму буріння і використанням горизонтального буріння при розробці формації Баккен, що стимулювалося зростанням цін на нафту. В 2008 р. з 881 свердловини, пробуреної у формації Баккен, вилучено 27 233 329 барелів, що на 269 % більше видобутку 2007 р. (7 382 025 барелів, видобутих з 457 свердловин). В 2010 р. видобуток нафти з формації Баккен сягнув 113 млн барелів [187].

Однією з найбільших ділянок, де здійснюється видобуток нафти з формації Баккен, вважається нафтове поле Ельм-Кулі (Elm Coulee) в штаті Монтана. Тут, починаючи з 2000 р., видобуто 270 млн барелів нафти, а в 2007 р. продукція сягнула 53 тис. барелів на день (8,4 тис. м³). Значний видобуток здійснюється на ділянці Паршейл (Parshall) у Північній Дакоті і Саніш (Sanish Fields), де

загальна довжина горизонтальних свердловин, пробурених у 2008 р., сягнула 780 км. Коефіцієнт вилучення за різними оцінками становить від 1 до 50 %.

За оцінкою Геологічної служби США, кількість нафти, яку технічно можна вилучити з формації Баккен становить від 3 до 4,3 млрд барелів (680 млн м³), а за дослідженнями геологічної служби штату, з 167 млрд барелів (2,66×10¹⁰ м³) геологічних ресурсів можна вилучити 2,1 млрд барелів (330 млн м³).

Щорічно зростає кількість компаній, які вкладають кошти в освоєння сланцевої нафти: Concho Resources Inc., Abraxas Petroleum Corporation, EOG Resources Inc., Continental Resources Inc., Whiting Oil & Gas Inc., Marathon Oil Corporation MRO, Brigham Exploration BEXP, Hess Corporation, Samson Oil and Gas Ltd. У 2008 р. найбільше видобули нафти з формації Баккен такі компанії:

- Burlington Resources (BR) – 12 106 151 барелів з 163 свердловин на ділянках Антикліналь Седар-Крик (Cedar Creek Anticline), Боумен (Bowman County), Баккен-Плей (Bakken Play), де було видобуто понад 1 млн барелів нафти з 33 свердловин;
- EOG Resources (EOG) – 8 613 534 барелів на ділянках Паршал (Parshall Field) і Монтрейл (Mountrail County);
- Continental Resources (CR) – 6 505 653 барелів на ділянках Ред-Рівер (Red River) і Три-Фокс (Three Forks);
- Hess Corp. (Hess) – 5 490 629 барелів, з яких 2 428 465 барелів (44 %) з формації Баккен з ділянок Монтрейл (Mountrail), Маклін (McLean), Бурк (Burke) і Ярд (Ward), інші – з ділянок Медісон (Madison), Дупероу (Duperow), Хет (Heath), Ред-Рівер (Red River), Саніш (Sanish), Спірфіш/Чарльз (Spearfish/Charles), Стоунуолл (Stonewall), Дідвуд (Deadwood), Вільямс (Williams), Маккензі (McKenzie);
- Whiting Oil & Gas (WOG) – 3 895 134 барелів, з яких 2 072 973 барелів (53 %) отримано з формації Баккен, інші – з формації Саніш (Sanish Field) на ділянці Монтрейл (Mountrail).

Крім Північної Дакоти, поклади сланцевої нафти виявлені в США на південному заході штату Альберта і північному заході штату Монтана, де виділяється три перспективних об'єкти: Біг-Валлі/Стеттер (Big Valley/Stetter) карбонати; Середній Баккен/Ексшоу (Middle Bakken/Exshaw) доломітові алевроліти; Безал-Банфф (Basal Banff) карбонати [501]. За результатами буріння, тут оконтурена перспективна площа, витягнута в північно-північно-західному напрямку на 280 км, шириною 80 км (рис. 51). До неї приурочена серія грабенів того ж напрямку, обмежених системами скидів, у яких і розвинуті перспективні формації.

4.4.2. Баженівська світа Західного Сибіру

У Росії вірогідним джерелом сланцевої нафти може бути верхньоюрська баженівська світа, розвинена на площі понад 1 млн км² у центральній частині Західносибірського басейну на глибині 2500–3000 м. Світа вперше виділена

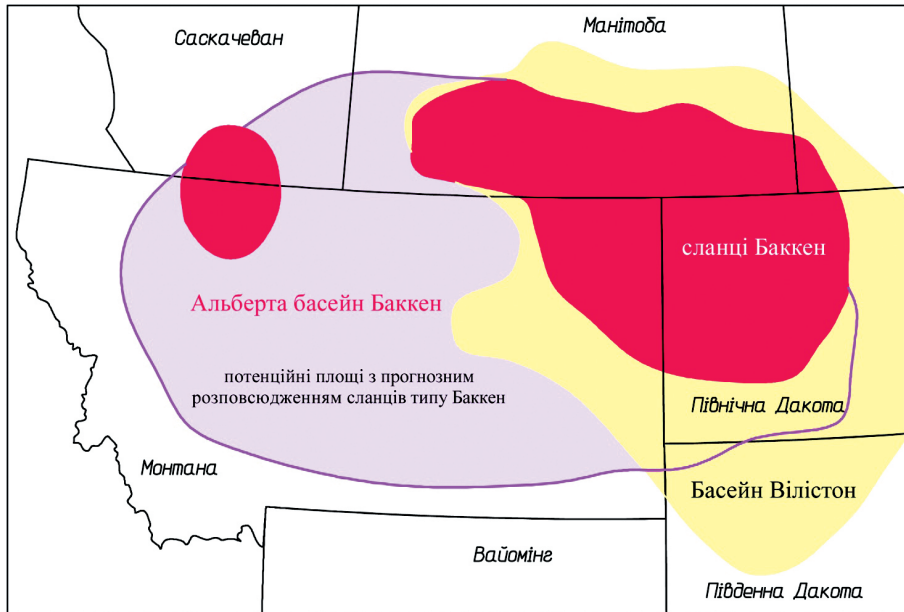


Рис. 51. Схема розташування перспективних формацій у штаті Альберта [501]

О.Г. Гурарі в 1959 р. як бітуміозна пачка у складі мар'янівської світи. Товщина світи змінюється від 10 м в крайових частинах до 60 м в центральних частинах басейну. Вона складена аргілітами, кременисто-глинистими породами, силіцитами, різною мірою насичених вуглеводнями, які чергуються з тонкими прошарками і лінзами карбонатних утворень (вапняки, доломіти, сидерити) [351, 372, 379].

Баженівська світа утворилася в результаті функціонування двох седиментаційних систем: повільного фонового, переважно біогенного осадо накопичення, якому відповідають глинисто-кременисті породи і силіцити, а також швидкої седиментації матеріалу аргілітів з турбідидних потоків у їх дистальних фаціях. У формуванні кременисто-вуглецевих порід баженівської світи значну роль відігравали кори вивітрювання Уралу, що синхронно розвивалися [372].

На відміну від традиційних родовищ, нафта тут приурочена до мікросхаруватих листкуватих аргілітів з високим вмістом органічної речовини. Система порожнин, які і вміщують нафту орієнтована відповідно до шаруватості. Це дуже тонкі, менше 1 мм, паралельні горизонтальні тріщинки між такими ж тонкими лусками глин, гідродинамічно зв'язані порожнини. Вони сформовані, як вважається, за рахунок автофлюїдорозриву порід за шаруватістю під впливом процесів перетворення органічної речовини з твердого стану в рідкий під час термічної переробки порід [349, 367, 373]. Головна роль в цьому процесі, на думку деяких вчених [125, 129], належить органічній речовині, яка знаходиться у вигляді прошарків і лінзоподібних скупчень, що призводить до утворення паралельно-шаруватих, петельчастих, лінзоподібно-шаруватих текстур. В про-

цесі катагенезу при досягненні температур головної фази нафтоутворення (понад 90 °С) завдяки наявності таких текстур починається інтенсивний розвиток тріщинуватості за рахунок різкого збільшення об'єму внаслідок інтенсивного новоутворення флюїдів. Тоді й відбувається так званий автофлюїдорозрив – розрив суцільності породи, викликаний інтенсивним флюїдоутворенням. При цьому формується аномально високий пластовий тиск.

Аргіліти баженівської світи характеризуються високою проникністю (за рахунок високої тріщинуватості), підвищеним вмістом ОР, хлороформового бітуму, кременистості, високими значеннями природної радіоактивності, питомого електричного опору, пористості та зниженою щільністю. Висока пористість обумовлена наявністю мікропор і літогенетичних тріщин, орієнтованих паралельно шаруватості, а підвищена радіоактивність обумовлена високим вмістом урану, який на порядок перевищує вміст у підстеляючих і перекриваючих відкладах.

Вперше промислові припливи нафти з баженівської світи отримані в свердловині 15-р Салимського родовища в 1967 р., які склали 5 м³/добу нафти і 1000–1200 м³/добу газу. Промислова розробка покладів почалася на тому ж родовищі у 1974 р., але на початок 2006 р. (понад 30 років розробки) з цих покладів було видобуто лише 2,1 млн т нафти, із 72 пробурених свердловин 11 виявилися «сухими», 25 виведено з промислової розробки з накопиченим видобутком менше 1 тис. т, і тільки в 11 свердловинах сумарний видобуток був вищим за 30 тис. т. За час розробки було встановлено, що фільтраційно-ємністі властивості колектора повністю залежать від аномально високого пластового тиску (АВПТ), що унеможливує механізований видобуток, оскільки при зниженні АВПТ шари змикаються і фільтрація практично припиняється. Крім Салимського дослідно-промислова розробка проводилася на Єм-Єговському, Правдинському, Маслихівському, Галянівському, Середньо-Назимівському родовищах, але без промислових результатів, незважаючи на значні ресурси нафти, зосередженої в баженівській світі, які, як передбачають, перевищують традиційні ресурси Західного Сибіру [349].

Вирішальними обставинами формування колекторських властивостей аргілітів баженівської світи вважається підвищений вміст органічної речовини (ОР), висока пластова температура і аномально високий пластовий тиск [117]. В результаті лабораторних досліджень було встановлено, що при різкій зміні тиску, збільшувалися значення проникності зразків [129]. На тріщинуватість колекторів значний вплив має наявність зон розломів [168].

Наразі баженівська світа, де вміст $C_{\text{орг}}$ становить 5–12 %, розглядається як материнська товща для основної маси вуглеводневої сировини Західного Сибіру [372].

5. МЕТАН ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

5.1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

Вилучення метану газовугільних родовищ ґрунтується на тому, що промислові припливи газу з вугільних пластів можна отримати за умови його знаходження у пласті і швидкого відбору води, яка знаходиться в тріщинах кліважу, щоб понизити тиск води та звільнити газ. Метан виділяється з вугільного пласта після того, як пластовий тиск зменшується за рахунок відбору води нижче критичного тиску десорбції. Одна з ключових проблем видобутку вугільного метану – встановлення критичного тиску десорбції для конкретної марки вугілля та умов залягання вугільного пласта.

Метан вугільних пластів (МВП) є зв'язаним, точніше, сорбованим газом. Газонасиченість вугільного пласта – результат абсорбції, тобто об'ємного злиття двох речовин, що перебувають у різних агрегатних станах, в нашому випадку – газу і вугілля. Оскільки відбувається поглинання газу не рідиною, а твердим тілом, то замість терміна «абсорбція» часто використовують термін «оклюзія». Фізична причина абсорбції полягає у взаємному притяганні молекул газу і вугілля, тобто тіла, що абсорбується (газу), і тіла, що абсорбує (вугілля). Тому об'єм сорбованого газу визначається не об'ємом порового та тріщинного простору у вугіллі (хоч воно також вміщує певні, але далеко не основні, обсяги газу), а силою міжмолекулярних зв'язків між молекулами газу та вугілля. Внаслідок цього поняття пористості і проникності при оцінці метаноємності вугільного пласта для сорбованого МВП втрачають зміст.

Існує величезна проблема освоєння метану вугільних родовищ [3, 10, 11, 33–35, 66, 70, 72, 104, 151, 172]. Вугленосні відклади тією чи іншою мірою збагачені метаном, який виникає як в результаті біохімічних і фізичних процесів під час перетворення рослинної органічної речовини на вугілля, так і надходження у вуглепородний масив у складі глибинних флюїдів внаслідок міграційних процесів.

Значущість утилізації метану визначається, з одного боку, його цінністю як енергетичної сировини, ефективного та екологічно чистого палива, з іншого, – небезпечністю присутності в атмосфері вугільних шахт, з причини, по-перше, утворення з повітрям вибухонебезпечної суміш, що вимагає великих витрат на вентиляцію шахт, а по-друге, прояву раптових вибухово-викидних явищ, 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 й інтенсивніші бувають викиди. Дегазація вугільних пластів і вмісних порід

знижує імовірність раптових викидів вугілля та газів. Раптовим викидам сприяє порушеність суцільності вугільних пластів.

Дуже шкідливими також є викиди метану в атмосферу, що супроводжують видобуток вугілля, вони посилюють негативний вплив на озоновий шар, руйнуючи його.

Отже, видобуток метану вугільних пластів може сприяти вирішенню не лише енергетичних, але й екологічних питань. Саме тому, розпочинаючи з 80-х років минулого століття, перед промислово розвиненими країнами дуже гостро постало питання супутнього видобутку метану під час розробки вугільних родовищ. Деякі країни (США, Китай, Росія, Німеччина, Австралія, Канада, Франція, Польща) вже мають певні здобутки у вирішенні цієї проблеми. В Україні, яка за ресурсами метану вуглепородних масивів посідає одне з чільних місць у світі (після США, Росії, Китаю тощо), наявні усі складові для успішного розвитку метановидобувної промисловості на базі вуглевидобувних підприємств, однак їхня реалізація проходить недостатньо.

Метан вугільних пластів можна вилучати як самостійну корисну копалину, так і супутній продукт, який отримують внаслідок дегазації шахт під час видобутку вугілля. Так, до прикладу, при дегазації шахт у Росії вилучається до 30 % загального об'єму метану. Тут, для видобутку метану з вугільних пластів бурять неглибокі свердловини (близько 100 м). Для підвищення газовіддачі застосовують технологію гідророзриву пласта.

Для вилучення метану можна використовувати вугілля не всіх марок. Зокрема, родовища довгополуменевого вугілля бідні на метан. Антрацити багаті на метан, але його неможливо вилучати завдяки високій щільності і низькій проникності покладів такого вугілля. Найперспективнішими щодо видобутку метану є марки вугілля, проміжні між бурим і антрацитом [381]. В газовугільних родовищах метан є сорбований вугіллям або затиснений у найдрібніших тріщинах (подібно до сланцю). Для вилучення МВП потрібна спеціальна технологія: гідророзрив вугільного масиву і відкачування пластових вод. Існує два різних способи видобутку вугільного метану: шахтний (на полях діючих шахт) і свердловинний. Метан збирається і подається на поверхню через спеціально пробурені свердловини глибиною від 150 до 1000 м. Середній період від зневоднення пласта до виходу на максимальний видобуток метану триває один–два роки.

Історія вилучення метану з вугленосних товщ розпочалася з моменту усвідомлення небезпеки його присутності у підземних гірничих виробках при видобуванні кам'яного вугілля. Із збільшенням глибини розробки вугільних родовищ зростає метаноносність шахтних виробок, що вимагає його постійного вилучення для безпечного проведення гірничих робіт. З часом з'явилася ідея використання вилученого метану для практичних потреб. Тоді ж розпочалися і експериментальні розробки, спрямовані на вилучення метану до початку розробки вугільних пластів, виявлення можливостей дегазації блоків вугленосних товщ. Ще у 1934–1935 рр. в Англії, а у 1939 р. в Німеччині проводили досліди з його вилучення не лише під час розробки вугільних пластів, але й з непорушених товщ, а їхні результати надалі впроваджували на шахтах Англії, Німеччини, Бельгії, Голландії, США тощо. Використання одержаного метану давало значні

прибутки. До прикладу, вилучений на шахті «Вікторія» (Рурський басейн) в 1952 р. об'єм метану (20 млн м³) був достатнім для забезпечення газом міста з населенням понад 150 тис. осіб.

Попередником видобутку ПСГ у США було відпрацювання технології видобутку альтернативного вугільного метану. Там створено галузь промисловості із видобутку МВП, де працює близько 200 фірм. У США розроблено і впроваджено технологію вилучення з вугільних пластів до 80 % метану, що міститься в них. Такий ступінь вилучення досягається пневмо- і гідродинамічною (за допомогою води, пульпи або спеціальних розчинів) дією на пласти, що стимулює підвищену газовіддачу вугілля.

За останні 10 років видобуток вугільного метану із спеціальних свердловин у США досягнув 60 млрд м³ на рік. США є лідером у світі за видобутком МВП. В 2005 р. його видобували 50 млрд м³/р., що відповідає 8 % від видобутку традиційного газу в США. Провідним видобувним регіоном є басейн Сан-Хуан (60 % вугільного метану в країні). Кількість свердловин для дегазації вугільних пластів у басейні перевищує 20 тис.

В Австралії видобуток МВП ведуть горизонтальними свердловинами, пробуреними у пласті на відстань до 1500 м; газ надходить на очисну фабрику, де його відповідно до технічних вимог зневоднюють, фільтрують, стискають, після чого він газопроводом високого тиску надходить у населені пункти.

У Китаї видобуток метану з вугільних пластів із 2005 р. по 2010 р. зріс майже в 100 разів (до 10 млрд м³).

Ресурси метану у вугільних пластах в Росії становлять за різними джерелами 100–120 млрд м³ можливих видобувних запасів на рік. Газоносність виробок близько 30–40 м³ метану на тонну вугілля, що видобувають. Більше 1 млрд м³/рік метану в Росії викидається в повітря [401].

Російський інститут «Промгаз» (сьогодні дочірнє підприємство Газпрому) перший у світі провів гідророзрив вугільного пласта. Це відбулося у 1954 р. в рамках робіт з підземної газифікації вугілля в Донбасі. США, Австралія, Китай надали значні податкові пільги компаніям, що займаються вилученням газу з вугільних пластів. Ресурсна база метану вугільних пластів у Росії за різними оцінками коливається між 49 і 78 трлн м³, що порівнюване із ресурсами природного газу [388].

Газпром оголосив, що запустив перший проект для вилучення метану з вугілля в Сибіру. Запаси метану, що міститься у Кузнецькому вугільному басейні, оцінюють в 13 000 млрд м³ [455]. В Росії в 2010 р. на Талдинському вугільному родовищі розпочав працювати перший завод з видобутку метану з вугільних пластів Кузнецького басейну. Проектом передбачено організувати промисловий видобуток в Кузнецькому басейні в об'ємі 1,5 трлн м³ вугільного метану. Промисловий видобуток метану вугільних пластів здійснюється також в Австралії, Канаді, Колумбії [384].

Вважається, що до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 100–150 млрд м³/рік, а в перспективі промисловий видобуток шахтного метану в світі може досягнути 470–600 млрд м³/рік, що складе 15–20 % світового видобутку природного газу.

Світові запаси метану вугільних пластів перевищують запаси природного газу і оцінюються в 260 трлн м³. Найзначніші ресурси зосереджені в Китаї, Росії, США, Австралії, ПАР, Індії, Польщі, Німеччині, Великій Британії, Україні.

Зараз у Польщі, Німеччині, Франції, США, Індії та інших країнах використовують вилучений метан із вугленосних товщ в обсягах, які можна порівняти з об'ємами природного газу, видобутого з традиційних газових родовищ, що забезпечує значний економічний ефект, дозволяє диверсифікувати джерела постачання енергоносіїв.

5.2. ПОХОДЖЕННЯ МЕТАНУ ВУГЛЕНОСНИХ ТОВЩ

Метан значно поширений у природі, його основні обсяги в земній корі приурочені до осадових порід. У космосі та на Землі метан знаходиться у розсіяному стані в породах, практично повсюдно трапляється у 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 надходить у пластові води, а виділившись із води, метан утворює поклади вільного газу [112].

Розрізняють гази *відкритих* пор (які легко видобувати) і *закритих* пор (які вилучати 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 у породах зростає з глибиною і від окраїн нафтогазоносних провінцій до їхніх внутрішніх частин. Вміст метану та його гомологів збільшується від пісковиків до глин і аргілітів, зростає із збільшенням концентрації органічної речовини.

Розсіяні – це гази, сорбовані органічною речовиною та породою. Очевидно, що органічна речовина буде відзначатися вищою 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 частка 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 на торф і вугілля, метаморфізму вугілля та його звітрявання, тобто протягом всього часу існування родовищ вугілля.

Метан – основний газ у вугільних родовищах, його концентрація змінюється від 60 до 98 %. Кількісні співвідношення метану й його гомологів у родовищах вугілля залежать від ступеня метаморфізму та петрографічного складу вугілля. Максимальні концентрації газоподібних (C₂–C₄) і пароподібних (C₅–C₆) гомо-

логів метану властиві газам мезокатагенезу ($МК_1$ – $МК_4$). Вуглеводнева частина газів протокатагенезу ($ПК_1$) складається переважно з одного метану. Загалом, вміст важких вуглеводнів у вугільних газах зазвичай невисокий і в окремих пробах сягає 13–15 %.

Іншим важливим компонентом вугільних газів є азот, вміст якого на невеликих глибинах досягає 80 %. Тут він має переважно атмосферне походження, хоча може утворюватися 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 пластах, за складом є переважно метанові з невеликою кількістю етану, пропану, азоту та діоксиду вуглецю. Важкі вуглеводні містяться в основному у вугіллі середньої стадії метаморфізму. У високометаморфізованих антрацитах переважають азот та діоксид вуглецю, а роль метану незначна. Як мікродомішки у газах вугільних пластів містяться бутан, пентан, гексан, гептан, водень, сірководень, гелій, аргон, неон, криптон, ксенон.

Деякі дослідники (І.П. Жабрєв, В.І. Єрмаков та ін.) розглядають вугленосні товщі як можливе джерело утворення газових покладів. Очевидно, в результаті вертикальної міграції метану з вугленосних відкладів утворилися поклади в Верхньосілезькому басейні у Польщі. Такий самий генезис, імовірно, мають газові поклади, виявлені за Північнодонецьким насувом північніше Луганського геолого-промислового району Донбасу.

Особливо показовим прикладом в цьому плані є газові поклади нижньо-пермських відкладів на північному заході Європи. Тут середньокам'яновугільна вугленосна товща потужністю до 2500 м занурена на глибини 4–6 тис. м. Вище залягають червоноколірні нижньопермські відклади (колектори газу), а покрівлю є верхньопермські евапорити. До нижньопермських відкладів приурочені найбільші родовища газу Європи з розвіданими запасами газу понад 5 трлн м³. У зоні поширення середньокам'яновугільної вугленосної товщі газові поклади – метанові (Німеччина, Нідерланди, акваторія Північного моря). З віддаленням від вугленосної фації у складі газів починає переважати азот, аж до утворення суто азотних скупчень. Збагачення азотом характерне і для підземних вод.

Із 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 гірничих виробках, статистичного опрацювання матеріалів газового каротажу й даних пластовипробувачів, використовуючи об'ємний метод і враховуючи зміни колекторських властивостей, можна стверджувати, що у породах, які вміщують вугілля у 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 м³ метану [10]. Загалом, за даними випробування на метан при геологорозвідувальних роботах загальні ресурси метану тут становлять 22,2 трлн м³, а промислові – 11,6 трлн м³, в т. ч. придатних для вилучення – 3,0–3,7 трлн м³. Ці цифри відповідають й оновленій Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.

Газова зональність у Донбасі сформувалася у два етапи: на першому етапі утворилася первинна вертикальна газова зональність. Вона остаточно сформувалася у верхньому палеозої до початку інверсії вертикальних рухів у результаті інтенсивного процесу газогенерації, разом із потужним нагромадженням осадів. При цьому в товщах геологічного розрізу сформувалися три основні газові зони:

- переважно сорбованих газів;
- переважно вільних газів, пов'язаних з розсіяною органічною речовиною;
- метаморфічної дегенерації.

Другий етап утворення метану у вугленосній товщі Донбасу відбувався під час геологічного розвитку прогину, який розпочинався 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 осадівій товщі та глибокому руйнуванню первинної газової зональності. В результаті цього утворилися вертикальні та площинні газові зони.

На більшій частині Донбасу під час інверсії амплітуди висхідних рухів коливалися від 4 до 11 км. При цьому вугленосні відклади, які залягали до кінця нагромадження осадів у всіх трьох зонах первинної вертикальної газової зональності, опинилися на поверхні. У верхній частині розрізу сформувалася зона газового звітрювання. Треба зауважити, що певна 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 сієнітових масивах (до прикладу, у Хібінському), присутність великої кількості метану у вулканічних еманациях, гідротермальних системах тощо.

Ці та інші дані дають підстави для висновку деяких дослідників про ендегенне походження принаймні деякої частини супутніх газів вугільних товщ [92]. 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 вуглецю (¹³C) у напрямі до розломних зон, які слугують зонами їхньої інтенсивної циркуляції.

Отже, походження метану вугільних пластів до кінця ще не з'ясовано. Вважається, що джерелами постачання МВП можуть бути як зовнішні джерела – нижчезалеглі газогенерувальні пласти, зруйновані поклади вуглеводнів (ВВ) та метан з мантиї, так і внутрішні – органічна речовина самого вугільного пласта, що перетворилася на газ у процесі вуглефікації.

Існує дві основні гіпотези походження метану вугільних пластів: сингенетична і глибинна.

Сингенетична гіпотеза. Згідно з нею метан у вугленосних відкладах утворюється з рослинної органічної речовини в процесі її метаморфізму при перетворенні цих рослинних залишків на вугілля. Після вуглефікації він зберігається під високим тиском у вугільних пластах та породах. Тут він знаходиться у сорбованому (абсорбованому, хемосорбованому та адсорбованому), водорозчинному і вільному станах [163]. Частка сорбованого метану у вугіллі та вуглистих породах становить 85–92 % для вугілля всього ряду метаморфізму. Газоносність вугілля змінюється від 5–10 до 35–45 м³ на тонну сухої безпопільної маси (с. б. м.). Виділення метану в процесі перетворення вугілля залежно від стадії вуглефікації наведено в табл. 17.

Таблиця 17. Залежність виділення метану від стадії вуглефікації [34]

Стадія вуглефікації	Вихід метану при утворенні 1 т вугілля, м ³
Буре землисте і матове (БІ–ІІ)	68
Буре блискуче (БІІІ)	100
Довгополуменеє (Д)	168
Газове (Г)	212
Жирне (Ж)	229
Коксове (К)	270
Піснувато-спікливе (ПС)	287
Пісне і напівантрацит (П+НА)	333
Антрацит (А)	419

Маса води і газу, що виділяються при перетворенні органічної речовини на вугілля, дорівнює половині маси цієї речовини, а кількість води і газу знаходяться приблизно в однакових пропорціях [34]. Встановлено, що гази вугільних і газонафтових родовищ Донбасу та його окраїн мають ідентичний або близький компонентний та ізотопний склад, тому, вважається, що мають єдину природу утворення [33]. Вважається, що джерелом в обох випадках є вуглиста (органічна) речовина, в процесі перетворення якої під дією високих тисків та температур й генеруються природні вуглеводневі гази, основними компонентами яких є метан (СН₄) та його гомологи – від С₂Н₆ до С₆Н₁₄ [34].

На основі ізотопних досліджень вуглецю метану та вуглецю вугілля у вуглепородному масиві, де відсутні розломні зони, робиться висновок про їхню сингенетичність і відсутність підтоку ВВ-газів з великих глибин. Вважається, що про це також свідчить як різке зниження метаноносності антрацитів груп ІІ-ІІА₂, так і факт різкої зміни вуглеводневого складу газу в антрацитах вказаних груп на вуглекислоазотний [34].

Глибинна гіпотеза генезису. В світлі гіпотези водневої дегазації Землі метан в сланцях і у вугільних пластах утворюється неперервно внаслідок реакції глибинного водню, що надходить з мантії, з вуглецевмісною органікою вугілля

та сланців. Крім того, метан глибинного походження може утворюватися й безпосередньо при ядерному синтезі (два атоми літію дають ізотопно-важкий $\delta^{13}\text{C}$, який вступає в реакцію з воднем, що призводить до утворення ізотопно-важкого метану).

Іншим джерелом надходження вуглеводнів у вугільні пласти може бути газ із більш глибокозалеглих в осадовій товщі покладів ВВ, які були зруйновані внаслідок високоамплітудної післяранньопермської тектонічної інверсії. На користь глибинної гіпотези походження метану вугільних пластів служать і отримані в останні роки докази можливості практично миттєвого формування газових і нафтових родовищ та навіть їхнього поповнення в процесі розробки. Так, багато дослідників вважає, що сучасне газове поле земної кори відносно молоде і утворилося протягом останнього часу, в будь-якому разі газу у відкладах, давніших від третинних, майже повністю вже розсіялися [33].

Виявлені закономірності розподілу компонентного та ізотопного складу газу в зонах тектонічних порушень на п'яти шахтах Донбасу підтверджують ідею глибинного генезису частини вуглеводнів, що виділяються у гірничі виробки [34]. Основним підтвердженням глибинної гіпотези походження метану є підвищений вміст у складі вугільних газів гелію, важких вуглеводнів та збагачення метану і діоксиду вуглецю ізотопом ^{13}C [97].

Глибинна гіпотеза генезису вугільного метану приваблива тим, що відкриває нові можливості побудови пошукових робочих гіпотез, оскільки в цьому варіанті присутній такий феномен, як міграція ВВ від джерела свого утворення до місця кінцевого нагромадження. Тому з'являється можливість вивчення шляхів міграції і, відповідно, зон промислового газонагромадження. Відомо, що вугільний пласт, навіть представлений однією і тією ж маркою вугілля, є неоднорідним з точки зору газонасичення. Насичені газом ті ділянки вугільного пласта, які перетиналися вертикальним міграційним потоком ВВ. Періодична зміна напружень сприяє періодичному відкриттю і закриттю зон деструкції в тілі фундаменту, що є основним механізмом пульсаційно-послідовної міграції вуглеводневих систем глибинного генезису. Саме глибинні розломи сприяли розвитку в осадовому чохлі численних структурних форм (пасток) над-, між- і прирозломного характеру, систем тріщин, якими відбувалася субвертикальна (вертикальна) міграція глибинних вуглеводневовмісних флюїдів [100]. Встановлення зон підвищеної (промислової) газонасиченості пласта є важливою пошуковою задачею, що дозволить оптимізувати розташування експлуатаційних свердловин на території поширення вугільного пласта. Метанонасиченість вугленосних товщ залежить від ступеня їхньої тріщинуватості та інтенсивності глибинних дегазаційних потоків, пов'язаних з глибинними тектонічними розломами, та їхнім взаємоперетином, що обов'язково необхідно враховувати під час планування пошуково-розвідувальних робіт і виявлення площ для економічно вигідного видобування метану.

5.3. ТЕХНОЛОГІЯ РОЗКРИТТЯ І ВИДОБУВАННЯ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Виклик припливів газу у свердловинах вимагає зниження пластового тиску шляхом відводу води з вугільного пласта. З цією метою застосовують технологію розкриття і видобування, запозичену з класичної методики свердловинної розробки нафти і газу.

У 80-х і 90-х роках минулого століття в основному застосовувалися дві технології розкриття покладів вугільного метану свердловинами з поверхні.

Найчастіше пластові горизонти розкривали в обсаджених свердловинах шляхом перфорації (рис. 52). Додатково, враховуючи низьку проникність, переважно проводиться гідророзрив для збільшення зони припливу (див. рис. 52, А). Другим способом розкриття є так зване кавернування вугілля в необсадженому інтервалі (див. рис. 52, Б).

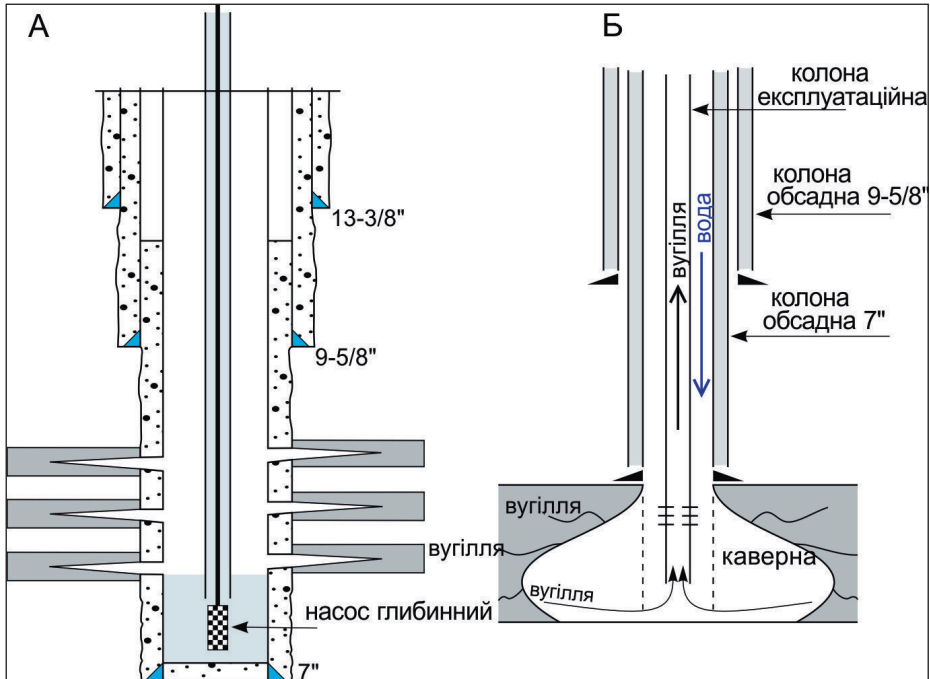


Рис. 52. Розкриття вугільного пласта для видобутку метану за допомогою вертикальних свердловин: А – гідророзрив; Б – кавітація [233]

При видобутку вугільного метану горизонтальною свердловиною використовується два методи: багатостовбурною свердловиною (рис. 53, А) та з перетином двох стовбурів (рис. 53, Б).

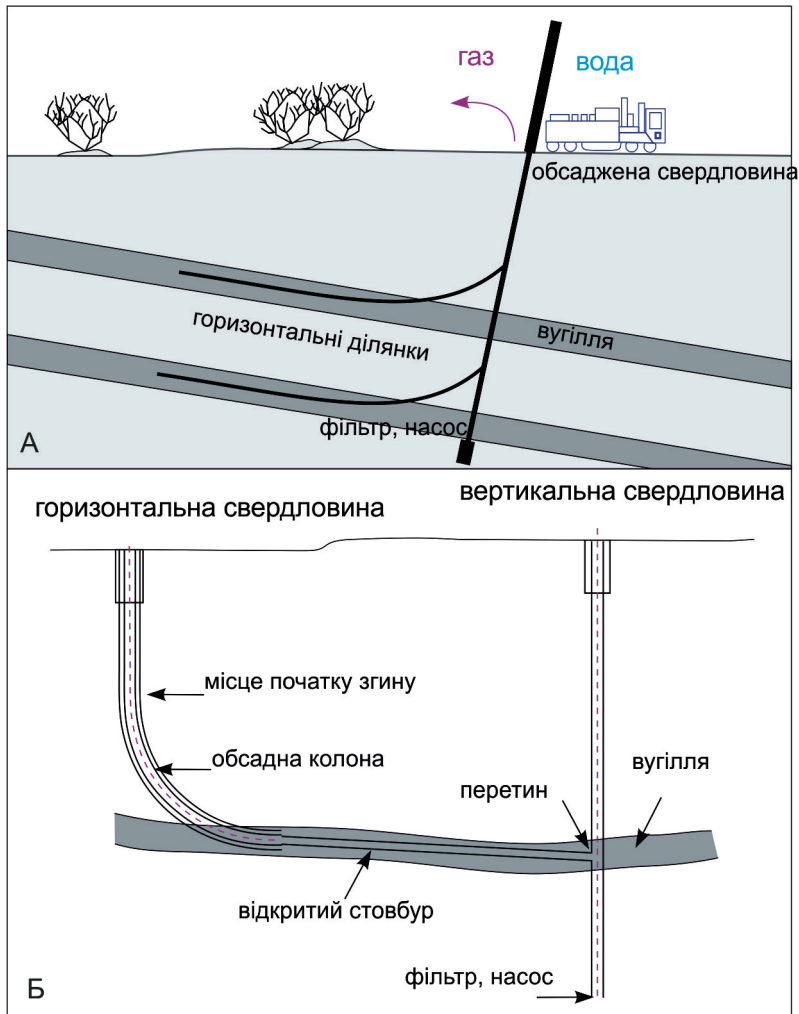


Рис. 53. Видобуток вугільного метану горизонтальною свердловиною:
 А – багатостовбурною; Б – з перетином двох стовбурів [233]

5.4. СВІТОВІ РЕСУРСИ МЕТАНУ ГАЗОВУГІЛЬНИХ БАСЕЙНІВ

За підрахунками експертів загальні геологічні ресурси метану у світі перевищують 270 трлн м³, які по країнах розподіляються таким чином (трлн м³): Росія – 83,7; США – 60; Китай – 28; Австралія – 22; Індія – 18; Німеччина – 16; ПАР – 13; Україна – 8; Казахстан – 8; Канада – 8, Польща – 3, Велика Британія – 2,8, Чехія – 1,3 [374]. Розпочато або ведуться роботи з вилучення метану в США, Китаї, Росії, Австралії, Канаді, ПАР, Індії, Польщі, Великій Британії [63].

Видобуток метану з вугільних пластів у США розпочали ще на початку

80-х років минулого століття. В 1990 р. тут було видобуто 5 млрд м³ метану, в 1995 р. – 27,6 млрд м³, в 2000 р. – 40 млрд м³ (7 % загального видобутку газу), а в 2009 р. – 56 млрд м³ (10 % загального видобутку газу) (рис. 54, 55) [139]. Для цього використовується приблизно 6700 свердловин (при об'ємі покладів 340 млрд м³) [77]. Основні роботи з вилучення метану ведуться на пластах вугільних басейнів Сан-Хуан і Блек-Уорріор, що не розробляються, і де ресурси

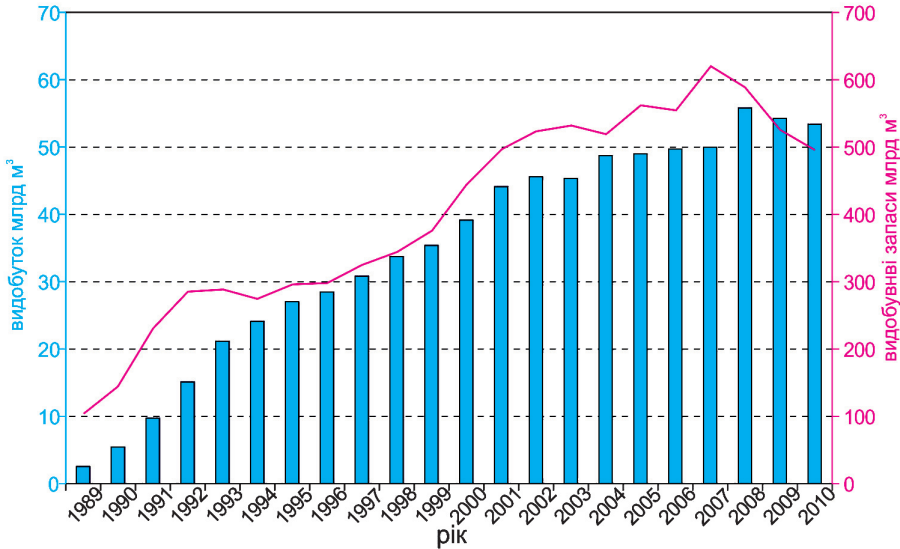


Рис. 54. Статистика буріння на вугільний метан у США [233]

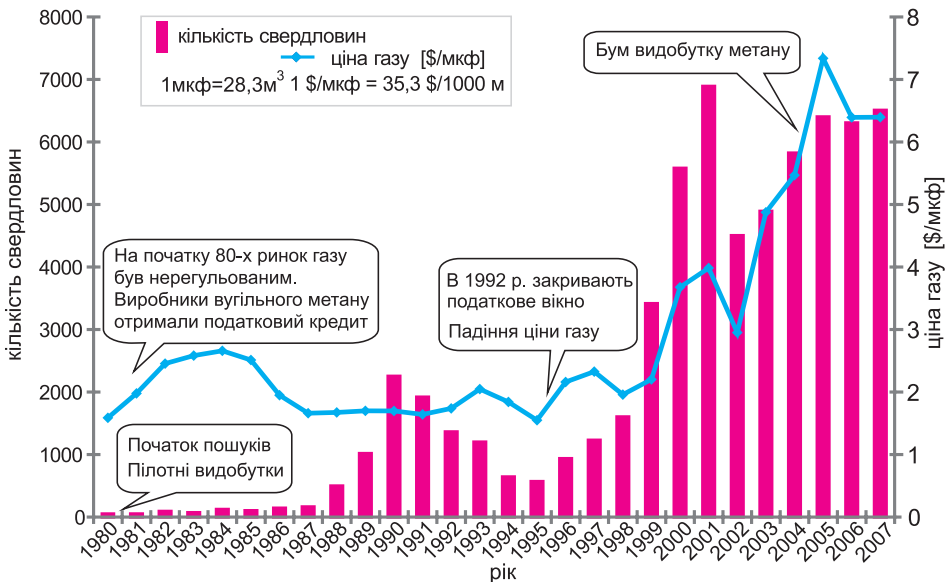


Рис. 55. Видобуток та резерви вугільного метану у США 1989–2010 рр. [233]

5. МЕТАН ГАЗОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

метану оцінюються відповідно в 2,4 трлн м³ і 560 млрд м³. У басейні Сан-Хуан з цією метою пробурено 2300 свердловин. Близько 70 % газу дають 600 свердловин з дебітом до 80 тис. м³ на добу. В даний час у США розроблено і впроваджено технологію вилучення з вугільних пластів до 80 % метану, що міститься у них.

Основні показники щодо зростання запасів та динаміки видобутку вугільного метану в Австралії наведено на рис. 56, 57.

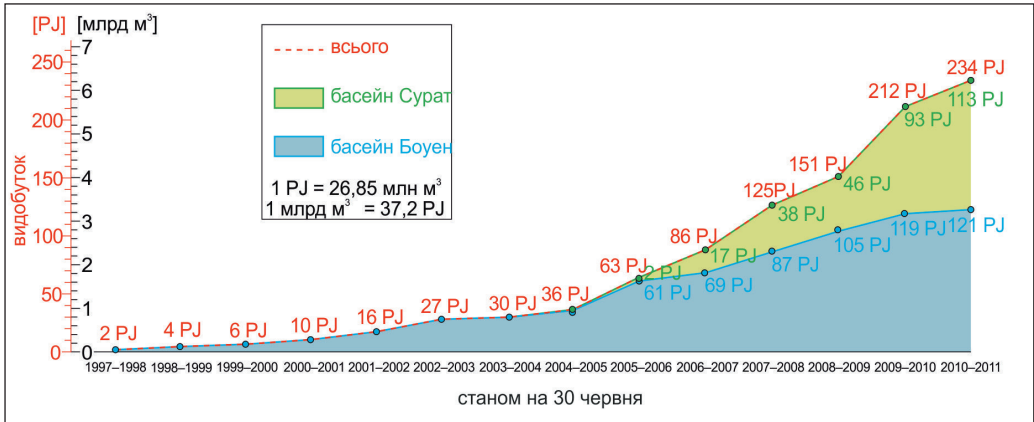


Рис. 56. Видобувні запаси вугільного метану в Австралії в 2005–2012 рр. [233]

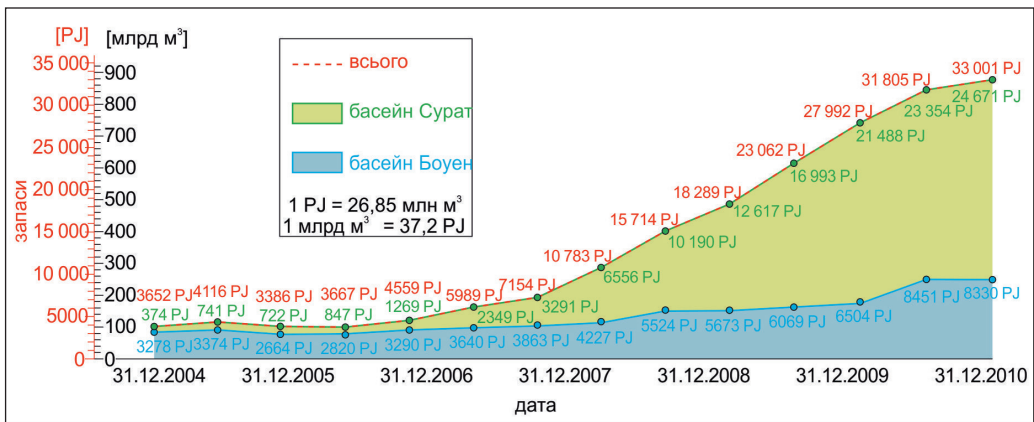


Рис. 57. Видобуток вугільного метану в Австралії 1997–2011 [233]

З вугільних копалень Китаю щорічно від 6 до 19 млрд м³ метану потрапляє в атмосферу. Промисловий видобуток метану в країні розпочали наприкінці минулого століття, а в 2009 р. видобуток вже досягнув 700 млн м³. Наразі Китай впевнено нарощує видобуток цієї корисної копалини. Тут з 1996 по 2005 р. пробурено понад 100 дослідних свердловин на території вугільних басейнів у східній частині країни. У 2005 р. річний видобуток досягнув 3–4 млрд м³, а в 2010 р. – 10 млрд м³.

В Європі у Бельгії видобуток метану з вугільних пластів з комерційною

метою здійснюють на двох вугільних родовищах, експлуатацію яких припинили понад 20 років тому.

У Польщі на ТЕЦ шахти «Зофіровка» спільно спалюють вугілля і метан, що покриває 10 % потреби ТЕЦ у паливі й обходиться в 5 разів дешевше від природного газу. У Польщі метан вугільних пластів знаходиться у надрах трьох вугільних басейнів, але прогнозні запаси, затверджені у Люблінському і Нижньошльонському вугільних басейнах, невеликі і становлять 15 і 1,75 млрд м³ відповідно. Значно більші запаси метану нараховують у Верхньосілезькому вугільному басейні, запаси якого оцінено у близько 300–420 млрд м³. Найновітніші оцінки, проведені Державним Геологічним Інститутом – Державним Дослідним Інститутом, що наведено у складеному в 2011 р. балансі перспективних запасів корисних копалин Польщі, свідчать про те, що затверджені, прогнозні і перспективні запаси метану покладів в Верхньосілезькому вугільному басейні становлять 89,1 млрд м³, з яких лише 32,2 млрд м³ – запаси вільного метану, а решта 56,9 млрд м³ – це метан як супутня копалина.

У Чехії щорічно понад 50 млн м³ дегазаційного метану використовують в котельнях і на установках сушіння вугілля.

Найбільші ресурси метану вугільних родовищ зосереджені в Росії. Вони становлять 83,7 трлн м³ – приблизно третину всіх ресурсів природного газу в країні. Вони зосереджені у вугільних басейнах, найважливішим з яких є Кузнецький (рис. 58).



Рис. 58. Метановугільні басейни Росії [381]

У Росії ВАТ «Воркутавуголь» щорічно видобуває 200 млн м³ метану, 18 % якого використовують у котельнях. Найперспективнішим у плані видобутку і використання метану з промисловою метою є Кузнецький вугільний басейн, де у межах розвіданих ділянок і шахтних полів щільність ресурсів метану коли-

вається від 24 до 2446–3362 млн м³/км². За підтримки РАТ «Газпром» тут розпочато видобуток метану з вугільних пластів родовищ, що не розробляються. Планується ввести в експлуатацію 500 вже наявних свердловин.

З 2010 р. відбувається дослідно-промислова експлуатація і видобуток метану з вугільних шахт Кузбасу, де його ресурси оцінюють в 13 трлн м³ на глибині до 2000 м, на більших глибинах ресурси метану в Кузбасі можуть досягати 20 трлн м³. Видобуток тут розпочали 12 лютого 2010 р. на Талдинському родовищі, де затверджені запаси газу категорій С₁+С₂ становлять 45,8 млрд м³, а прогнозні ресурси – 95,3 млрд м³ [381, 426]. Планується, що видобуток метану в Кузбасі буде становити 4 млрд м³/рік з перспективою його зростання до 18–21 млрд м³, причому собівартість цього газу, за оцінкою експертів, буде становити 11–15 дол./тис. м³.

Значні перспективи є і в інших вуглепромислових районах Росії, у т. ч. в Приморському краї [361]. Природна насиченість метаном вугілля окремих родовищ і басейнів змінюється у широких межах: від частки кубометра на 1 т вугілля до 400 м³/т і навіть більше. Її середні значення (м³/т) у деяких відомих басейнах такі: Донецький – 1–32, Печорський – 3–19, Кузнецький – 1–27, Південноякутський – 0–3. У межах цих же басейнів газонасиченість видобутого вугілля дуже істотно змінюється, до прикладу, у Воркутинському районі Печорського басейну 28–30 м³/т, а в окремих шахтах 50–70 м³/т.

5.5. СУЧАСНИЙ СТАН ОСВОЄННЯ ВУГІЛЬНОГО ГАЗУ В УКРАЇНІ

Попит України на енергоносії значною мірою задовольняється за рахунок імпорту нафти, газу і навіть вугілля за світовими цінами. З урахуванням потреб внутрішнього ринку на замовлення Держкомнафтогазпрому України у 1998 р. було розроблено довгострокову (до 10–12 рр.) програму видобутку супутнього газу–метану з вугільних родовищ Донбасу [24]. Реалізація програми передбачала поповнити резерв енергоносіїв в Україні до 2010 р. на 6–8 млрд м³ газу щорічно за рахунок вугільного метану, створити сприятливіші умови для видобування вугілля, отримати значні економічні, соціальні та екологічні ефекти. Були визначені об'єкти для виконання пілотних проектів з розвідки, видобування та використання метану з вугільних родовищ [60, 61, 529, 538]:

- Маріївський полігон Державного підприємства (ДП) «Первомайськвугілля»;
- Красноармійський полігон ДП «Вугільна компанія» «Шахта Краснолиманська»;
- Макіївський полігон ДП «Макіїввугілля»;
- Краснодонський полігон Публічного акціонерного товариства «Краснодонвугілля»,

а також об'єкти для вивчення газонасиченості, розробки методів дегазації та видобування метану з вугільних родовищ:

- Чайкинський полігон;
- Шахта «Самсонівська-Західна»;

- Гришино-Андріївська площа.

В програмі було також передбачено:

- проведення дослідно-промислових робіт з комплексної дегазації на ПАТ «Шахта імені О.Ф. Засядька»;
- реалізація проекту комплексної дегазації та утилізації метану на шахтах Красноармійського району Донецької області – ВАТ ВК шахта «Красноармійська-Західна № 1», ДП ВК «Шахта Краснолиманська», шахта імені О.Г. Стаханова ДП «Красноармійськвугілля»;
- розробка техніко-економічного обґрунтування доцільності створення вуглегазовидобувних підприємств на прикладі шахт з підвищеною газоносністю (ПАТ «Шахта імені О.Ф. Засядька», ВАТ ВК «Красноармійська-Західна № 1», «Суходольська-Східна» ПАТ «Краснодонвугілля»).

На жаль, з реалізацією завдань цієї програми виникли певні складнощі. Основна причина недовиконання програми – недостатня державна підтримка та обмежене фінансування цих робіт, хоча основні її тези були затверджені законодавчими актами. Як показує аналіз розроблених та реалізованих інвестиційних проектів, головна увага в них приділена дегазації вугільних пластів на вже працюючих шахтах. Проекти щодо окремого вилучення метану наразі відсутні. Це пояснюється тим, що вуглевидобувні підприємства самі фінансують складання проектів дегазації та утилізації метану, який виділяється при видобуванні вугілля, а також самі виступають інвесторами, зазвичай на паях з організаціями, зацікавленими у придбанні квот на викиди парникових газів. Такі проекти мають обмежений характер, оскільки вироблені теплова та електрична енергії використовуються підприємствами на власні потреби. Крім того, розроблені проекти без реалізації квот на викиди мають низьку або навіть негативну економічну ефективність, проте реалізація таких проектів покращує як умови праці шахтарів, їхню безпеку, так і екологічну ситуацію в регіоні [24].

Інакше кажучи, реальні роботи були спрямовані на дегазацію шахтних полів, а не на промислове видобування метану. Тому практично не розв'язували основне завдання – не розробляли схем дегазації вугільних пластів і порід, які передбачають відокремлення за часом і у просторі процесів видобування вугілля і дегазації вуглепородного масиву – видобування метану.

Ще одним важливим висновком праці [24] є твердження, що силами НАК «Нафтогаз України» можлива розробка газовугільного родовища шляхом випереджувального видобування метану та попередньої дегазації пластів. На етапі залучення НАК «Нафтогаз України» до видобування метану з вугільних родовищ планувалося розробляти родовища у два етапи: на першому етапі виконувати активну дегазацію шляхом розробки родовища як газового, а на другому – безпосередньо видобувати вугілля.

Тому рекомендувалося НАК «Нафтогаз України» долучитися до виконання робіт на Гришино-Андріївській площі, на якій ще не розпочато гірничі роботи, проте виконуються роботи з вивчення газоносності та розробки методів вилучення метану з вугленосної товщі. Рекомендувалося розглядати цю площу як пілотний проект для отримання потрібних для подальшого розвитку газовидобувних робіт з вугільних пластів техніко-економічних оцінок, а також залучення

НАК «Нафтогаз України» до міжнародної ініціативи «Партнерство «Метан до ринків». Вважається, що такий крок матиме такі корисні наслідки:

1) сприятиме обміну досвідом з країнами, які здійснюють промислове видобування метану, прискореному пошуку партнерів, зацікавлених у придбанні квот на викиди парникових газів та залученні додаткових інвестицій;

2) матиме позитивний вплив і на внутрішні програми НАК «Нафтогаз України»;

3) сприятиме у придбанні технологій та обладнання, а також їхній адаптації до умов газовугільних родовищ України.

Результати геологорозвідувальних робіт (ГРР) на Гришино-Андріївській площі.

Оскільки є доцільним проведення робіт з промислово-дослідного вилучення метану на Гришино-Андріївській площі, на якій ще не розпочато гірничі роботи, проте виконуються роботи з вивчення газонасиченості та розробки методів вилучення метану з вугленосної товщі, потрібно оцінити результати вже проведених тут ГРР власником ліцензії ДРГП «Донецькгеологія».

Ресурси вуглеводневих газів у межах Гришино-Андріївської площі оцінено у 9,6 млрд м³. Ресурси були підраховано лише у вугільних пластах та прошарках без врахування вмісних порід. Проектом передбачено буріння 9 свердловин, з яких 3 є першочерговими із загальним обсягом буріння 2305 м.

Завершено бурінням дві свердловини: Д-26 глибиною 435,0 м і Д-3 глибиною 945,08 м. Першою свердловиною (Д-26) розкрито горизонти світи С₁² нижнього карбону, випробувані КВІ-68 в процесі буріння свердловини. Виділено 1 газonosний горизонт, промислова продуктивність якого не є доведеною. Свердловиною Д-3 розкритий розріз серпухівського і візейського ярусів нижнього карбону світи С₁³ і С₁². За результатами випробувань пісковиків, практично всі об'єкти виявилися потенційно газоводonosними. За даними бокового каротажного зондування (БКЗ), газонасиченим є горизонт С₅²Sc₆. У 2009 році продовжено буріння третьої свердловини Д-29 проектною глибиною 950 м до глибини 377 м. У 2010 році польові роботи не виконувалися. За результатами виконаних ГРР оперативно підраховані перспективні ресурси метану кількістю 2,6 млрд м³ при державному замовленні в 2,5 млрд м³ [61].

Аналіз результати виконаних чи виконуваних ГРР на інших ділянках, 8 з яких розташовані на території Донецької і 8 – на території Луганської областей, показав, що потрібно розробляти ефективні вітчизняні технології буріння та вилучення метану з вугільних пластів, оскільки їхня відсутність призводить до переорієнтації пошукових робіт з вугільних пластів на пісковики міжвугільних товщ. Проте збідненість останніх вільним газом і відсутність необхідних технологій вилучення зв'язаного газу з перспективних малопроникних пісковиків та сорбованого газу із сланців не дають підстави очікувати позитивних результатів від проведення ГРР з недостатнім для подібних робіт техніко-технологічним забезпеченням.

За таких складних передумов видобуток метану вуглепородних масивів найдоцільніше здійснювати синхронно з інтенсивним відпрацюванням очисних вибоїв для одночасного рентабельного видобутку метану і вугілля шляхом впровадження потокових технологій буріння свердловин з земної поверхні [117].

Такий нетрадиційний підхід набуває особливої ефективності в аспекті обґрунтування основ геотехнологій видобутку метану методом активного впливу на стан вуглепородних масивів способом виконання швидкісного буріння свердловин з метою комплексного освоєння газовугільних родовищ, що забезпечить підґрунтя не лише енергетичної, а й економічної незалежності України, сприятиме унезалеженню держави від поставок закордонних енергоносіїв і стабілізації її паливно-енергетичної галузі.

Це підтверджує досвід роботи найбільшого в Україні ПАТ «Шахтоуправління «Покровське» (м. Красноармійськ Донецької області), на якому у 2012 р., при відпрацюванні вугільного пласта d_4 , що залягає в інтервалі глибин 650–880 м і характеризується високою природною газонасиченістю – до 30 м³/т с. б. м., завдяки вдалому поєднанню швидкісного буріння свердловин з земної поверхні та їхньому раціональному розташуванню відносно очисних вибоїв [117], було видобуто 7,3 млн м³ метану і досягнуто небувалої за всю історію підприємства виробничої потужності 8,3 млн т (близько 10 % загальнодержавного видобутку вугілля: отже – практично десятої частини українського вугілля!).

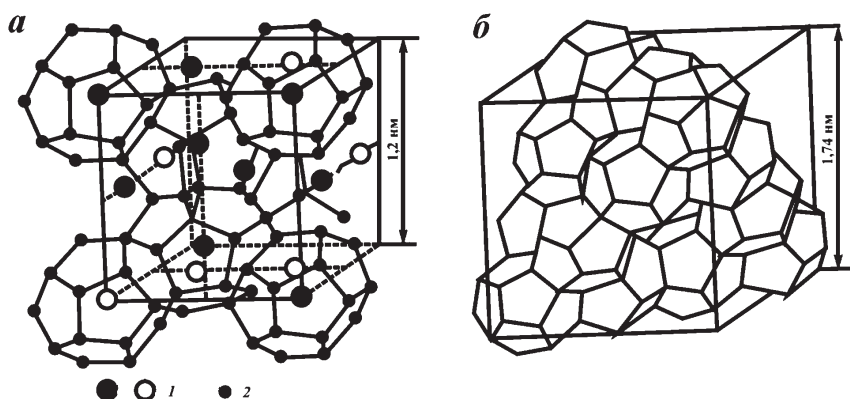
Досвід інноваційного спорудження свердловин може бути поширений й на інші високопродуктивні шахти України, зокрема, у межах Північної зони дрібної складчастості, де розроблені за нашої участі [138] геолого-технологічні критерії прогнозування скупчень метану на ділянках розвідки і шахтних полях (невідпрацьованих і відпрацьованих) склали основу визначення першочергових для видобутку метану площ та вибору еталонних об'єктів, до яких віднесено площі в межах Томашівських купольних структур (поля закритих (відпрацьованих) шахт «Томашівська Південна» і «Томашівська Північна»), Первомайської антикліналі (поля шахт ім. В.Р. Менжинського і «Первомайська»), Самсонівської антикліналі (поля шахти «Самсонівська Західна») та Суходільської синкліналі (поля шахти «Суходільська Східна»).

6. ГАЗОГІДРАТИ

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 ХІХ столітті, вони довгий час залишалися маловивченою хімічною сполукою.

Газогідратами (газові гідрати, гідрати природних газів, клатрати) називають кристалічні сполуки змінного складу, які утворюються при певних термобаричних умовах з води і газу [64, 519]. У першому наближенні вони є кристалічною ґраткою льоду з молекулами газу всередині. Зовнішньо газогідрати нагадують сніг чи ніздрюватий лід [69].

У хімічному відношенні газогідрати – це кристалічні тверді сполуки води з газами (рис. 59). 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 м³ газогідрату – «горючого льоду» – вміщує 180–200 м³ газу [173, 174]. Крім метану в невеликих кількостях присутні етан, пропан, бутан, СО₂, Н₂, О₂, N₂. У більшості газогідратних проявів вміст метану сягає 95–97 %.



Елементарні комірки гідрату: а – структури І, б – структури ІІ. 1 – молекули газу; 2 – молекули води.

Рис. 59. Кристалічна решітка газового гідрату (за Ю.Ф. Макогоном)

Склад газу і пластової води в газогідратних покладах визначає як величину потенційної енергії, зосередженої в цих покладах, так і технологію їх розробки. У табл. 18 наведено дані складу газу для низки газогідратних родовищ (Kohin, 2002).

Таблиця 18. Склад газу в газогідратних покладах (у молі %)

Газогідратний поклад	C ₁	C ₂	C ₃	ізо-C ₄	н-C ₄ +	CO ₂
Haakon Mosby, США	99,5	0,1	0,1	0,1	0,2	
Bush Hill, США	29,7	15,3	36,6	9,7	8,8	
Bush Hill Wite, США	72,1	11,5	13,1	2,4	0,9	
Bush Hill Yellow, США	73,5	11,5	11,6	2,0	1,3	0,1
Green Can. Wite, США	66,5	8,9	15,8	7,2	1,6	
Green Can. Yellow, США	69,5	8,6	15,2	5,4	1,2	
Мессояха, Росія	98,6	0,1	0,1			0,5 (0,7% N ₂)
Nankai Trough, Японія	99,63					0,37

Природні газогідрати є метастабільними мінералами, формування яких залежить від таких чинників як температура, тиск, хімічний склад газу і води, фізичні властивості середовища, солоність води, наявність ефективних міграційних шляхів, присутність колекторів і покришок тощо [47]. Щільність гідрату нижча щільності води і льоду (для гідрату метану – близько 900 кг/м³). В шарах гірських порід гідрати можуть бути розповсюджені чи у вигляді мікроскопічних включень, чи у вигляді відносно великих скупчень, аж до протяжних шарів багатометрової товщини. Завдяки клатратній структурі 1 м³ газогідрату може вміщувати до 180 м³ природного газу [202]. Кристалогідрати мають високий електричний опір, є хорошим провідником звуку, практично непроникні для вільних молекул води і газу, характеризуються дуже низькою теплопровідністю (для гідрату метану при 273 °К – в 5 разів нижча, ніж для льоду). При підвищенні температури і зниженні тиску гідрат розкладається на газ і воду з поглинанням значної кількості теплоти, що в умовах замкнутого об'єму чи пористого середовища може призвести до значного підвищення тиску.

Умови утворення газогідратів визначаються складом газу, температурою і тиском. Зазвичай, вони утворюються при температурі нижче 30 °С і підвищеному тиску. При температурі 0 °С гідрат метану утворюється при тиску 3 МПа, гідрат етану – 0,5 МПа, гідрат пропану – 0,15 МПа, гідрат діоксиду вуглецю – 1 МПа, гідрат азоту – 15 МПа. При температурі 25 °С гідрат метану утворюється вже при тиску 40 МПа (рис. 60). Густина газогідратів знаходиться у межах від 900 до 1100 кг/м³.

Процес утворення газогідратів проходить з виділенням тепла, а процес розкладання – з його поглинанням. Розкладання газогідратів на газ і воду пов'язано з підвищенням температури або зниженням тиску. При утворенні газогідратів один об'єм води зв'язує від 70 до 220 об'ємів газу, тому при даних термобаричних умовах в одному і тому ж об'ємі в газогідратах може міститися вуглеводневих газів у декілька разів більше, ніж у вільному газі.

Загальна формула газових гідратів $M \cdot nH_2O$, де m – молекула газу. Зна-

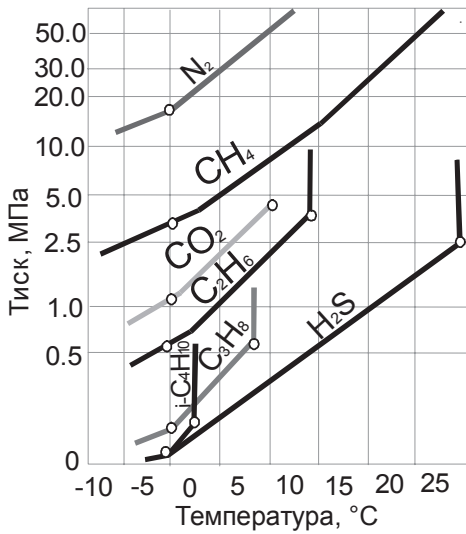


Рис. 60. Умови утворення кристалогідратів індивідуальними компонентами природних газів (за С.Ш. Биком, В.І. Фоміною)

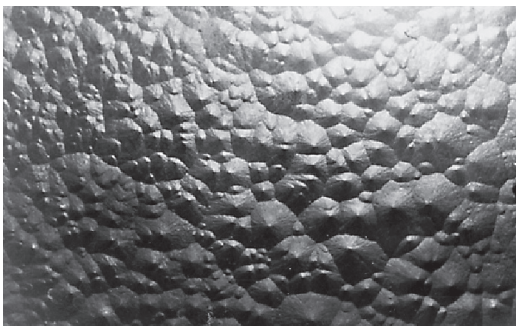
чення n змінюються від 5,75 до 17, залежно від складу газу і умов утворення гідратів. У реальних умовах n може бути більше, внаслідок неповного заповнення порожнини ґраток гідрату молекулами газу. Склад деяких гідратів при температурі $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ і рівноважному тиску такий: $\text{CH}_4 \cdot 5,9\text{H}_2\text{O}$; $\text{CO}_2 \cdot 6,0\text{H}_2\text{O}$; $\text{N}_2 \cdot 6,0\text{H}_2\text{O}$; $\text{H}_2\text{S} \cdot 6,1\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8,2\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_4\text{H}_{10} \cdot 17\text{H}_2\text{O}$. З цих формул видно, що для утворення газогідратів потрібно багато води.

Кристалогідрати газу мають високий електричний опір і високу акустичну провідність. Вони практично непроникні для молекул води і газу.

Морфологія кристалогідратів дуже різноманітна і визначається складом газу і води, тиском і температурою, динамікою процесу росту кристалів. Проте при величезній різноманітності форм існує

тільки три типи кристалогідратів: масивні, віськерні і гель-кристали [102, 103].

Масивні кристали (рис. 61, 62) формуються шляхом сорбції молекул газу і води поверхнею кристала, що росте і постійно оновлюється. *Віськерні кристали* формуються за рахунок тунельної сорбції газу і води до основи кристала, що росте. Розмір сорбційного тунелю порівнянний з розміром сорбуючих молекул гідратоутворювача. При утворенні гідрату тунель в основі кристала, що росте, пульсує і постійно змінюється в розмірі. При цьому в зоні тунелю створюється електричне поле високої напруги, результатом якої є інтенсивна корозія навіть легованих металів. *Гель-кристали* (рис. 63) формуються в об'ємі води з розчиненого газу, що виділяється з неї при зміні тиску і температури.



а



б

Рис. 61. Масивний кристалогідрат метану, що сформувався на вільному контакті газ-вода (9,8 МПа, $12\text{ }^{\circ}\text{C}$) (а) і масивні кристали гідрату метану, що утворилися в газовому середовищі із водяної пари (8,6 МПа, $3,3\text{ }^{\circ}\text{C}$) (б) (за Ю.Ф. Макогоном, 2003)

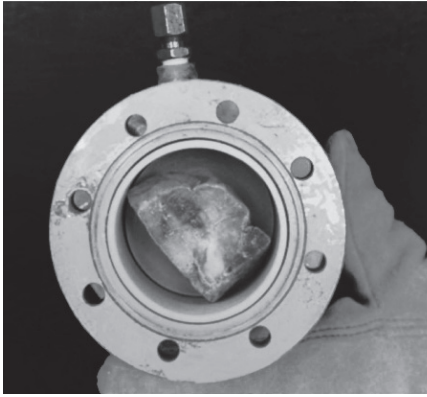


Рис. 62. Масивний природний газо-гідратний керн (за Ю.Ф. Макогоном, 2003)

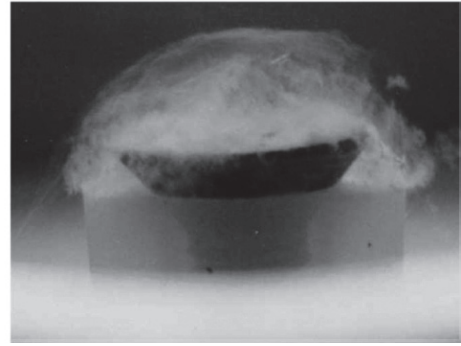


Рис. 63. Гель-кристали гідрату метану (за Ю.Ф. Макогоном, 2003)

Умови для їх утворення існують у породах зони багатовікової мерзлоти і в придонних шарах морської води. Їм відповідають до 23 % площі континентів, особливо Євразія, і 90 % площі Світового океану. Ресурси газу на цих площах зіставні із запасами вільного газу у покладах. Газогідрати можуть займати близько половини території районів вічної мерзлоти, що промерзає на глибину 500–1000 м. Вони знайдені і в придонних осадах Балтійського, Чорного і Каспійського морів.

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, вони приурочені до морських донних осадів і багаторічної мерзлоти. Серед низки газогідратів (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , CO_2 , N_2 , H_2S , ізобутан тощо) в природних умовах домінують гідрати метану і діоксиди вуглецю.

Газогідрати також можуть утворюватися в стовбурах свердловин, промислових комунікаціях, магістральних газопроводах і у цьому випадку створювати значну технічну проблему експлуатації цих споруд, оскільки вони суттєво зменшують їхню пропускну здатність. Для попередження виникнення газогідратів найефективнішою є газоосушка – очистка газу від парів води.

Вперше гідрати сірчаного газу і хлору спостерігалися наприкінці XVIII сторіччя Дж. Пристлі, Б. Пелетьє, В. Карстеном, а описані вони (гідрати хлору) були Г. Деві в 1810 р. У 1823 р. Фарадей визначив склад гідратів хлору, в 1829 р. Левіт знайшов гідрат бромю, у 1840 р. Велер отримав гідрат H_2S , до 1888 р. П. Вілар отримує гідрати CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 і N_2O . Клатратна природа газогідратів (від лат. clathratus – «сажати в клітку»), була підтверджена в 1950-ті роки (дослідження Штакельберга, Мюллера, Полінга, Клауссена). В 1940-ві роки радянські вчені (Стрижков, Мохнаткін, Черський) висунули гіпотезу про наявність покладів газогідратів у зоні вічної мерзлоти, а в 1960-ті роки вони відкрили перші поклади газогідратів на півночі СРСР.

Результатом цих досліджень стало відкриття першого в світі газогідратного родовища – Месоаяхського (Росія). У подальшому були встановлені основні закономірності утворення і розміщення покладів газогідратів, їх особливості та перспективи використання. З цього часу проблема видобутку газогідратів набуває практичного значення як потенційного джерела енергетичної сировини. За різними оцінками запаси вуглеводнів у гідратах становлять від $1,8 \times 10^{14}$ до $7,6 \times 10^{18} \text{ м}^3$ [176].

В 1969 р. при розробці Месоаяхського родовища в Сибіру вперше було вилучено природний газ безпосередньо з гідратів (до 36 % загального обсягу видобутку) [149].

В останні роки значно активізувалися наукові дослідження проблеми газогідратів, зокрема, в Росії такі дослідження проводять різні структури Газпрому, РАН, університети. Треба відмітити дослідження В.Г. Васильєва, Ю.Ф. Макогона, Ф.Г. Требіна, А.А. Трофимука, Н.В. Черського, А.Г. Єфремової, Б.П. Жижченко, Г.Д. Гінсбурга, В.А. Соловійова, М.Х. Сапір, А.Е. Беньяміновича, А.С. Схаляхо, В.А. Ненахова, Є.В. Захарова, С.Г. Юдіна, В.С. Якушева, В.А. Істоміна, В.І. Єрмакова, В.А. Скоробогатова і багатьох інших. В результаті цих досліджень були встановлені головні особливості газогідратів, знайдені газогідрати в донних осадах Чорного, Каспійського і Охотського морів, обґрунтовані принципи визначення гідратвмісних порід за даними комплексного свердловинного каротажу (на прикладі Месоаяхського газового родовища), здійснено моделювання утворення гідратів у дисперсних породах. В 1997 р. газогідрати були знайдені в донних осадах озера Байкал [369]. Розглянуті питання походження газогідратів Світового океану, зокрема ролі активних зон океану – рифтів і зон субдукції [64, 65].

Експериментальні і теоретичні дослідження газогідратів були проведені Б.В. Дегтярьовим, Е.Б. Бухгалтером, В.А. Хорошиловим, В.І. Семіним А.Г. Бурмістровим, Д.Ю. Ступіним, В.Г. Квон, В.П. Лакєєвим, А.І. Гриценко, В.І. Муриною, Є.М. Івакіною, В.М. Булейко, Т.А. Сайфєєвим і багатьма іншими. В результаті вивчені особливості їх утворення в бінарних і багатокомпонентних сумішах, зокрема, в трикомпонентних газових сумішах «метан–сірководень–діоксид вуглецю» (на прикладі реальних умов Уренгойського і Ямбурзького родовищ), запропоновані методи розрахунку фазової рівноваги газогідратів, розроблені рекомендації з попередження техногенного гідратоутворення.

У лютому 2012 р. в Японії за 70 км на південь від півострова Ацумі (поблизу міста Нагоя) почалося буріння пілотної свердловини в океані для експериментального видобутку метангідратів. Заплановано пробурити три свердловини глибиною 260 м (глибина океану тут сягає 1 кілометра). Якщо експеримент буде вдалим, в 2018 р. тут планується почати промислову розробку родовища газогідратів. В березні 2013 року Японія оголосила про перше успішне випробування свердловини пробуреної на газогідрати. Свердловина була пробурена при глибині моря 1000 м на глибину осадового чохла 250-330 м. Приплив газу викликано депресією і за 6 днів було видобуто $120\,000 \text{ м}^3$ метану [326].

Газогідрати встановлені на десятках площ світового океану і суходолу [2]. Переважна більшість скупчень газогідратів (до 98 %) приурочена до кон-

тинентальних окраїн і тільки 2 % припадає на райони вічної мерзлоти [270]. Приблизно 10 % площі Світового океану є потенційно газогідратоносними. Глибоководним бурінням газогідрати встановлені на континентальному схилі США (як на атлантичному, так і на тихоокеанському), Канади, Перу, Коста-Ріки, Гватемали, Мексики, Японії, Південної Кореї, Індії, в Середземному, Чорному, Каспійському, Південно-Китайському морях. Детально вивченні скупчення газогідратів і підраховані запаси газу на таких об'єктах [201, 316]:

- хребет Блейк вздовж атлантичної континентальної окраїни США – 37,7 трлн м³ газу в гідратній формі і 19,3 трлн м³ вільного газу під газогідратами;
- район Каскадія (тихоокеанська окраїна Канади) – 2,8 трлн м³ газу;
- прогин Нанкай біля східного узбережжя Японії – до 60 трлн м³ газу;
- Японське море, район Дзьоцю на західному узбережжі Японії в префектурі Ніігата – 7 трлн м³;
- північна частина Південно-Китайського моря – понад 100 млн т в нафтовому еквіваленті;
- дельта р. Маккензі в Канаді – 110 млрд м³;
- північний схил Аляски – 16,7 трлн м³ газу.

За оцінками фахівців загальна кількість природного газу в газогідратах може становити: від 14 до 34000 трлн м³ у зонах вічної мерзлоти і від 3100 до 7600000 трлн м³ в акваторіях морів [201]. Кількість метану в газогідратах оцінюється в 20000 трлн м³, що на два порядки більше ресурсів природного газу, що вилучаються (250 трлн м³). За оцінками, геологічні ресурси газу в газогідратних скупченнях США становлять 9056 трлн м³ [292, 343]. Прогнозні ресурси газу в газогідратах Індії оцінюються в 1894 трлн м³ (в 1700 разів більше доведених запасів традиційного газу в цій країні), а Канади – від 40 до 800 трлн м³ [330].

Однак існує багато проблем в освоєнні цих величезних ресурсів, серед них такі: низька концентрація газогідратів у морських покладах; часто вони приурочені до неконсолідованих покладів, збагачених глиною, що викликає низьку проникність покладів; необхідність створення розгалуженої інфраструктури в складних морських умовах.

Технології видобутку газу передбачають перевід газу з твердого стану у вільний безпосередньо в покладі завдяки термічному впливу з температурою, яка перевищує температуру утворення гідратів, закачування інгібіторів (метанол, глюколь та ін.) для зниження стабільності гідратів і тиску.

У США, Японії, Індії діють національні програми з вивчення потенціалу газогідратів, проводяться дослідження в районах їх розвитку. За прогнозами в найближчі 30–50 років значного видобутку газу з газогідратів у світі не відбудеться, хоча ті країни, які вже зараз почали вивчати цю проблему, можливо вже через 5–10 років приступлять до практичного видобутку газу з цього джерела. Зрозуміло, що поява на світовому енергетичному ринку нового джерела значно змінить як економічну, так і політичну ситуацію у світі.

Існує декілька моделей формування газогідратних покладів: кріогенна, 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 гли-

бинних 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 покриву неконсолідованих осадів, достатньої їх пористості, насиченості водою, легкої проникності [36]. Каналами надходження флюїдів є глибинні розломи – ослаблені зони, які періодично відновлюються. В басейні Чорного моря присутні всі фактори, що забезпечують формування газогідратів, що обумовлює його перспективність.

Метановий газогідрат утворюється з чистого метану у присутності води при температурі $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиску 2 МПа. Ці параметри відповідають глибинам Чорного моря від 200 і більше метрів. Суміш вуглеводнів, яка за складом є природним газом, за такої самої температури утворює клатрат вже при тиску 0,5 МПа (глибина моря приблизно 50 м) [101]. У разі підвищення температури до $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, початок процесу гідратоутворення із чистого метану та води зміщується в діапазон тисків вище 7 МПа, а за температури $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ – 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. При цьому 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 є 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 [43, 173]. Отже, в акваторії Чорного моря фіксується певна зональність: центральна глибоководна частина вміщує газогідрати, по периферії локалізовані факели газу.

Макроскопічно чорноморські газогідрати – льодоподібні кристаліти, дрібні стягнення в напіврідких мулах, снігоподібні виділення в порожнинах мулів. Товщина осадів, що вміщують газогідратні поклади, сягає 400–500 м (до 800–1000 м) [81]. Осади, насичені газогідратом на 65–75 %, утворюють практично

непроникний шар для газів, що надходять з надр, який є ідеальною літологічною покриткою. 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 [81]. Найсприятливішими для пошуків газогідратів структурами Чорного моря є западина Сорокіна, Туапсинський прогин і Західночорноморська улоговина [173].

Потенційні ресурси покладів газогідратів Чорного моря оцінюються від 20–25 до 42–49 трлн м³ [20, 81], 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 [32].

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.

7. УЗАГАЛЬНЕННЯ І АНАЛІЗ ВІДОМОСТЕЙ ЩОДО ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ З КІЛЬЦЕВИМИ СТРУКТУРАМИ

7.1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА

Кільцева форма є характерною для багатьох геологічних об'єктів. Умови формування частини з них достатньо вивчені. Це різноманітні вулканічні структури (жерловини, кальдери, системи кільцевих дайок, вулканічні западини й інші об'єкти), магматогенні утворення (інтрузивно-купольні структури, кільцеві інтрузивні комплекси, протрузії та ін.), метаморфогенні (граніто-гнейсові куполи), діапірові структури (соляні куполи), склепінневі підняття і западини, які пов'язані з порушенням ізостатичної рівноваги, вибухові структури (трубки вибуху), структури ударного або метеоритного походження (метеоритні кратери й астроблеми) [14, 73, 74, 89, 119, 167, 238]. Природа інших нелегко піддається розшифруванню. У будь-якому разі, для них характерна округло-ізометрична форма, що звичайно добре відбивається в сучасному рельєфі у вигляді кільцевого і/або радіально-променевого розташування гідросітки, ізометричних піднять або западин рельєфу, концентричного або дугового розташування хребтів та увалів, долин і озер та ін. Ці структури добре піддаються дешифруванню на аерофотознімках, особливо – на космічних знімках. За результатами фотографування Місяця, Марса, Меркурія вони виділяються і на цих планетах.

Було запропоновано велику кількість класифікацій кільцевих структур, але зазвичай їх поділяють на магматичні, метаморфічні, тектонічні та імпактні (або астроблеми). Окремо виділяється група гігантських кільцевих структур або нуклеарів, діаметр яких досягає сотень і тисяч кілометрів. Вони, як вважається, сформувалися на ранніх стадіях розвитку Землі під впливом протопланетного метеоритного бомбардування.

Вивченням морфоструктур займалися численні наукові колективи, що пов'язано з важливим практичним значенням морфоструктур як концентраторів великої групи корисних копалин. Особлива роль належить алмазонасним трубкам вибуху (ПАР, Якутія, Австралія), лужним інтрузивним комплексам, які концентрують рідкіснометальну мінералізацію (Ловозерська інтрузія та ін.), кільцевим розшарованим інтрузіям, котрі вмщують мідно-нікелеве, хромітове і платинове зруденіння (Седбері, Норильськ, Бушвельдський комплекс). Важливе значення має вивчення закономірностей розміщення корисних копалин, пов'язаних з магматичними осередками над нерозкритими ерозією інтрузіями, низькотемпературного зруденіння, пов'язаного з вулкано-кальдерами і

концентричною мережею розломів палеовулканічних споруд. Нарешті, відомі приклади контролю розміщення зон нафтогазоносності з боку великих кільцевих структур.

Існує ціла низка кільцевих структур, які добре дешифруються на аерофотознімках (АФЗ), але не завжди мають геологічне пояснення. Припускається, що частина з них пов'язана з діяльністю вулканів і кільцевих теплових та енергетичних потоків, що їх облямовують; частина – зі склепіннеподібними гранітними плутонами і гранітно-гнейсовими куполами; частина є реліктами протопланетної стадії розвитку Землі. Іноді на знімках крізь малопотужний платформний чохол ніби просвічують структури найдавнішої основи і соляні куполи. Великі і гігантські кільцеві структури порівнюють з гіпотетичними «енергетичними центрами», розташованими в астеносфері, з місцями прориву до земної кори розплавлених мантійних мас («гарячі точки») або спливаннями глибинних мас у верхні оболонки.

У будь-якому разі, кільцеві структури є невід'ємною і дуже суттєвою складовою геологічної оболонки нашої планети і їх вивчення має величезний науковий і практичний інтерес.

Особливий інтерес становлять метеоритні кратери або імпактні структури (астролеми), виникнення яких пов'язується з падінням на земну поверхню великих метеоритів. Вивченню таких структур присвячені сотні і навіть тисячі робіт численних дослідників [16–19, 48–56, 105–111, 169, 228–230, 241, 243, 249, 289, 532 та багато інших]. Проблемою імпактних структур займалися багато дослідників, серед яких треба зазначити роботи Д. Аббота, Дж. Аберна, Р. Андерсона, С. Балдвина, Д. Батмена, Дж. Блума, Б. Бохора, Т. Браловера, М. Ветінгтона, М. Герасимова, В. Гостіна, К. Грея, Р. Грив'єра, Р. Донофріо, В. Жирд'єра, Х. Завадського, Б. Зейліка, Ж. Келлера, Д. Кінга, П. Клайеса, С. Коберла, Дж. Крокета, Д. Куртисса, Є. Лазаренка, С. Марголіса, М. Наумова, А. Окампо, П. Пенфілда, М. Пілкінгтона, М. Рампіно, Дж. Сміта, Д. Снайдера, К. Хазановича-Вульфа, Д. Херона, А. Хілла, А. Хільдебранта, Б. Шарптона, І. Шарптона, П. Шмідта, Х. Шольца, Е. Шомакера і багатьох інших.

Всього у світі відомо близько 1450 структур, які можуть бути імпактними, з них: достовірних – приблизно 230, вірогідних – близько 240; передбачуваних – понад 920; нуклеарів – 55 [165, 375, 386, 402, 467, 520].

Всього, за підрахунками фахівців, на нашій планеті за 3 млрд років могло виникнути понад 150 тис. кратерів діаметром більше 0,8 км, з них понад 3 тис. повинні мати діаметр понад 10 км [85]. Зазвичай це округлі структури, як правило неглибокі западини, іноді з центральним підняттям, оточені зовнішнім піднесеним валом і заповнені ударною брекчією, яка перекриває інтенсивно зруйновані й тріщинуваті породи. Характерними мінеральними новоутвореннями метеоритних кратерів є такі високобаричні різновиди кристалічних фаз кремнезему, як коесит і стиповертит, інших сполук (рингвудит і жадеїт), а також такі незвичайні гірські породи, як аутигенні й алогенні брекчії, імпактити (зювіти, тагаміти).

Такі кратери широко відомі на різних континентах (рис. 64), їх значна кількість встановлена на території країн СНД (рис. 65). У літературі дискуту-

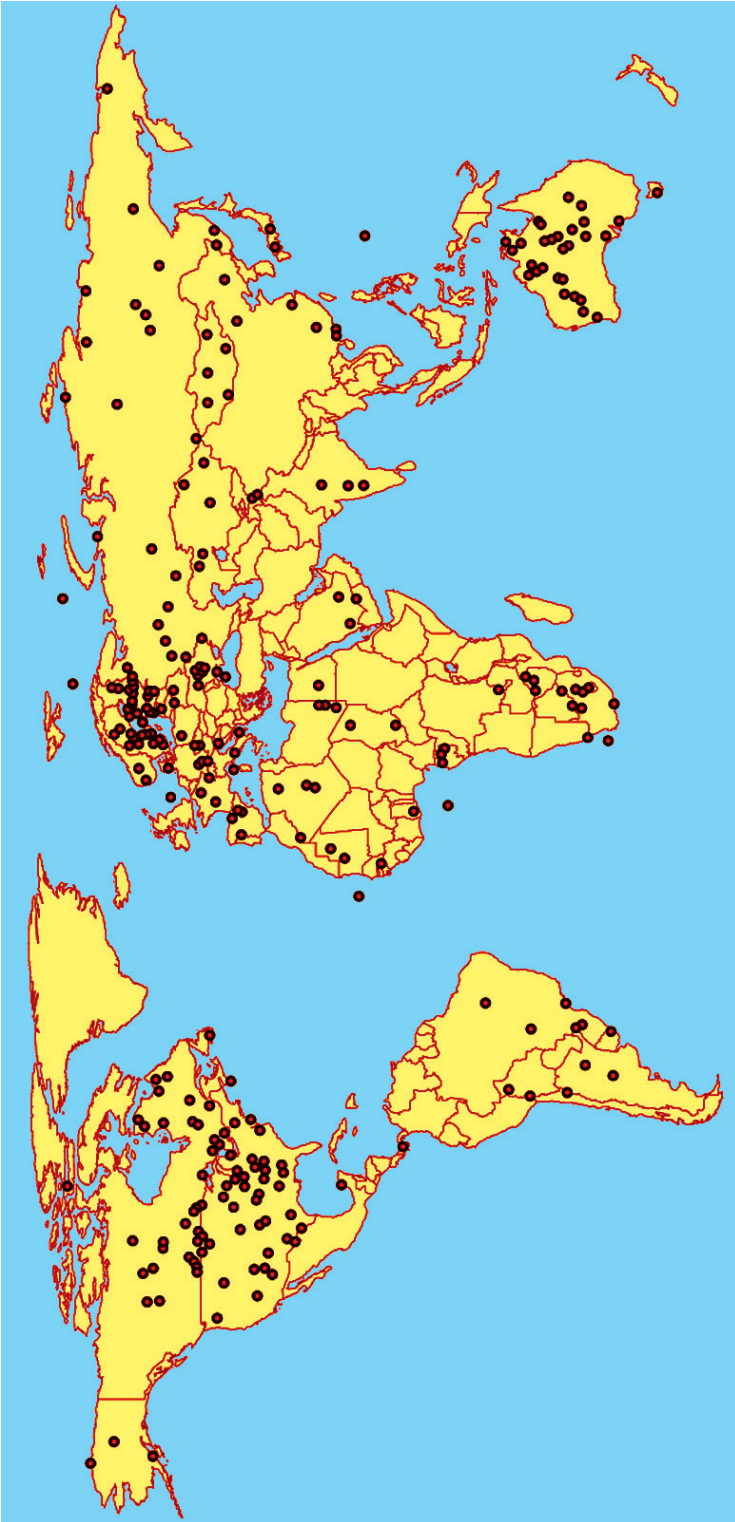


Рис. 64. Астроблеми та метеоритні кратери Землі [462]



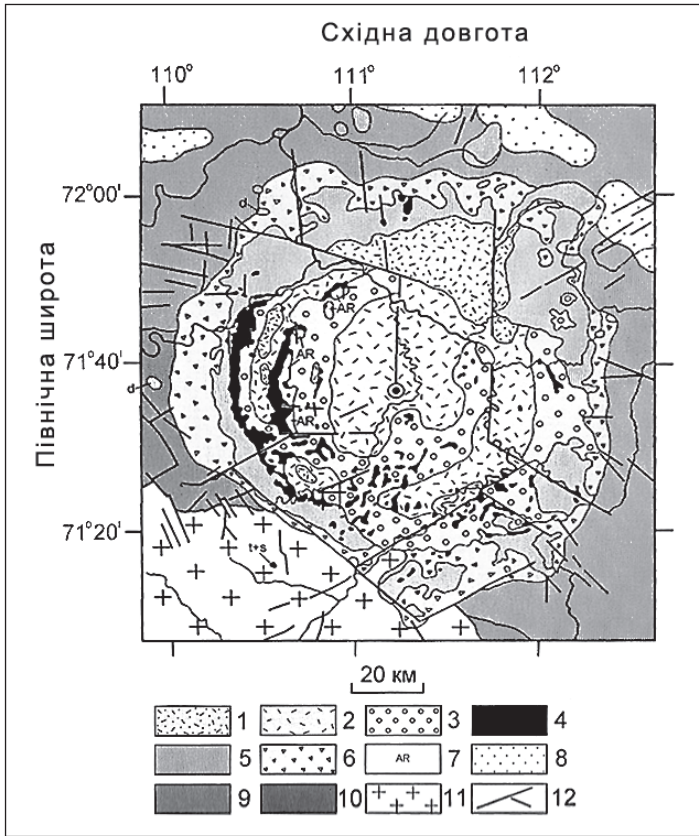
1 – Сіхоте-Алінський кратер; 2 – Соболевський кратер; 3 – Мачинський кратер; 4 – кратер Ельгигитгин; 5 – Попігайська астроблема; 6 – астроблема Беєнчиме; 7 – Чукчинський кратер; 8 – Логанчинський кратер; 9 – Карський кратер; 10 – Рагозинська астроблема; 11 – кратер Бігач; 12 – кратер Шунак; 13 – кратер Жаманшин; 14 – астроблема Шийлі; 15 – Карлінський кратер; 16 – Пучеж-Катунська астроблема; 17 – астроблема Суав'ярві; 18 – астроблема Яніс-Ярві; 19 – Мишиногорський кратер; 20 – астроблема Кярдла; 21 – група кратерів Каалі; 22 – астроблема Мізарай; 23 – астроблема Вяпрай; 24 – Логойський кратер; 25 – Калузський кратер; 26 – Курський кратер; 27 – Гусівський кратер; 28 – Каменський кратер; 29 – Болтиський кратер; 30 – Західний кратер; 31 – Оболонський кратер; 32 – Ротмістровський кратер; 33 – Терновська астроблема; 34 – Зеленогайський кратер; 35 – Іллінецький кратер.

Рис. 65. Астроблеми та метеоритні кратери країн Снд [356]

ється питання про можливе метеоритне походження улоговини озера Ханка, кільцевої структури Седбері в Канаді і Бушвелдського комплексу в ПАР, з якими пов'язані унікальні рудні скупчення мідно-нікелевих і хром-платиноїдних руд.

Одними з найвідоміших є Попігайський кратер в Сибіру, Чиксулуб в Мексиці, Акраман в Австралії.

Попігайський кратер розміщений на півночі Анабарського щита в Сибіру. Він має діаметр 100 км, характеризується концентрично-зональною будовою (рис. 66) [356]. В рельєфі він виражений округлим зниженням глибиною до 200–400 м, яке частково заповнене четвертинними пісками і гальковиками. Внутрішня частина воронки кратера становить кільцеве підняття діаметром 45 км, утворена гнейсовою аутигенною брекчією, перекритою імпактитами (зювітами з пластоподібними і січними тілами тагамітів) товщиною до 2–2,5 км. Її зо-



Імпактний комплекс. Відклади вибухової хмари: 1 – зювітові мегабрекчії; 2 – Далдинська формація зювітів; 3 – Парчанайська формація зювітів. Відклади відцентрового донного потоку: 4 – кліпенова брекчія; 5 – мегабрекчія; 6 – ударно-розплавні породи. Підкратерні формації зони пластичної течії: 7 – брекчіювані гнейси зони II кільцевого валу. Породи мішені: 8 – мезозойські; 9 – палеозойські; 10 – протерозойські; 11 – архейські. Інші позначки: 12 – постімпактні та давні відроджені розломи.

Рис. 66. Геологічна карта Попігайського кратера [356]

внішня частина завширшки 20–25 км складена переважно аlogenною брекчією товщиною понад 150 м, перекритою імпактитами, близькими за складом до гнейсів основи. Імпактити складаються зі скла, в якому розміщені сплавлені уламки гнейсів та їх мінералів. Осадові породи протерозою і раннього палеозою на бортах структури інтенсивно деформовані відцентровими насувами і радіальними зсувами. Вік кратера оцінюється в 35 млн років. У породах кратера знайдені такі тугоплавкі мінерали, як коесит, стишовіт, імпактні алмази, кварц з планарними структурами, шпінель; встановлений підвищений вміст іридію.

Подібну будову має кратер Ельгігітгін на північному сході РФ (рис. 67).

Кратер Чиксулуб на півострові Юкатан в Мексиці має діаметр 180–210 км, вік 65 млн р., характеризується наявністю центрального підняття діаметром



Рис. 67. АстроBLEMA Ельгигитгин (Росія) – діаметр 18 км, вік $3,5 \pm 0,5$ млн р. [462]

40–60 км і кратера (рис. 68, 69) [197–200, 235, 236, 242, 271, 290, 295, 313, 325, 333]. Основою структури є граніто-гнейси, кристалічні сланці та кварцити кристалічного фундаменту і доломіти, вапняки та ангідрити крейди. Структура складена брекчіями товщиною понад 1600–1700 м, які перешаровуються з імпактітами і склом. Вона віддзеркалюється в гравітаційних та магнітних полях. На базі їх аналізу встановлено, що ударний вплив у вигляді зон тріщинуватості прослідковується на глибину до 30 км. Зювіти і брекчії характеризуються підвищеним вмістом іридію, платиноїдів, хрому, нікелю, кобальту.

Вік кратера Чиксулуб збігається з найважливішими подіями перебудови органічного світу Землі, так званими епохами великих вимирань, головною з яких є межа крейди–палеогену (65 млн р.) – епоха вимирання динозаврів. Саме з падінням метеорита Чиксулуб багато хто з вчених і пов'язує цю найважливішу подію в порівняно нещодавній геологічній історії нашої планети [31, 48, 140, 191, 196, 204, 250, 251, 254, 266, 312, 324, 352, 356, 504], але існують й інші точки зору.

Кратер Акраман розташований у південній Австралії, на хребті Голер, представлений залишками глибоко еродованого кратера діаметром до 150–160 км у вигляді кільцевих рубців у кислих вулканітах мезопротерозою (рис. 70) [188, 220–223, 225, 228, 281, 317, 341]. Залишки уламків і скла розповсюджені у світі Буньєру в геосинкліналі Аделаїда і в сланцях западини Офісер на відстані до 450 км. Вік цього горизонту 600 млн р., він збагачений Ir, Au, Pt, Pd, Cr, Ru, вміст яких в 20–50 разів перевищує фонові. Описані планарні деформації в кварці, тектітоподібні сферули.

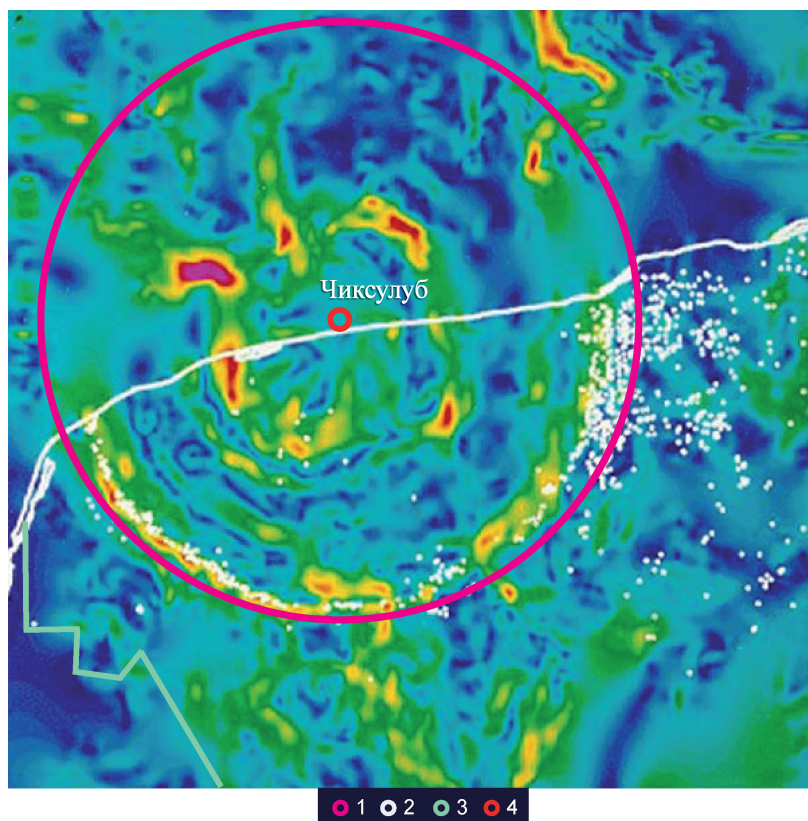


Рис. 68. Супутникова фотографія району кратера Чиксулуб з Google Earth [224]

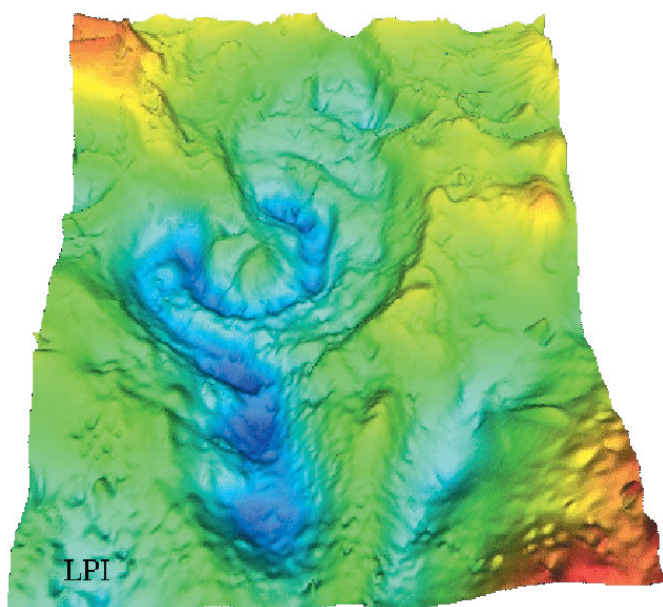


Рис. 69. Гравітаційна карта кратера Чиксулуб [224]



Рис. 70. Супутникова фотографія кратера Акраман

Крім цієї структури, в Австралії виявлено п'ять імпактних структур протерозойського віку: Тіг-Рінг (діаметр 30 км, вік 1630 млн р.), Спайдер (12 км, середній-пізній протерозой), Келлі (до 20 км, пізній протерозой), Странгуейс (40 км, 1000 млн р.), Лон-Хілл (20 км, пізній протерозой) [322, 516].

Кратер Пантер-Маунтин діаметром 10 км відомий в графстві Улстер у штаті Нью-Йорк, США (рис. 71, 72). Структура захоронена на глибині 800–900 м і перекрита молодшими осадами, але чітко виражена в рельєфі кільцевим розміщенням системи шляхів, річок і ручаїв. Тут відомі газові поклади, приурочені до нижньодевонських відкладів на глибині 1700–1800 м, що встановлено в результаті буріння у 1955 р. розвідувальної свердловини Хердман, дебіт якої склав 15–17 тис. м³ газу на день. Ці поклади приурочені до внутрішньої частини структури, між центральним підняттям і зовнішнім валом.

Крім описаних структур, відома велика кількість подібних утворень на різних континентах. Для всіх характерна кільцева форма (рис. 73), вони гарно віддзеркалюються в гравітаційних і магнітних полях (рис. 74, 75), характеризуються наявністю центрального підняття і крайового валу, систем дугових цен-

триклінальних розломів (рис. 76–78), широким розвитком специфічних порід ударного походження, підвищеним тепловим потоком [58, 59, 120, 145, 150, 153, 166, 219, 226, 259, 331, 486]. Подібні структури знайдені і на інших планетах Сонячної системи (рис. 79).

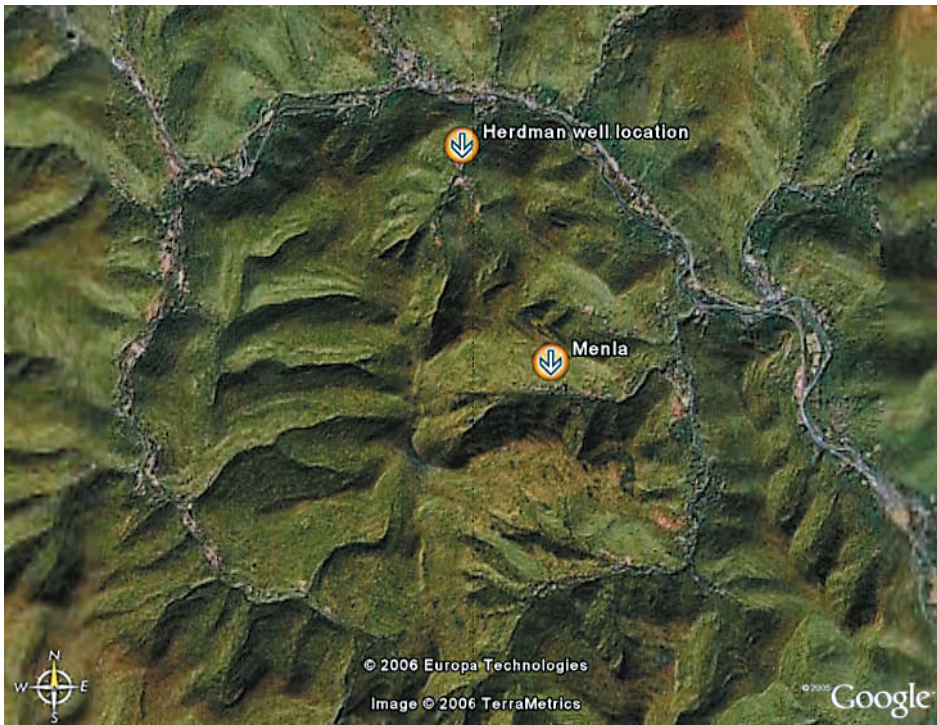


Рис. 71. Супутникова фотографія кратера Пантер-Маунтин [437]

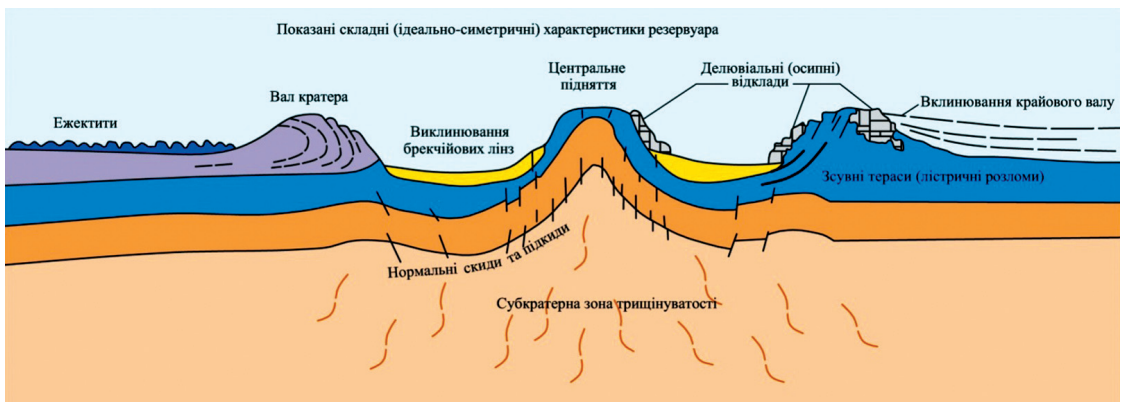


Рис. 72. Типовий розріз імпульсної структури типу Пантер-Маунтин [428]

Рис. 73. Супутникова
фотографія кратера Кебіра
[467]

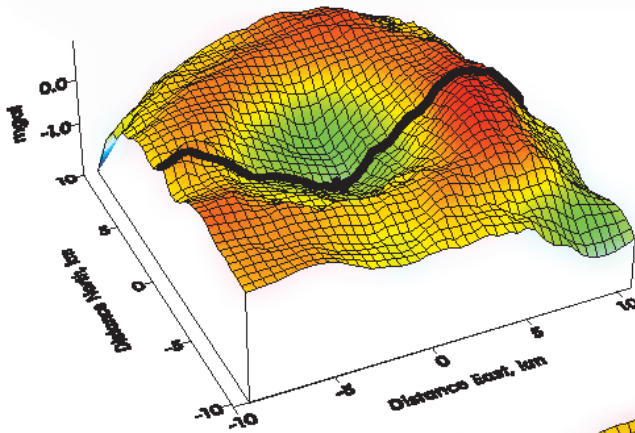
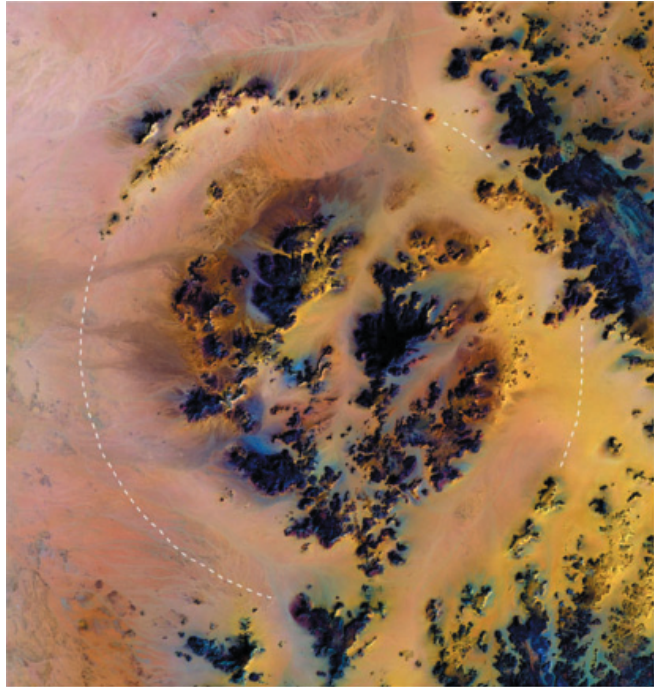
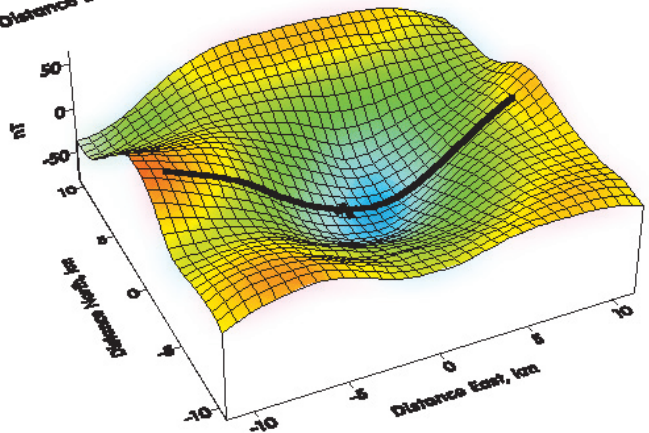


Рис. 74. 3D модель гравітаційної
аномалії Бугера в центральній
частині структури Сільвен
[409]

Рис. 75. 3D модель аномалій
магнітного поля в центральній
частині структури Сільвен [409]



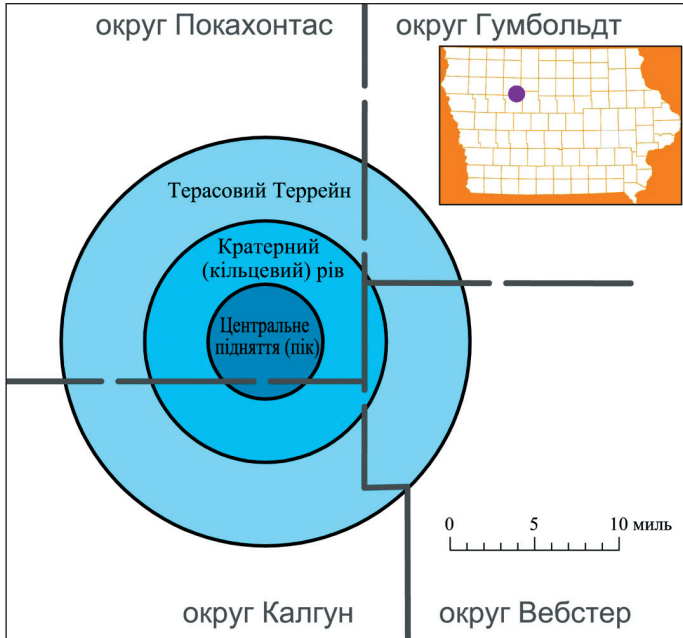


Рис. 76. Схема будови кратера Менсон [180, 413]



Рис. 77. Схематичний геологічний розріз імпаکتної структури Менсон [413]

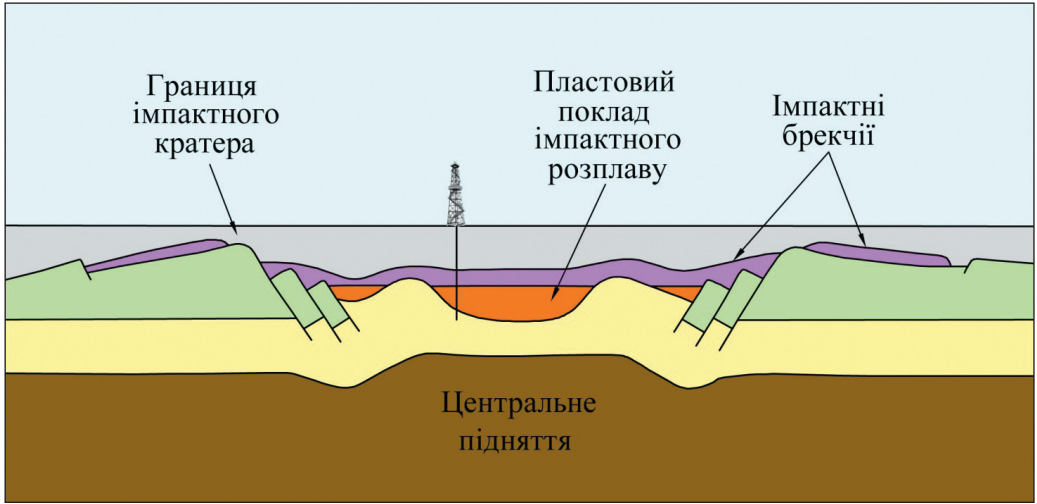


Рис. 78. Схема будови типової імпаکتної структури [224]

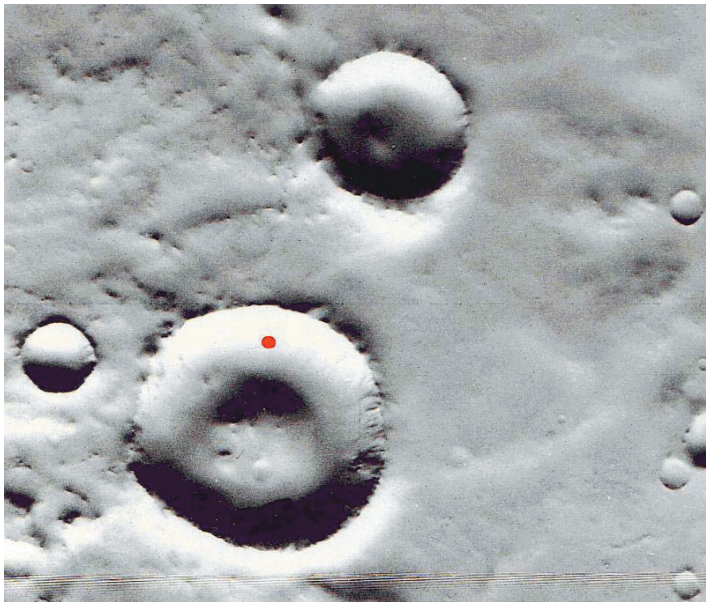
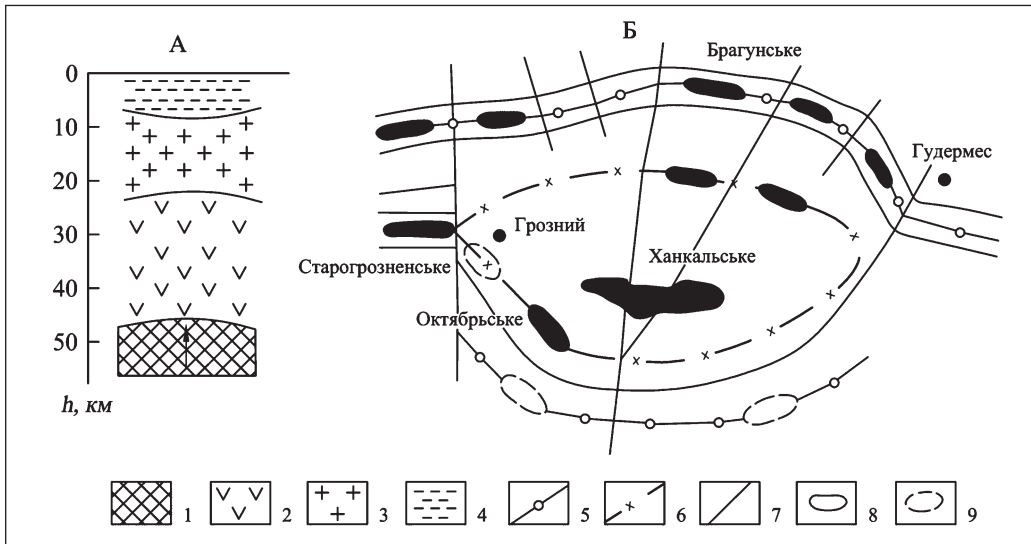


Рис. 79. Імпактні кратери на Марсі [437]

7.2. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ КІЛЬЦЕВИХ СТРУКТУР

Нафтогазоносність кільцевих структур встановлена в багатьох районах світу: в Московській синеклізі, на Західносибірській плиті (Уренгойська кільцева структура), Волго-Уральській нафтоносній області, Прикаспійській западині, Терско-Сунжинській нафтоносній області (Грозненська), в США (Вьюфілд, Ньюпорт, Ред-Уїнг), в Китаї (Ляохе, Біхай) [25, 79, 80, 118]. Однак нафтогазоносність переважної більшості з них обумовлена ендегенними чинниками, зокрема наявністю зон розушльнення і флюїдизації (рис. 80, 81) [155, 157].



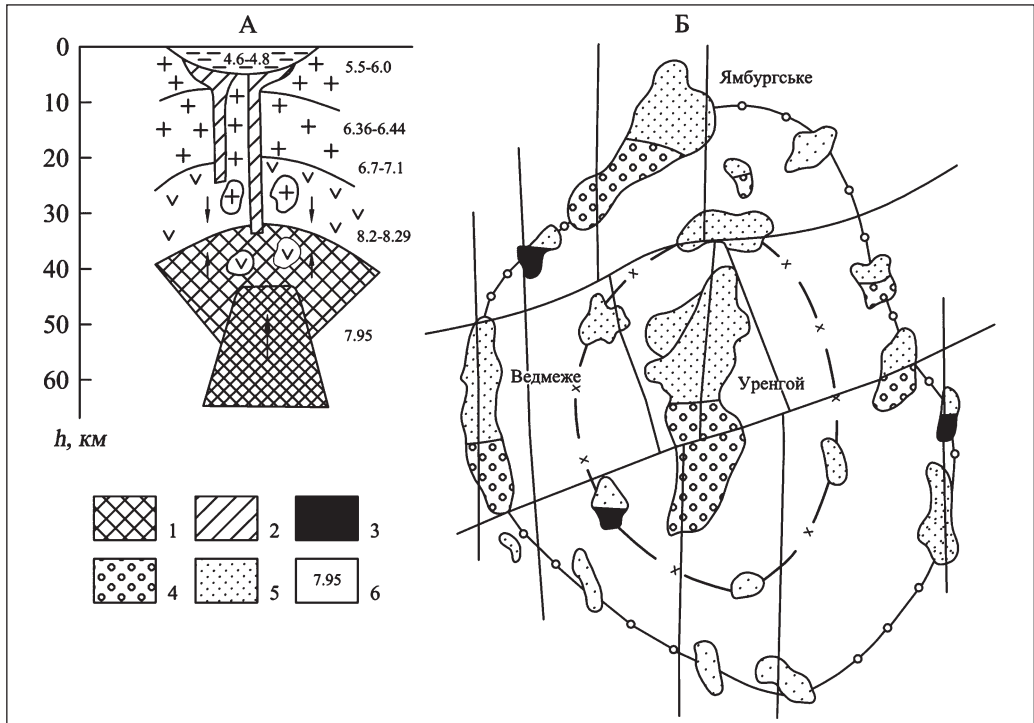
1 – верхня мантія; 2 – «базальтовий» шар; 3 – «гранітний» шар і палеозойський фундамент; 4 – осадовий чохол; 5 – зовнішній вал; 6 – внутрішній вал; 7 – розломи; 8 – нафтові родовища; 9 – передбачувані структури.

Рис. 80. Схематична карта і розріз Грозненської кільцевої структури [157]

Під час виникнення ударних структур формуються розушльнені зони підвищеної тріщинуватості, які можуть акумулювати поклади вуглеводнів навіть у нетрадиційних щільних породах, зокрема, гранітоїдах, метаморфічних породах кристалічного фундаменту і таке інше [85]. Саме цим обумовлена їх потенційна нафтогазоносність.

На думку А.А. Баренбаума [352], формування потенційно нафтогазоносних імпактних структур може бути пов'язаним з падінням не тільки астероїдів (що обумовлює виникнення великих астроблем), а й галактичних комет, які в земній атмосфері, як правило, повністю руйнуються, але формують надзвукову ударну хвилю, що обумовлює подрібнення порід в місці удару і провокує створення під поверхнею, вірогідно на межі літосфери і астеносфери, активних геодинамічних осередків. Як передбачається, за рахунок кумулятивної дії енергії, яка виділяється при падінні комети, формуються конусоподібні зони тріщинуватості,

які мають діаметр, близький до діаметра комети, і входять на глибину декілька десятків кілометрів. Саме з ними, на думку дослідників, і можуть бути пов'язані промислові поклади нафти і газу.



1 – астеноліт; 2 – трапи; 3 – нафта; 4 – газоконденсат; 5 – газ; 6 – граничні швидкості, км/с.

Рис. 81. Схематична карта і розріз Уренгойської кільцевої структури [157]

Зараз у світі відомо 14 родовищ вуглеводнів, пов'язаних безпосередньо з імпаکتними структурами: Вьюфілд, Ред-Уїнг і Ньюпорт в Уїллістоунському басейні (провінція Саскачеван в Канаді та штат Північна Дакота в США), Ігл-Бьютт – в Західноканадському басейні, Лайс-Ранч – в басейні Мексиканської затоки Кантарель в кратері Чиксулуб в Мексиці та ін. [263, 431, 438, 458, 459, 478, 485] (табл. 19).

Кратер Вьюфілд, з яким пов'язане однойменне родовище нафти, був виявлений в результаті сейсмозвідувальних досліджень в 1969 р. у провінції Саскачеван, в канадській частині басейну Уїллістоун [85]. Він є чашоподібним заглибленням у карбонатних відкладах карбону (міссісіпська система), заповненим потужною товщею червоноколірних порід юрського віку. В зоні крайового підняття, що облямовує кратер, карбонатні відклади карбону інтенсивно брекчіювані і саме до них приурочені поклади нафти, запаси яких оцінюються в 10 млн т (видобувних – 2,7 млн т). Свердловини, пробурені в центральній частині кратера, виявилися непродуктивними, у той час як дебіт свердловин на периферії кратера перевищує 54 т/д. Глибина покладів 1200–1300 м.

Таблиця 19. Характеристика нафтогазоносних астроблем Північної Америки [437]

Назва	Розташування	Діаметр, км	Вік	Породи-колектори	Вік	Глибина покладів, м	Видобуток		Резерви	
							Нафта, b/d	Газ, MMcgsd	Нафта, million bbl	Газ, bcf
Амес (Еймс)	Оклахома, США	13,0	O ₁	Граніти, доломіти	pCm, O	2560–3000	2,600	3,1	25	15
Авак	Аляска, США	12,0	K–N	Пісковики	J	790–850		1,3		39
Келвін	Мічиган, США	6,1	O ₃	Доломітизовані вапняки	D	240–270	110		5	
Чікулуб	Юкатан, Мексика	300,0	K–N	Доломітизовані брекчії	K	2500–5100	2,1 млн	1,400	30,000	15,000
Маркес	Техас, США	12,7	Pg	Пісковики, сланці	K ₁	2750	30	1,8	0,1	5
Ньюпорт	Півн. Дакота, США	3,2	Sm–O	Граніти, пісковики	pCm, Cm	2800–2900	280		15	
Ред-Вайн-Крик	Північна Дакота, США	9,0	J–T	Вапняки		2430–2950	960	2,3	20	25
Сьєрра-Мадре	Техас	13,0	K ₃	Вапняки	PZ ₁	3650–4100		7,7		270
Стін-Рівер	Атабаска, Канада	25,0	K ₂	Доломіти	D	1300–1370	550		5	
Лайс-Ранч	Техас, США	4,0	N	Пісковики		60–150		0,068		2
Вьюфілд	Саскачеван, Канада	3,2	J ₁	Вапняки		1270–1310	575	0,26	10,5	4,5

Кратер Ред-Уінг, де відомо однойменне родовище вуглеводнів – це округле заглиблення діаметром 9 км в карбонатних відкладах міссісіпської системи, з центральним підняттям і крайовим валом. Вік виникнення – триас-юрський. Поклади нафти (запаси 3 млн т) і газу (700 млн м³) приурочені до зон тріщинуватості карбонатних порід карбонової основи кратера, глибина покладів 2500–3000 м.

Кратер Ньюпорт з однойменним родовищем нафти діаметром 3,2 км утворений в гранітах кристалічного фундаменту і кембрійських пісковиках з ознаками ударного метаморфізму. Його вік – кембрій-ордовик. Поклади нафти, запаси якої оцінюються в 2,3 млн т, локалізовані в брекчіях гранітів і пісковиків зовнішнього валу на глибині 2300–2400 м.

Кратер Лайс-Ранч, з яким пов'язане однойменне газове родовище, був виявлений в результаті аналізу аерофотознімків в 1979 р. в Південному Техасі, в нафтогазоносному басейні Мексиканської затоки [421]. Вік кратера – післяеоценовий-доплейстоценовий. Він має округлу форму діаметром 4 км, з невеликим центральним підняттям, характеризується інтенсивними деформаціями еоценових глинисто-алевролітових відкладів (складки, розломи, насуви), які простежуються на відносно незначну глибину, наявністю блоків і кусків перекриваючих пісковиків (які, вірогідно, були роздрібнені і викинуті з кратера під час удару [262]). Петрофізичний аналіз зразків підтвердив наявність слідів ударного метаморфізму. По периферії цієї структури встановлені поклади газу на глибині всього 61 м, дебіти свердловин склали 23–29 тис. м³/добу.

Кратер Келвін пізньоордовицького віку – це ізольована поверхнева структура округлої форми, внутрішній діаметр якої дорівнює 6,2 км, а зовнішній – 8,5 км. Вона складається з центрального куполу, основної депресії і зовнішнього валу, який її оточує [471]. Вважається, що ця структура має пізньоордовицький вік, в карбонатних породах основи на незначній глибині (250–300 м) відомі поклади нафти, запаси якої можуть сягати 450 тис. т.

Кратер Амес (Еймс) ранньоордовицького віку приурочений до басейну Андарко в південній частині Канадського щита [465]. Він має діаметр 13–16 км, його основою є брекчійовані гранітоїди кристалічного фундаменту і ранньоордовицькі доломіти Ербакл, перекриті потужною товщею палеозойських відкладів (2,5–2,8 км). Поклади нафти (запаси 3,8 млн т) і газу (430 млн м³) приурочені до тріщинуватих гранітоїдів і доломітів зовнішнього валу і позитивних структур внутрішньої зони кратера на глибині 2500–2900 м, які перекриті сланцями Оіл-Крик середнього ордовика.

Кратер Авак крейдового віку на арктичному узбережжі Аляски діаметром 12 км утворений в інтенсивно брекчійованих сланцях ордовику, силуру, юри, пісковиках ранньої крейди. В центральній частині кратера виділяється підняття амплітудою 500 м. Поклади газу родовищ Східний і Південний Барроу, Сикулик приурочені до лістричних розломів зовнішнього валу на глибині 790–850 м, роль структурної пастки відіграють післякратерні сланці крейди. Запаси газу становлять 37–39 млрд куб. футів.

Таким чином, скупчення вуглеводнів, як правило, приурочені до тріщинуватих порід основи імпактних кратерів в їх периферійних частинах, зокрема, крайових підняттях, які оточують центральну кальдеру, але відомі також в зонах тріщинуватості центральних підняттях. Поклади вуглеводнів можуть також бути приурочені до зон радіальних і кільцевих розломів, які пересікають імпактні структури. Вочевидь, на всі ці зони треба звертати підвищену увагу при пошуках родовищ вуглеводнів, пов'язаних з астроблемами.

За статистикою досліджень імпактних структур в США 50 % з них виявилися нафтогазоносними.

8. ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ВИДОБУТКУ НЕКОНВЕКЦІЙНИХ ТИПІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Екологічні небезпеки, які можуть виникати при розробці сланцевого газу, є одними з найбільш обговорюваними, особливо в густонаселеній Європі [269, 277, 321, 364]. Основну небезпеку для навколишнього середовища пов'язують з застосуванням технології гідророзриву пласта (hydraulic fracturing, fracking), яка передбачає витрати великої кількості води та створює небезпеку забруднення водоносних горизонтів при використанні високотоксичних хімічних речовин, забруднення повітря та збільшує ймовірність виникнення техногенних землетрусів. Крім того, необхідність буріння великої кількості свердловин в густонаселеній Європі викликає побоювання можливої зміни природних ландшафтів. Все це призвело до того, що розробка покладів сланцевого газу в Європі сприймається суспільством дуже критично, у зв'язку з чим уряди низки європейських країн (Франція, Румунія, Австрія, Англія) ввели на певний період мораторій на видобуток сланцевого газу з використанням методики гідророзриву [203].

Як зазначає Bloomberg [452], Франція стала першою країною, де законодавчо заборонено видобуток сланцевого газу, який останнім часом набрав значної популярності у енергетиків. Сенат Франції на засіданні 01 липня 2011 р. заборонив метод видобутку корисних копалин, який має назву «гідророзрив пласта». За ухвалення законопроекту проголосували 176 сенаторів, а проти – 151. Тепер у всіх компаній, що одержали у Франції дозвіл на видобуток сланцевого газу, ліцензії будуть ліквідовані. Якщо вони продовжать працювати на родовищах, їм загрожують штрафи, а менеджерам компаній – тюремні терміни. В Асоціації нафтовиків Франції (Union Francaise des Industries Petrolieres) вже заявили, що засуджують рішення сенаторів.

Гідророзрив пласта використовується не тільки при видобутку сланцевого газу, але й при «інтенсифікації» родовищ, де приплив нафти або газу незначний. Гідророзрив призводить до створення в цільовому горизонті високопровідних тріщини, система яких і забезпечує приплив флюїду. Екологи вважають гідророзрив пласта дуже небезпечною техногенною операцією, оскільки при цьому використовується велика кількість хімікатів, що неконтрольовано потрапляють у воду та повітря.

Із екологічних міркувань в Австралії також введений мораторій на 20 років на видобуток сланцевого газу, щоб поглиблено оцінити можливі негативні екологічні наслідки його видобутку. Доцільність здійснення подібних заходів розглядають і в Канаді [473].

В Україні під час дискусій щодо перспектив розвитку видобування сланцевого газу згадують передусім про економічні передумови, питання енергетичної безпеки, технологічні та законодавчі обмеження. Разом з тим, видобування сланцевого газу пов'язане із значними екологічними ризиками. Британська дослідницька організація Tyndall Centre for Climate Change Research [508] нещодавно оприлюднила результати дослідження про вплив на довкілля видобування сланцевого газу, у висновках якого рекомендує уряду своєї країни призупинити розвиток технології до більш детального дослідження екологічних ризиків.

Потрібно звернути увагу на поглиблене вивчення екологічних аспектів перспектив видобування сланцевого газу в Україні не для того, щоб залякати громадськість та збурити суспільну думку проти розвитку перспективної галузі, а з метою своєчасної розробки адекватних механізмів контролю та запобігання техногенних аварій в місцях розробки покладів сланцевого газу. І тут не обійтись без вивчення та підбору оптимального хімічного складу розчину, який використовується при гідророзриві. Найбільш технологічно поширений склад гідравлічного розчину становить: 98 % водопіскової суміші та 2 % високотоксичної хімічної речовини.

За розрахунками експертів, для підготовки одного кластера із 6 свердловин потреба у воді становить близько 54–174 тис. м³ (залежно від довжини вертикальної частини свердловини), потреба у хімічних реагентах – близько 1,0–3,5 тис. м³. Згідно з існуючою в США практикою, після розриву пласта вдається викачати назад близько 1,3–23 тис. м³ гідравлічного розчину. Але його більша частина (майже 80 %) залишається у свердловині, що створює реальну загрозу його потрапляння у водоносні горизонти з подальшим отруєнням підземних водних резервуарів впродовж терміну експлуатації свердловин.

Для запобігання цих вкрай небажаних явищ у більшості штатів США органи місцевої влади законодавчо зобов'язали газовидобувні компанії застосовувати технологію бетонування вертикального стовбура свердловини для його надійної ізоляції від контакту з ґрунтовими водами. Та частина гідравлічного розчину, яка відкачується із свердловини, певний період часу зберігається у технічних резервуарах глибиною до 3 м, об'ємом близько 3 тис. м³, після чого підлягає вивезенню та утилізації. Як свідчить набутий досвід, інфраструктура утилізації цієї рідини повинна бути створена вже на підготовчому етапі розробки покладів сланцевого газу. Порушення правил роботи з технічною рідиною або неналежне зберігання створює загрозу її потрапляння у навколишнє середовище внаслідок техногенних аварій, інфільтрації і т.д., що потребує контролю з боку органів місцевої влади та уповноважених інстанцій.

Іншим аспектом видобування сланцевого газу, на який необхідно звернути увагу, є утилізація технічної породи, що утворюється на етапі бурових робіт. Порівняно із традиційною газовою свердловиною глибиною до 2 км, яка дає близько 85 м³ відвалу породи, кластерне буріння вертикальної частини свердловини сланцевого газу на глибину до 2 км та горизонтальної частини довжиною до 1,2 км дає у 10 разів більший об'єм виходу технічної породи – близько 840 м³ (6 свердловин по 140 м³ кожна). В Україні експерти прогнозують залягання

газоносних пластів на глибинах близько 2,5–4 км, отже вихід технічної породи на одному кластері становитиме близько 1350 м³ або 4725 м³ на 1 км².

Досвід видобування сланцевого газу в США показує, що дебіт однієї свердловини сланцевого газу може становити близько 80 тис. м³/добу. Однак він суттєво скорочується впродовж перших 5 років експлуатації. Середній час експлуатації однієї свердловини становить близько 7 років, після чого продовження видобування газу стає економічно невиправданим. Тому, збереження та збільшення значних обсягів видобування сланцевого газу в США відбувається екстенсивним шляхом, тобто винятково за рахунок збільшення кількості свердловин.

Нещодавно британські вчені оприлюднили результати прогнозних оцінок ресурсного забезпечення та екологічних ризиків, пов'язаних із перспективою видобування 9 млрд м³ сланцевого газу у Великій Британії впродовж 20 років, очікувані результати яких наведені у табл. 20.

Таблиця 20. Відомості про матеріально-технічні ресурси, необхідні для забезпечення видобутку сланцевого газу

№ з/п	Вид ресурсу	Потреба у ресурсах	
		Перший рік видобування	Впродовж 20 років видобування
1	Площа родовищ сланцевого газу, км ²	141	396
2	Сукупна площа бурових майданчиків, га	743	990
3	Кількість свердловин	2970	
4	Кількість кластерів (бурових майданчиків по 6 свердловин)	495	
5	Обсяг виходу породи в ході бурових робіт, м ³	409,4 тис.	
6	Обсяг технічної води для гідравлічного розриву, м ³	26,73 млн	86,13 млн
7	Обсяг хімічної речовини для приготування гідравлічного розчину для розриву породи, м ³	782,1 тис.	1360 тис.
8	Кількість рейсів автомобільного транспорту для забезпечення підготовки та діяльності бурових майданчиків	2,136 млн	3,263 млн

Примітка. Розрахунок ресурсів проведений без врахування можливості повторного гідророзриву породи для відновлення дебіту свердловин, які вже знаходяться в експлуатації.

За оцінками спеціалістів, показники викидів CO₂ під час експлуатації свердловин сланцевого газу суттєво не відрізнятимуться від показників при видобуванні традиційного газу. Водночас науковці звертають увагу, що на підготовчому етапі кількість викидів CO₂ залежатиме від глибини залягання продуктивного пласта та кількості машино-годин, необхідних для буріння свердловин (від 500 до 3000 машино-годин). За розрахунками експертів, викид CO₂ під час буріння як вертикальної, так і горизонтальної частини свердловини становитиме близько 49 кг CO₂ на один метр проходки. Так, обсяг викиду CO₂ при бурінні середньостатистичної свердловини довжиною 3 км (1,5 – вертикально; 1,5 – горизонтально) в районі родовища сланцевого газу Марселлус становив приблизно 73,5 т. Зважаючи на загрозу збільшення викидів CO₂, важливо також

звернути увагу на існуючі розрахунки кругорейсів автотранспорту, що використовується на підготовчому етапі одного газовидобувного кластера. Їхня кількість становить близько 4,3–6 тис., при цьому 90 % рейсів транспорту здійснюється саме на етапі гідравлічного розриву газоносного пласта для доставки технічної води та інших хімічних сполук. Емісія CO₂ від роботи транспорту, задіяного у перевезеннях технічної води, хімічних реагентів, відкачаних обсягів гідравлічної рідини та технічного ґрунту після буріння становить близько 983,11 г. CO₂ на 1 км перевезення. Отже, за підрахунками британських вчених, при видобутку 150–300 млрд м³ впродовж 20 років, сукупні обсяги викиду CO₂ становитимуть близько 305–589 млн т. Іншим аспектом, який потребує посиленої уваги з боку органів влади та додаткового вивчення спеціалістами, є можливість міграції сланцевого газу від місця його розробки на значну відстань (в США відомі випадки міграції газу на відстань до 20 км) та неконтрольованого виходу на поверхню, потрапляння у резервуари питної води, в комунальні пункти водозабору тощо.

Отже, до головних екологічних загроз, пов'язаних з видобуванням сланцевого газу об'ємом 10 млрд м³ на рік, можна віднести:

- порушення правил роботи з хімічними речовинами та технологій виконання бурових робіт, що може спричинити потрапляння отруйних речовин у природні резервуари питної води, ґрунтові та поверхневі води навколо місць розробки газу;
- накопичення в ґрунтових водах важких металів та органічних хімікатів, природних радіоактивних матеріалів;
- зростання обсягів використання технічної води в районах розробки родовищ та відсутність інфраструктури утилізації значних об'ємів технічної рідини (5–10 млн м³ для 3000 свердловин), що відкачуватиметься із свердловин перед початком їх експлуатації;
- необхідність утилізації значних обсягів технічної породи в районах видобування сланцевого газу (близько 700 тис. м³);
- на підготовчому етапі під час облаштування близько 3000 свердловин, призначених для видобування 10 млрд м³ газу в Україні, сукупні викиди CO₂ від транспортних робіт в атмосферу становитимуть не менше 600 млн т;
- міграція та неконтрольовані викиди сланцевого газу після гідравлічного розриву породи, потрапляння газу у водозабірні системи комунального водогосподарства прилеглих територій.

Як бачимо, екологічні наслідки можуть бути доволі суттєвими, їх подолання потребуватиме значних фінансових витрат та організаційних зусиль усіх рівнів центральної і місцевої влади, широкого залучення та інформування громадськості.

За оцінками експертів, масштабне видобування сланцевого газу в Україні може розпочатись не раніше 2017–2022 рр. Отже, час для врахування усіх специфічних питань, пов'язаних з екологічною небезпекою розробки цього виду палива, є. Питання про екологічну безпеку при видобутку сланцевого газу виникають і в Україні. Зокрема, це питання було порушено 19 травня 2011 р. на спільному засіданні депутатських комісій Львівської, Тернопільської

та Івано-Франківської обласних рад під час обговорення намірів уряду розпочати, за інвестиційної підтримки іноземних енергетичних компаній, видобуток газу зі сланців у так званій Олеській зоні, яка охоплює значну частину території західних областей. Отже, членами постійних депутатських комісій з екологічних питань всебічно розглянуто не тільки перспективи цієї справи, але й загострено увагу на можливих негативних наслідках для довкілля від видобування сланцевого газу і, в результаті, рекомендовано наразі утриматися від надання погодження щодо включення Олеської ділянки до Переліку надр, які можна надавати в користування, як про це просить Міністерство екології та природних ресурсів [397]

Мікроземлетруси (магнітудою менш, як 3 бали за шкалою Ріхтера) також є невід'ємною складовою гідророзриву. Вони несуть дуже невеликий ризик – візуально всі помічені мікросейсмічні події, пов'язані з гідророзривом, мають магнітуду – 0,5 бала, це набагато нижче відчутного без обладнання рівня. Невеликі землетруси в південній частині Техасу пов'язані зі збільшенням видобутку нафти і пластової води, але не пов'язані безпосередньо з процесом гідророзриву. Сейсмічні рухи в період 2009–2011 рр. в басейні р. Горн, Британська Колумбія, були викликані нагнітанням флюїду під час гідророзриву поблизу передових розломів, але тільки один з цих випадків можна було «відчутти» на поверхні землі і ніякої шкоди це не принесло.

Більшість землетрусів, що приписуються гідророзриву, пов'язані з ін'єкцією відпрацьованої (стічної) води в свердловину глибоко під землею. Це може порушити флюїдний баланс в породах і напруження земної кори поблизу розлому. Загалом ці так звані свердловини для поглинання стічних вод несуть невеликий ризик індукованої сейсмічності і, порівняно з їхньою великою кількістю, було зафіксовано невелику кількість сейсмічних подій. Проте землетрус в Оклахомі магнітудою 5,7 бала в 2011 р. був пов'язаний зі спуском технічних вод від видобутку нафти. Очевидно, що деякі площі на середньому заході США схильні до процесу під назвою «динамічний пуск», за допомогою якого віддалені землетруси можуть викликати невеликі землетруси вздовж розлому, що «критично завантажені» свердловинами для поглинання стічних вод. Якщо стратегія розроблена для мінімізації впливу цих свердловин на баланс підземних флюїдів, то ризик індукованої сейсмічності буде зменшено.

Запаси Європи в 639 Tcf можна порівняти з запасами Америки, що нараховують 862 Tcf, але тут існують інші фактори. Європейська геологія складніша, з глибокозануреними сланцями, а отже видобуток газу тут витратніший. Згідно з даними Дойч-банку, вартість свердловини у Європі може перевищувати вартість свердловини у США в 3,5 рази.

У Великій Британії про застосування гідророзривів не було широкого розголосу, поки не сталося 2 невеликих землетруси (3,2 і 2,4 бали) в Ланкаширі у 2011 р. після проведення гідророзривів у свердловинах. Цей процес фактично розпочався у 70-х роках, всього було задіяно 200 свердловин на узбережжі і ще більше у Північному морі. Було застосовано різні експерименти: наприклад, Лідсейська нафтова свердловина зазнала розриву у вересні 1991 р. із використанням мікробіальної кислоти як агента для розриву (вона відома ще як марміт,

дріжджовий і рослинний екстракт). Теоретично марміт (і меляси) є продуктом харчування для спеціальних бактерій, які виділяють кислоту для розчинення карбонатної породи. На жаль, ними також харчуються і природні бактерії, що виробляють сірководень. Свердловина також розривалась типовим піщаним розривником до того, як застосовувався марміт [278].

Як приклад моніторингу еколого-геологічних небезпек можна навести свердловину, в якій вперше у Польщі був застосований гідророзрив на горизонтальній ділянці.

Ця свердловина була пробурена в рамках ліцензії на пошук і розвідку нетрадиційних покладів природного газу № 16 від 2007 р. Процес гідророзриву було проведено згідно з додатком № 1 до Плану дій, затвердженого директором Окружного гірничого управління в Познані.

В рамках пошукових робіт у 2010 р. пробурено вертикальну свердловину глибиною близько 3,5 км і позначено як LE-1. В ній проведено пробний гідророзрив невеликої сили. У червні 2011 р. завершено буріння другої свердловини з горизонтальною ділянкою LE-2H. Повна глибина свердловини становить 4 075 м, горизонтальна частина має довжину 1000 м.

Помічено підвищений рівень шуму під час розриву. Не зазначено впливу робіт, пов'язаних з гідророзривом, на якість поверхневих і підземних вод, а сам забір води не вплинув на зменшення запасів підземних вод в районі бурової. Проведення гідророзриву не викликало на поверхні жодних коливань або струсів, які могли б створити небезпеку для будинків чи інфраструктури.

Роботи не вплинули на стан чистоти атмосфери. Вивільнений газ знешкоджувався в похідні, де проходить окиснення вуглеводнів та інших супутніх газів. Активним джерелом забруднення були дизельні двигуни, які використовуються для приведення в дію обладнання. Однак заміри стану чистоти атмосфери з навітряного, потенційного напрямку поширення продуктів згоряння не виявили перевищення чинних стандартів.

Основним джерелом шуму під час гідророзриву була робота дизельних двигунів високої потужності. На межі підприємства біля огорожі зареєстровано короткотривалі шуми на рівні 77,5 дБ. Після врахування фону і тривалості роботи рівноважний рівень звуку досягав 76 дБ. Разом зі зростанням відстані він затухав. При житловому будівництві досягав рівня 53,8 дБ, не перевищуючи допустимого рівня шуму в довкіллі для денного часу, встановленого на 55 дБ.

Гідророзрив не викликав жодних змін у складі ґрунтових газів, які досліджувались на предмет концентрації радіоактивних радону та метану. Не виявлено також метану в зоні аерації криниці на території бурової. Проведення гідророзриву не викликало розкриття шляхів міграції для газів із земних глибин ні в районі свердловини, ні у самій присвердловинній зоні.

Гірниче підприємство Лебень було елементом ландшафту району Нова Весь Лемборська багато місяців. На думку місцевої громади, воно не створювало помітного погіршення ландшафту. Вплив на поверхню території полягав, передусім, у збільшенні навантаження через встановлення обладнання і матеріалів на території підприємства. Був короткотерміновим і, здається, не спричинив суттєвих змін.

Проведення гідророзриву не викликало на поверхні жодних коливань та струсів, які могли б створити загрозу для будинків чи інфраструктури. В результаті проведення гідророзриву утворилась невелика кількість твердих відходів, які були використані на рекультивованому комунальному сміттєзвалищі. Велику частку в їх масі становив невикористаний кварцовий пісок. Зворотний розчин гідророзриву виявився субстанцією зі змінними властивостями, але, загалом, з великим вмістом хімічних і токсичних речовин.

Технологічні розчини знаходились під постійним контролем — їх витік у довкілля був неможливим. Завдяки застосуванню лінії для очистки велику частину зворотного розчину використано для проведення наступного процесу гідророзриву в іншій свердловині. Рідкі відходи були передані для здійснення спеціалізованої утилізації.

Також не виявлено впливу пов'язаних із гідророзривом робіт на якість поверхневих вод. Не зареєстровано скарг на викид забруднень у довкілля. Роботи на глибині не вплинули на гідрологічні умови навколо бурової.

Враховуючи завчасну заготівлю води для технологічних потреб у поверхневих збірниках, процес гідророзриву, попри використання майже 18 000 м³ води з водоносного горизонту, не вплинув на зменшення запасів підземних вод у районі бурової. Це стало можливим тому, що забір води проводився відповідно до водно-правового дозволу протягом кількох місяців. Враховуючи гідрогеологічні умови регіону, було рекомендовано виконання протягом 4 років контрольних замірів певних фізико-хімічних показників у пунктах досліджень, зосереджених у напрямках течії підземних вод.

Було проведено також сейсмічний моніторинг. Заміри, які проводились в період з 15 липня до 30 вересня 2011, дозволили визначити рівень сейсмічних збурень перед початком процесу гідророзриву, під час нього та зареєструвати сейсмічні випадки, що можуть проявлятися із запізненням. Використано 10 мобільних сейсмічних станцій, розташованих на віддалі від 1 до 25 км від свердловини.

В Великій Британії також існують серйозні побоювання щодо екологічних аспектів процесу видобутку сланцевого газу. Одним із побоювань тих хто виступають проти цього процесу є питання вивільнення газу та застосування хімікалії під час гідророзриву. Вони можуть потрапити як в атмосферу, так і в ґрунтові води, створюючи загрозу місцевим джерелам водопостачання. Як що правильно діяти, зокрема із застосування як слід зацементованих колон обсадних труб і захисту місць буріння від випадкового попадання рідини, то мало ймовірно, що видобування сланцевого газу призведе до пошкодження навколишнього середовища. Багато таких випадків, зокрема у США, після дослідження вказують на неглибоко залеглий біогенний газ, який і відповідальний за забруднення.

Стосовно підвищення безпеки процесу видобутку сланцевого газу компанією Ground Gas Solution Ltd (GGS) зроблено висновок, що в промисловій практиці існують два ключових аспекти моніторингу навколишнього середовища, на які не звертали увагу. Перший аспект — це потреба у вивченні базової лінії показників забруднення, тобто виявлення змін у навколишньому середовищі як до процесу гідророзриву, так і під час та після нього. Ця базова лінія

повинна вимірюватись протягом тривалого часу з тим, щоб прийняти до уваги будь-які значні зміни навколишнього середовища. Іншою проблемою процесу моніторингу було те, що він відбувався періодично, тобто не на постійній основі. Тому компанія GGS вирішила розробити методи постійного моніторингу з метою вимірювання концентрації найважливіших газів. Це – метан, монооксид вуглецю, діоксид вуглецю, сірководень разом з леткими органічними сполуками. Також необхідний постійний замір атмосферного тиску та температури та тиску у свердловині. Ці вимірювання проводять зазвичай один раз за годину, проте за потреби можуть вимірюватись і що три хвилини [345].

Нещодавно видана за дорученням TNO, голландської незалежної науково-дослідної компанії, Європейська аргументаційна карта сланцевого газу [203] має на меті надати інформацію як за, так і проти видобутку сланцевого газу. Цей аналіз було представлено в Європейському парламенті в лютому 2013 р. з метою проведення предметної дискусії.

Наприклад, в межах економічного розділу діаграми одним із про-аргументів є те, що «видобуток сланцевого газу підвищує регіональну зайнятість», тоді як одним з аргументів проти є те, що «не цілком зрозуміло, скільки газу можна видобувати прибутково і чи публічні інвестиції впливають на ціноутворення».

Європейська аргументаційна карта сланцевого газу була розроблена для сприяння «європейській ініціативі проведення досліджень щодо сланцевого газу через те, що знати більше про нього є дуже важливо» – сказав Март Дж. ван Брайт, директор з енергетики в TNO. Ван Брайт продовжив, що «природний газ є паливом, що на даний момент є дуже важливим для європейської економіки, але він також буде дуже важливим і в майбутньому».

Отже, зважаючи на те, що видобуток сланцевого газу є потенційно екологічно небезпечним процесом, створення коректного плану дій щодо його видобутку є передумовою запобігання багатьох проблем як соціального, так і техногенного характеру. Безумовно, таке геоекологічне планування потрібно проводити одночасно з геолого-пошуковими роботами, що дасть змогу уникнути небажаних ризиків.

ВИСНОВКИ

1. У всьому світі проводяться інтенсивні дослідження проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів (США, Канада, Німеччина, Швеція, Польща, Китай, Аргентина тощо), а в провідних країнах світу (насамперед США) їх видобуток вже становить суттєвий відсоток у загальному видобутку вуглеводневої сировини. Враховуючи енергозалежність економіки України, це питання є вкрай актуальним і для нашої країни.

На території України перспективними можуть бути такі нетрадиційні джерела вуглеводнів:

- сланцевий газ;
- газ ущільнених порід-колекторів;
- сланцева нафта;
- метан вугільних пластів;
- газові гідрати;
- газові поклади імпактних структур.

Найбільше практичне значення наразі мають перші два типи, потенційні ресурси яких можуть бути пов'язані насамперед зі сланцевими і ущільненими породами палеозойських комплексів ДДЗ, Волино-Подільської плити, Переддобрудзького прогину, мезо-кайнозойських – Степового Криму, кайнозойських – Азово-Чорноморського регіону і Складчастих Карпат. Переоцінка перспективності цих товщ вимагає докорінного перегляду сталих уявлень щодо геології і перспективності нафтогазоносних територій і матеріалів раніше проведених пошуково-розвідувальних робіт, а також таких територій і породних комплексів, які дотепер взагалі не розглядалися як джерело вуглеводнів.

2. Сланцевим газом називають той газ, що міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, морського походження), які одночасно є і колекторами, і материнськими породами, що характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність. Поклади сланцевого газу є унікальною вуглеводневою системою, в якій та сама формація порід є материнською породою, породою-колектором і породою-покришкою, коли формування покладу не потребує вуглеводневої пастки.

Промисловий видобуток сланцевого газу став можливим завдяки застосуванню нових технологій – насамперед горизонтального буріння, гідророзриву пласта, сейсмічного моделювання 3DGEO, а також політикою фінансових заохочень для виробників палива, отриманого з неконвекційних джерел (це стосується не тільки газу зі сланців, але й метану вугільних родовищ і щільного газу). Видобуток сланцевого газу вже декілька років успішно здійснюється

на таких родовищах США, як Барнет та Ігл-Форд в Техасі, Хейнсвілл на межі штатів Техас і Луїзіана, Фейетвілл на межі штатів Арканзас і Оклахома та Марселлус в Аппалачах.

Ресурси сланцевого газу в світі оцінюються в 200 трлн м³. Вони відомі в багатьох країнах світу, але найбільша частина їх запасів на сьогоднішній день розвідана в США. Значними ресурсами сланцевого газу володіють також Канада, Швеція, Німеччина, Нідерланди, Польща, Угорщина, Росія, Китай, Австралія, Індія, Алжир, ПАР, Аргентина.

Завдяки різкому зростанню видобутку в 2009 р. США стали світовим лідером з видобутку газу (745,3 млрд м³), причому більше 40 % припадало на нетрадиційні джерела (26 % – метан з вугільних пластів і 14 % – сланцевий газ). В 2009 р. тут із сланців вилучено 87 млрд м³ газу, що становить 14 % загального видобутку в країні.

3. Щільним називається газ, який знаходиться в щільних малопроникних пісковиках, аргілітах, сланцях чи інших породах зі зниженими ємнісними властивостями, для вилучення якого потрібні засоби стимуляції. Видобуток щільного газу здійснюється, як правило, протяжними горизонтальними свердловинами, що пересікають зони високої проникності, з яких газ може бути вилучений за допомогою гідророзриву пластів. Інший спосіб вилучення щільного газу – стимуляція вертикальної чи горизонтальної ділянки свердловини за допомогою гідророзриву пласта. Такі методи досить широко застосовуються в межах ряду нафтогазоносних басейнів Північної Америки (Пішінс, Юїнта, Гренет-Уош, Катн-Веллі, Анадарко, Грін-Рівер, Сан-Хуан, Денвер та ін.).

Зі щільних пісковиків у США видобувають близько 6 трлн куб. футів газу на рік (25 % загального об'єму газу, що видобувається). Ресурси щільного газу в США оцінюються від 310 до 800 трлн куб. футів (з них економічно вигідні для видобутку 140 трлн куб. футів), а у світі за різними оцінками – від 7400 до 30000 трлн куб. футів. Сприятливим фактором розробки родовищ щільного газу є висока тріщинуватість, негативним – водонасиченість гірських порід. Суттєві запаси щільного газу знайдені в Канаді, Австралії, Аргентині, Німеччині.

Головними ознаками перспективності ущільнених порід є: підвищений вміст органічної речовини (1–10 %), наявність вільних вуглеводнів, термічна зрілість ($R_o = 1-3\%$), значна товщина газовмісних шарів, глибина 1–4 км, наявність АВПТ.

4. Після «буму» сланцевого газу у світі різко зростає зацікавленість у можливостях видобутку так званої сланцевої нафти, що пов'язане у першу чергу з початком розробки таких родовищ у формації Баккен в басейні Уїллістоун в США. Вона представлена товщею (40 м) ритмічного перешаруванням пісковиків, алевролітів і сланців пізнього девону–раннього карбону на глибині 1–3 км із загальними запасами нафти 3,65 млрд бар. До аналогічних структур можуть належати Паризький басейн у Франції, Джорджина – в Австралії, Таранакі – в Новій Зеландії, а також баженівська світа Західного Сибіру, «кімеріджські глини» Північного моря, світа «Араб» Аравійсько-Іранського басейну, світа Ла-Луна в Маракайбо. Як вважається, ресурси сланцевої нафти у світі можуть сягати 2–3 трлн барелів, тобто вдвічі перевищувати наявні світові запаси нафти.

Видобуток сланцевої нафти забезпечується завдяки використанню сучасних технологій, головними з яких є гідророзрив і термічне нагрівання пласта, технології, пов'язані з переміщенням вихідного матеріалу на поверхню (технології Ківітер, Галотер, Фушун, Петросікс) та на місці залягання (метод провідності стінки, метод AmericanShaleOilCCRProcess, метод GeothermicFuelsCellsProcess, метод GeothermicFuelsCellsProcess, метод Omnishaleprocess, метод ExxonMobilElectrofrac та ін.). За різними оцінками коефіцієнт вилучення нафти становить від 1 до 50 %. Так, за даними геологічної служби штату Монтана, з 167 млрд бар. геологічних ресурсів, зосереджених в цьому штаті, можна вилучити 2,1 млрд бар. нафти (1,25 %). Вважається, що з 1 т сланцю можна отримати 0,5–1,25 бар. нафти (70–140 л).

В Україні до формацій, потенційно перспективних щодо покладів сланцевої нафти, можна віднести чорносланцеві товщі девону і карбону північно-західної частини ДДЗ, триас-юрську таврійську серію Криму; олігоцен-нижньоміоценову майкопську серію Причорноморської западини, олігоценову менілітову світу Карпат.

5. Світові запаси метану вугільних пластів перевищують запаси природного газу і оцінюються в 260–270 трлн м³. Найзначніші ресурси зосереджені в Росії, США, Китаї, Австралії, Індії, Німеччині, ПАР, Україні, Казахстані, Канаді, Польщі, Великій Британії, Чехії. Ведуться або розпочато роботи з вилучення метану в США, Китаї, Росії, Австралії, Канаді, ПАР, Індії, Польщі, Великій Британії.

За останні 10 років видобуток вугільного метану із спеціальних свердловин у США збільшився до 60 млрд м³/р. Для видобутку МВП придатне далеко не все вугілля, а лише таке, що займає проміжне положення між бурим вугіллям і антрацитом. В метановугільних родовищах метан є сорбованим вугіллям або затисненим в найдрібніших тріщинах (подібно сланцю). Для вилучення МВП потрібна спеціальна технологія: гідророзрив вугільного масиву і відкачування пластових вод.

Вважається, що до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 100–150 млрд м³/рік, а в перспективі промисловий видобуток шахтного метану в світі може досягти 470–600 млрд м³/рік, що складе 15–20 % світового видобутку природного газу.

6. Одним з нетрадиційних ресурсів вуглеводнів можуть бути газогідрати – кристалічні сполуки змінного складу при певних термобаричних умовах з води і газу, які зовнішньо нагадують сніг чи ніздрюватий лід. Найсприятливіші умови утворення газогідратів приурочені до морських донних осадів і багаторічної мерзлоти. Переважна більшість скупчень газогідратів (до 98 %) приурочена до континентальних окраїн і тільки 2 % припадає на райони вічної мерзлоти. Приблизно 10 % площі Світового океану є потенційно газогідратоносними. Газогідрати встановлені на континентальному схилі США (як на атлантичному, так і на тихоокеанському), Канади, Перу, Коста-Ріки, Гватемали, Мексики, Японії, Південної Кореї, Індії, в Середземному, Чорному, Каспійському, Південно-Китайському морі.

Загальна кількість природного газу в газогідратах світу оцінюється від 14 до 34 000 трлн м³ в зонах вічної мерзлоти і від 3100 до 7600000 трлн м³ в акваторіях морів, кількість метану в газогідратах – в 20000 трлн м³, що на два порядки більше ресурсів природного газу (250 трлн м³). За оцінками фахівців геологічні ресурси газу в газогідратних скупченнях США становлять 9056 трлн м³, прогнозні ресурси газу в газогідратах Індії – в 1894 трлн м³ (в 1700 разів більше доведених запасів традиційного газу в цій країні), а Канади – від 40 до 800 трлн м³.

Технології видобутку газу з газогідратів передбачають перевід газу з твердого стану у вільний безпосередньо в покладі завдяки термічному впливу з температурою, яка перевищує температуру утворення гідратів, закачування інгібіторів (метанол, глюколь та ін.) для зниження стабільності гідратів, зниження тиску.

Басейн Чорного моря є сприятливим регіоном, де присутні всі фактори, що забезпечують формування газогідратів.

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.

7. Одним з потенційних нетрадиційних джерел вуглеводнів в Україні можуть бути так звані імпактні структури, виникнення яких пов'язане з падінням метеоритів. Зазвичай це округлі структури, як правило неглибокі западини, часто з центральним підняттям, оточені зовнішнім піднесеним валом і заповнені ударною брекчією, яка перекриває інтенсивно зруйновані й тріщинуваті породи основи. Потенційна нафтогазоносність таких структур пов'язана з формуванням зон тріщинуватості в породах основи, які виникають під час падіння метеоритів і можуть акумулювати поклади вуглеводнів.

У світі відомо декілька достовірно встановлених імпактних структур, з якими пов'язані родовища вуглеводнів, які успішно розробляються (Вьюфілд, Ред-Уїнг, Ньюпорт, Ігл-Бьютт, Лайс-Ранч та ін.). Скупчення вуглеводнів, як правило, приурочені до тріщинуватих порід основи імпактних кратерів у їх периферійних частинах, зокрема, крайових підняттях, які оточують центральну кальдеру, але відомі також у зонах тріщинуватості центральних підняттях, зонах радіальних і кільцевих розломів, які пересікають імпактні структури. Такі структури відомі і в Україні: Оболонська, Болтиська, Іллінецька, Терновська та інші імпактні структури, з якими можуть бути пов'язані скупчення вуглеводнів.

ЛІТЕРАТУРА

Опубліковані матеріали

1. Аксельрод С.М. Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати) // Каротажник. – 2011. – № 1. – С. 81–109.
2. Анфилатова Э.Г. Аналитический обзор современных зарубежных данных по проблеме распространения газогидратов в акваториях мира // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – С. 1–8.
3. Анциферов А.В. и др. Газоносность угольных месторождений Донбасса. – К., 2004.
4. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Денєга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
5. Бадер Аль-Матар и др. Индивидуальный поход к проектированию гидро разрыва пласта // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – С. 4–19.
6. Бескровный Н.С. Рациональные пути освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. – С.-Пб, 1993. – 223 с.
7. Білик А.О., Вакарчук Г.І., Іванишин В.А. Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини. – Чернігів: «Чернігівські обереги», 2002. – 111 с.
8. Бойко Г.Е. Тектогенез и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – К.: Наук. думка, 1989. – 203 с.
9. Бойко Г.Ю., Колодій В.В. Проблеми пошуків і розвідки нафтогазоносних покладів у Передкарпатській нафтогазоносній області // Геологія і геохімія корисних копалин. – 1995. – № 92–93. – С. 3–17.
10. Брижанев А.М., Галазов Р.А. Перспективы эксплуатации Донбасса как крупнейшего газоугольного месторождения Украины // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1993. – № 6. – С. 15–21.
11. Булат А.Ф. О фундаментальных проблемах разработки угольных месторождений Украины // Уголь Украины. – 1997. – № 1. – С. 14.
12. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
13. Быков В.Ф., Дубинина И.А. Атабаска – самое крупное в мире месторождение твердых битумов // Нефтяное х-во. – 1973. – № 9. – С. 66–68.
14. Ваганов В.И., Иванкин П.Ф., Кропоткин П.Н. Взрывные кольцевые структуры щитов и платформ. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
15. Вакарчук Г.И., Гавриш В.К. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журнал. – 1991. – № 1. – С. 119–129.

16. Вальтер А.А. Геохимические признаки метеоритного вещества в импактитах Терновской астроблемы // Вещество и происхождение метеоритов. – К., 1988. – С. 85–92.
17. Вальтер А.А. Феномен Первомайского месторождения в Криворожье и роль Я.Н. Белевцева в его познании // Минерал. журн. – 1997. – Т. 19, № 5. – С. 72–84.
18. Вальтер А.А., Гуров Е.П. Установленная и предполагаемая распространённость взрывных метеоритных кратеров на Земле и их сохранность на Украинском щите // Метеоритные структуры на поверхности планет. – М.: Наука, 1979. – С. 126–148.
19. Вальтер А.А., Добрянский Ю.П., Лазаренко Е.Е. О режиме остывания мощной толщи импактитов (на примере Болтышской астроблемы) // XXI Всес. метеорит. конф. Миасс, 24–26 апр., 1990: Тез. докл. – М., 1990 – С. 33–34.
20. Василев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика. – 2002. – 43, № 7. – С. 672–684.
21. Вдовенко М.В. О положении нижней границы визейского яруса карбона в Донецком бассейне // Геол. журн. – 2005. – № 1. – С. 75–81.
22. Вдовенко М.В. Фораминиферовые зоны нижнего карбона Доно-Днепровского региона // Геол. журн. – 2009. – № 4. – С. 75–86.
23. Вдовенко М.В., Берченко О.И., Полетаев В.И. О положении нижней границы визейского яруса карбона в Донецком бассейне // Геол. журнал. – 2005. – № 1. – С. 75–81.
24. Вивчення можливостей підвищення ефективності видобування метану з вугільних родовищ. Геологічний звіт / Д. Єгер та ін. – К., 2008 р.
25. Владимирова Т.В., Капустин И.Н., Федоров Д.Л. Нефтегазовый потенциал древних толщ Московской синеклизы // Мин. ресурсы России. Экономика и управление. – 1997. – № 4. – С. 23–28.
26. Войтов Г.И. Об изотопном составе углерода угля, уголекислоты и метана в Донбассе // Геол. журн. – 1988. – № 1. – С. 30–42.
27. 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.
28. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений. – М.: Недра, 1986.
29. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран: Учебник. 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 479 с.
30. Габинет М.П., Кульчицкий Я.О., Матковский О.И. Геология и полезные ископаемые Украинских Карпат. Ч. 1. – Львов: ЛНУ, 1976. – 200 с.
31. Гаврилов Ю.О., Щербинина Е.Л. Глобальные биосферные события на границе палеоцена и эоцена // Современные проблемы геологии.– М.: ГИН, 2004. – Вып. 565. – С. 493–526.
32. Газовые гидраты Мирового океана / Глумов И.Ф., Глумов А.И., Казмин Ю.Б., Юбко В.М. // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2005. – № 2. – С. 30–40.

33. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины / Анциферов А.В. , Голубев А.А. , Канин В.А. и др. – Донецк: Вебер, 2009. – Т. 1: Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса. – 456 с.
34. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины / Анциферов А.В. , Голубев А.А. , Канин В.А. и др. – Донецк: Вебер, 2010. – Т. II: Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, ДДВ и Львовско-Волынского бассейна. – 478 с.
35. Газоносность угольных месторождений Донбасса / Анциферов А.В., Тиркель М.Г., Хохлов М.Т. и др. – К.: Наук. думка, 2004. – 232 с.
36. Геворкьян В.Х. Альтернативные ресурсы энергетического сырья Украины – газогидраты углеводородных газов Черного моря // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона. – Симферополь, 2002.
37. Геология и геохимия нефти и газа // Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. – М.: МГУ, 2000. – 384 с.
38. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др. – К.: Наук. думка, 1989. – 208 с.
39. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Методика изучения глубинных структур и нефтегазоносности / Гавриш В.К., Соллогуб В.Б., Недошовенко А.И. и др. – К.: Наук. думка, 1987.
40. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Кабышев Б.П., Шпак П.Ф., Билык О.Д. и др. – К.: Наук. думка, 1989¹. – 170 с.
41. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Вакарчук Г.И., Винниченко Г.Л., Кононенко Л.П. и др. – К.: Наук. думка, 1989². – 170 с.
42. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы: К 70-летию БелНИГРИ / Познякович З.Л., Синичка А.М., Азаренко Ф.С. и др. – Минск: Беларуская наука, 1997. – 696 с.
43. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей. – М.: Недра, 1979. – 184 с.
44. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. – К.: Наук. думка, 2001. – 322 с.
45. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1968. – 264 с.
46. Горючі корисні копалини України: Підручник / Михайлов В.А., Курило М.В., Омельченко В.Г. та ін. – К.: «КНТ», 2009. – 376 с.
47. Громовых С. А. Исследование и разработка технологий строительства скважин в условиях гидратообразования (на примере месторождений Красноярского края) / Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2005. – 21 с.
48. Гуров Е., Гожик П. Импактные кратеры на рубеже мела и палеогена и их роль в развитии жизни на Земле // Геолог Украины. – 2010. – № 3.

49. Гуров Е.П. Импактное кратерообразование на поверхности Земли // Геофиз. журн. – 2002. – Т. 24, № 6. – С. 3–35.
50. Гуров Е.П. О генезисе иридиевой аномалии в отложениях венда Приднестровья // Геол. журн. – 1995. – № 2. – С. 45–47.
51. Гуров Е.П. Пограничная мел-палеогеновая импактная структура Чиксулуб: основные особенности строения и последствия ударного события для развития биосферы Земли // Геол. журн. – 2004. – № 3. – С. 7–22.
52. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактное кратерообразование в истории Земли. – К.: НТП «Нафтогаз-прогноз», 2006. – 218 с.
53. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Образование кратера Чиксулуб и мел-палеогеновое массовое вымирание // Геол. журн. – 2005. – № 1. – С. 39–49.
54. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Космическая катастрофа на границе мела и палеогена и ее следы в породах Горного Крыма // Геол. журн. – 1994. – № 2. – С. 23–32.
55. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Некоторые особенности строения кратеров с центральным поднятием // Тез. 8 Сов.-Амер. раб. встречи по планетол., 22–28 авг. 1988 г. – М., 1988. – С. 37–38.
56. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Щелочные элементы в импактитах метеоритных кратеров Эльгыгыттын и Болтышского // Космохимия и метеоритика. Материалы 6 Всес. симп. – К., 1984. – С. 205–211.
57. Гурський Д.С. Концептуальні засади державної мінерально-сировинної політики щодо використання стратегічно важливих для економіки країни корисних копалин. – Львів: ЗУКЦ, 2008. – 192 с.
58. Дабижа А.И., Федынский В.В. Особенности гравитационного поля астроблем // Метеоритика. – 1977. – № 36. – С. 113–119.
59. Дабижа А.И., Федынский В.В. Геофизическая характеристика метеоритных кратеров // Метеоритные структуры на поверхности планет. – М.: Наука, 1979. – С. 99–116.
60. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2010 р. Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2010. – 185 с.
61. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2011 р. Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2011. – 185 с.
62. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений (на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона) / Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук.
63. Дмитриев А.М. и др. Проблемы газоносности угольных месторождений. – М.: Недра, 1982.
64. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е. Газогидраты морей и океанов – источник углеводородов будущего. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 416 с.
65. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е. Газогидраты морей и океанов – ресурсы, экология, проблемы освоения. – М., 2010.
66. Добыча метана при дегазации шахт скважинами, пробуренными с поверхности / Касимов О.И., Буханцев А.И., Касьянов В.В., Брюханов А.М. // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1994. – № 1. – С. 61–65.
67. 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.
68. Дюганчук Н.В., Галабуда М.І., Гетманюк Л.Й. Умови формування нижньо-серпухівських (нижній карбон) нафтогазоносних відкладів у Дніпровсько-Донецькій западині // Геологія і геохімія горючих копалин. — 2002. — № 3. — С. 46–52.
69. Дядин Ю.А., Гушин А.Л. Газовые гидраты // Химия. Соросовский образовательный журнал. — 1998. — № 3. — С. 55–64.
70. Енергетично-ресурсна складова розвитку України / Довгий С.О., Євдошук М.І., Коржнев М.М. та ін. — К.: Ніка-центр, 2010. — 264 с.
71. Єфименко В.І., Огар В.В. Палеонтологічне обґрунтування біостратиграфічного поділу нижнього карбону зони зчленування Доно-Дніпровського прогину з південним схилом Воронежської антекклізи // Біостратиграфічні основи побудови стратиграфічних схем фанерозою України. Зб. наук. праць ІГН. — К.: ІГН, 2008. — С. 55–62.
72. 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.
73. Зейлик Б.С. О происхождении дугообразных и кольцевых структур на Земле и на других планетах (ударно-взрывная тектоника). — М.: Геоинформ, 1978. — 58 с.
74. Зейлик Б.С., Зозулин А.В. Кольцевые космогенные структуры // Природа. — 1994. — № 2. — С. 26–33.
75. Инновационные геотехнологии разработки месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти / Воробьев А.Е., Разоренов Ю.И., Игнатов В.Н., Джимиева Р.Б. — Новочеркасск: НПИ, 2008. — 214 с.
76. Кабишев Б.П. та ін. Перспективність Дніпровсько-Донецької западини на нетрадиційний газ центрально-басейнового типу // Нафтова і газова промисловість. — 2000. — № 3. — С. 8–11.
77. Карп І.М., Бабієв Г.М. Ресурсна база паливно-енергетичного комплексу // Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку. — К.: УЕЗ, 1998. — С. 17–22.
78. Карпатська нафтогазоносна провінція / Ред. В.В. Колодій. — Львів; К.: Український видавничий центр, 2004. — 390 с.
79. Каталог физико-химических и структурно-хроматографических характеристик нефтей и конденсатов Западной Сибири / Под ред. О.В. Барташевич. — М.: Недра, 1995.
80. Кондратьев В.Ф., Камкина Л.С. Пластовые нефти и газы мезозойских отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. — Грозный: Чеч.-Инг. кн. изд-во, 1981.
81. Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. Газовые гидраты Черноморской впадины // Сов. Геология. — 1989. — № 12. — С. 4–10.
82. Корчагина Ю.И., Фадеева Н.П. Нефтегазообразование в глубокопогруженных осадочных отложениях молодых впадин // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. — М.: Наука. — 1988. — С. 61–67.

83. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
84. Куровець І.М., Чепусенко П.С., Шеремет О.В. Геолого-геофізична характеристика візейських карбонатних відкладів Селюхівського нафтового родовища // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 1. – С. 36–46.
85. Кучерук Е.В. Астроблемы – новый перспективный объект для поисков нефти и газа // Геол. нефти и газа. – 1989. – № 11. – С. 57.
86. Ладьженский Н.Р., Антипов В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность советского Предкарпатья. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 265 с.
87. Леин А.Ю. Потоки метана из холодных метановых сипов Черного и Норвежского морей: количественные оценки // Геохимия. – 2005. – № 4. – С. 438–453.
88. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей. – К.: Наук. думка, 1973. – 136 с.
89. Лисов И. Кратеры, кратеры, кратеры.... // Новости космонавт. – 1998. – Т. 8, № 7. – С. 42.
90. Літолого-петрофізичні і мінералофлюїдологічні властивості відкладів силуру Львівського палеозойського прогину / І. Куровець, І. Наумко, Г. Притулка та ін. / Тези доп. наук. конф., присвяченої 65-річчю геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка «Стан і перспективи сучасної геологічної освіти та науки», Львів, 13–15 жовтня 2010 р. – Львів: ВЦ ЛНУ імені Івана Франка, 2010. – С. 115–117.
91. Лоджевская М.И. Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 7.
92. Лукин А.Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997. – 219 с.
93. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доповіді НАН України – 2011. – № 3. – С. 114–123.
94. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21–41.
95. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Вольно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.
96. Лукін О.Ю., Піковський Ю.І. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні // Геол. журн. – 2004. – № 2. – С. 21–33.
97. Лукінов В., Пимоненко Л., Бурчак О., Кузнецова Л. Умови формування метанозносності вугільних пластів Донбасу / Геологія і геохімія горючих копалин. – 2012. – № 3-4. – С. 5–16.
98. Маевський Б.Й., Козак Ф.В. Про можливість використання менілітових бітумінозних сланців Українських Карпат як енергетичної сировини // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 6. – С. 11–13.
99. Маевський Б.Й., Євдошук М.І., Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу. – К.: Наук. думка, 2002.

100. Маєвський Б.Й., Куровець С.С., Хомин В.Р., Здерка Т.В. Щодо природи сланцевого газу і ефективності його пошуків / Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 3. – С. 50–54.
101. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты. Предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985.
102. Макогон Ю.Ф. Газогідрати – додаткове джерело енергії України. Ч. II. Розвідка та розробка газогідратних покладів. // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 4. – С. 52–54.
103. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы. / Российский химический журнал. – 2003. – Т. 48, № 3. – С. 70–79.
104. Малышев Ю.Н., Айруни А.Т. Комплексная дегазация угольных шахт. – М.: Академия горных наук, 1999.
105. Масайтис В. Л. и др. Метеоритные кратеры и астроблемы на территории СССР // Докл. АН СССР. – 1978. – Т. 240, № 5, ч. II. – С. 1191–1193.
106. Масайтис В.Л. Некоторые древние метеоритные кратеры на территории СССР // Метеоритика. – 1974. – Т. 33. – С. 64–68.
107. Масайтис В.Л. Геологические последствия падений кратерообразующих метеоритов – Л.: Недра, 1973. – 18 с.
108. Масайтис В.Л. и др. Геология астроблем. – Ленинград: Недра, 1980.
109. Масайтис В.Л. Основные черты геологии астроблем СССР. Метеоритные структуры на поверхности планет. – М.: Наука, 1979. – С. 173–191.
110. Масайтис В.Л., Машак М.С. Перекристаллизация и бластез ударно-метаморфизованных пород в импактных структурах // Зап. Всерос. минерал. о-ва. – 1996. – Т. 125, № 4. – С. 1–18.
111. Масайтис В.Л., Райхлин А.И., Селивановская Т.В. Общие принципы классификации и номенклатуры взрывных брекчий и импактитов // Литология и полезные ископаемые. – 1978. – Т. 1. – С. 125–133.
112. Метан / Алексеев Ф.А., Войтов Г.И., Лебедев В.С., Несмелова З.Н. – М.: Недра, 1987. – 130 с.
113. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины / Бражникова Н.Е., Вакрчук Г.И., Вдовенко М.В. и др. – К.: Наук. думка, 1967. – 224 с.
114. Михайлов В.А., Чепіль П.М. Перспективи нафтогазоносності імпактних структур Українського щита // Геолог України. – 2012. – № 1–2. – С. 72–82.
115. Михайлов В.А., Загнітко В.М., Михайлова Л.С. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Болтиської западини // Зб. наук. пр. ін-ту Тутковського. – 2011. – С. 23–29.
116. Михайлов В., Гулій В., Гладун М. Сланцева нафта і перспективи її видобутку // Геолог України. – 2013. – № 2 (42). – С. 71–81.
117. Мойсишин В.М., Наумко І.М., Пилипець В.І. і ін. Комплексне освоєння газувугільних родовищ на основі потокових технологій буріння свердловин. – К.: Наук. думка, 2013. – 310 с.
118. Московская синеклиза: новый этап промышленного освоения глубоких

- горизонтов / Горбачев В.И., Горбачев И.Ф., Никашин Э.С. и др. // Разведка и охрана недр. – 1996. – № 7. – С. 14–19.
119. Муравейник Ю.А. Дегазация взрывающейся Земли и глубинное строение Евразии // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы. – М.: Геос, 2008. – С. 324–325.
120. Наумов М.В. Гидротермальные преобразования импактитов и брекчий в астроблемах / Дис. канд. геол.-мин. наук. – С.-Петербург, 1996. – 248 с.
121. Нафтогазоперспективні об'єкти України / Чебаненко І.І., Гожик П.Ф., Краюшкін В.О. та ін. – К.: ДП МОУ «Варта», 2006. – 264 с.
122. Нафтогазопромислова геологія: Підручник / Орлов О.О., Євдошук М.І., Омельченко В.Г. та ін. – К.: Наук. думка, 2005. – 426 с.
123. Нестеров И.И., Потеряева А.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. – М.: Недра, 1975. – 276 с.
124. Нефтегазогенерационный потенциал углей Донбасса по результатам термолитической газовой хромографии / Привалов В., Изар Р., Саксенхофер Р. и др. // Геолог України. – 2003. – № 3–4. – С. 56–59.
125. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Неручев С.Г., Рагозина Е.Л., Парпарова Г.М. и др. – М., 1986.
126. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов. – К.: Наук. думка, 2002. – 295 с.
127. 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.
128. Низькопористі породи-колектори як резерв видобутку газу в родовищах Луценківсько-Свиридівської структурної зони Дніпровсько-Донецької западини / Федішин В.О., Лазарук Я.Г., Секеріна С.С. та ін. // Геологія та геохімія горючих копалин. – 2002. – № 3. – С. 36–45.
129. Никульшин И.А. Баженовский горизонт Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна является одним из наиболее перспективных и вместе с тем сложных объектов нефтяной геологии // Геология нефти и газа. – 2008. – Вып. 1, № 1
130. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. – М.: Недра, 1975. – 228 с.
131. Новые технологии переработки высокосернистых сланцев / Блохин А.И., Зарецкий М.Н., Стельмах Г.П. и др. – М.: Светлый стан, 2001. – 246 с.
132. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат / Бойко В.Н., Бортницкая В.М., Буров В.С. и др. – К.: Наук. думка, 1977. – 109 с.
133. Огар В.В. Біостратиграфія та кореляція башкирського ярусу Донбасу і стратотипу (за коралами) // Проблеми стратиграфії фанерозою України. Зб. наук. праць ІГН. – К.: ІГН, 2004. – С. 54–60.
134. Огар В.В. Візейська кременисто-карбонатна субформація Донбасу та Східноєвропейської платформи // Мін. ресурси України. – 2009. – № 1. – С. 10–15.

135. Огар В.В. Деякі літолого-стратиграфічні фактори рудоутворення та нафтогазоносності карбону Донбасу та Воронежської антеклізи // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Сер. Гірничо-геологічна. – 2008. – Вип. 8 (136). – С. 154–160.
136. Огар В.В. Особливості еволюції пізньопалеозойських коралів та вирішення проблем стратиграфії // Еволюція органічного світу як підґрунтя для вирішення проблем стратиграфії. – К.: ІГН. – 2002. – С. 29–30.
137. Опыт разработки месторождений с плотными низкопроницаемыми коллекторами. ВНИИЭ Газпром / Коротаев Ю.П., Грзделова К.П., Жиденко Г.Г. и др. // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Обзор. – М.: ВНИИЭ Газпром, 1998. – Вып. 11. – 34 с.
138. Павлюк М., Наушко І, Рибчич І. та ін. Геолого-технологічні передумови виділення першочергових об'єктів з видобутку метану в межах північної зони дрібної складчастості Донбасу // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2006. – № 3–4. – С. 38–57.
139. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття / Шидловський А.К., Ковалко М.П., Вишневський І.М. та ін. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2001.
140. Параметры мел-палеогенового ударного события / Назаров М.А., Бадюков Д.Д., Барсукова Л.Д., Алексеев А.С. // Бюл. Моск. о-ва испыт. природы. Отд. геол. – 1988. – Т. 63, № 4. – С. 33–53.
141. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами / Михайлов В.А., Гладун В.В., Зейкан О.Ю., Чепіль П.М. // Нафтогазова промисловість. – 2011. – № 2.
142. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / Михайлов В.А., Огар В.В., Зейкан О.Ю. та ін. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 51–58.
143. Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектора Дніпровсько-Донецької западини) / Вижва С.А., Михайлов В.А., Онищук Д.І., Онищук І.І. // Геофіз. журн. – 2014. – Т. 36, № 1. – С. 145–157
144. Полетаев В.И., Вдовенко М.В. К вопросу о стратиграфии и корреляции турнейских и визейских отложений ДДВ // Геол. журн. – 2003. – № 3. – С. 152–154.
145. Попов Ю.А. Экспериментальные исследования вертикальных вариаций геотермических характеристик и теплового режима глубоких горизонтов земной коры // Науки о Земле. – М.: Науч. мир, 2006. – С. 401–403.
146. Проблеми підрахунку запасів неконвенційних вуглеводнів / Куровець І.М., Куровець С.С., Крупський Ю.З. та ін. / Тези міжнар. наук.-практ. конф. «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи». Київ. 27–29 вересня 2013 р.
147. Проблемы происхождения нефти / Ред. В.Б. Порфирьев. – К.: Наук. думка, 1966.
148. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ: Підручник / Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. – К.: Наук. думка, 2004. – 446 с.

149. Разложение гидратов различных газов при температурах ниже 273 °К / Истомин В.А., Нестеров А.Н., Чувилин Е.М. и др. // Газохимия. – 2008. – № 3. – С. 30–44.
150. Райхлин А.И., Селивановская Т.В. Брекчии и импактиты взрывных метеоритных кратеров и астроблем // Метеоритные структуры на поверхности планет. – М.: Наука, 1979. – С. 65–80.
151. Ресурсы углеводородных газов Донбасса и их промышленное освоение / Храпкин С.Г., Голубев А.А., Нашкерский Л.А. и др. // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1994. – № 1. – С. 21–29.
152. Российская газовая энциклопедия. – М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. – С. 81–85.
153. Сазонова Л.В. Петрография импактитов астроблемы Янисъярви / Дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 1984. – 271 с.
154. Санакулов К.С., Воробьев А.Е., Джимиева Р.Б. Современные методы термодеструкции горючего сланца в пластах // Горный вестник Узбекистана. – 2011. – № 1 (44). – С. 11–17.
155. Саркисов Ю.М., Будагов А.Г., Кудымов В.М. Доменно-канальный алгоритм прогноза нефтегазоносных структур // Геология нефти и газа. – 1997. – № 4. – С. 8–13.
156. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Гурский Д.С., Михайлов В.А., Чепиль П.М., Гладун В.В. // Мин. ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3–8.
157. Смирнова М.Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения // Геология нефти и газа. – 1997. – № 9.
158. Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых / Под ред. В.В. Семеновича, Б.А. Соколова / М.: МГУ. – 1986.
159. Ставицький Е., Голуб П., Тхоровська Н. Щодо перспектив сланцевого газу в межах східного нафтогазоносного регіону України // Геолог України. – 2010. – № 3. – С. 103–107.
160. Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини / Білик А.О., Вакарчук Г.І., Іванишин В.А. – Чернігів, 2002. – 111 с.
161. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений нижнего карбона Доно-Днепровского прогиба / Вдовенко М., Берченко О., Полетаев В.: Препринт. – К.: ИГН НАНУ, 1994.
162. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений карбону і нижньої пермі Доно-Дніпровського прогину / Полетаев В.І., Вдовенко М.В., Щоголев О.В. та ін. – К.: Логос, 2011. – 236 с.
163. Тиркель М.Г., Анциферов А.В., Глухов А.А. Изучение газоносности угольных формаций. – Донецк: Вебер, 2008. – 208 с.
164. Туманные перспективы. Технологии добычи сланца дороги и не вполне отработаны // «Российская газета» – Экономика «Инновации» № 5322 (243) от 27 октября 2010 г.
165. Фельдман В.И. Каталог астроблем и метеоритных кратеров Земли // Метеоритика. – 1987. – Т. 46. – С. 154–171.

166. Фельдман В.И., Ряховский В.М. Некоторые петрологические особенности импактных расплавов // Метеоритика. – 1989. – Т. 48. – С. 170–183.
167. Хазанович-Вульф К.К. Диатремовые шлейфы астроблем или «болидная модель» образования кимберлитовых трубок. – Петрозаводск: Геомастер, 2007. – 272 с.
168. Халимов Э.М., Колесникова Н.В., Морозова М.Н. Оценка экономической эффективности освоения запасов нефти в баженовской свите // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 4.
169. Хрянина Л.П. Метеоритные кратеры на Земле. – Л.: Недра, 1987.
170. Чекалюк Б.Е., Филяс Ю.И. Водонефтяные растворы. – К.: Наук. думка, 1977.
171. Чекалюк Э.Б. Нефть верхней мантии Земли. – К.: Наук. думка, 1967.
172. Шевченко Е.Ф., Сирота Т.А. Генерационный потенциал каменноугольных отложений ДДВ // Нефтяная и газовая промышленность. – 1983. – № 1. – С. 22–24.
173. Шнюков Е.Ф. Газогидраты метана в Черном море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана, 2005. – № 2. – С. 41–52.
174. Шнюков Е.Ф., Зиборов А.П. Минеральные богатства Черного моря. – К.: ОМГОР ННПМ НАНУ, 2004.
175. Элдерманн М. Будущее сланцевой промышленности // СП от 5 марта 2010 г.
176. Эффект самоконсервации газовых гидратов / Истомин В.А., Якушев В.С., Махонина Н.А. и др. // Газовая промышленность, спецвыпуск «Газовые гидраты». – 2006. – С. 36–46.
177. A study on the EU oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience / Francu J., Harvie B., Laenen B. et al. // A report by EASAC to the Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament. – European Academies Science Advisory Council, May 2007.
178. Ambrose William A., Potter Eric C., Briceno Romulo. An «Unconventional» Future for Natural Gas in the United States / Thursday, February 12, 2009.
179. Analysis of Critical Permeability, Capillary Pressure and Electrical Properties for Mesaverde Tight Gas Sandstones from Western U.S. Basins // Oil & Natural Gas Technology DOE Award No.: DE-FC26-05NT42660 / Final Scientific Technical Report.
180. Anderson R.R., Roddy D.J., Shoemaker E.M. The Manson impact crater: estimation of the energy of formation, possible size of the impacting asteroid or comet, and ejecta volume and mass // Lunar and Planet. – 1993. – Vol. 24. – P. 1211–1212.
181. Andrews A. Oil Shale: History, Incentives, and Policy // Congressional Research Service. – 2006.
182. Annual Energy Outlook 2006. Energy Information Administration. February 2006.
183. Aren B., Depowski S. Przejawy gazu w eokambrze obni enia podlaskiego // Kwart. Geol. – 1965. – 9. – P. 17–25.

184. Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Devonian-Mississippian Bakken Shale Formation, Williston Basin Province, Montana and North Dakota // USGS Oil and Gas Fact Sheet. – April, 2008.
185. Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States / S.P.Dutton, S.J.Clift, D.S.Hamilton et all // Austin Texas, 1993. – 460 p.
186. Baig A., Urbancic T. Microseismic moment tensors: A path to understanding frac growth // The Leading Edge. – 2010. – Vol. 29, N 3. – P. 320–324.
187. Bakken: Making waves from Bismarck to Brisbane // Reservoir Solutions. – March-May 2011. – Vol. 14, № 1. – P. 1–8.
188. Baldwin S.L., McDougall I., Williams G.E. K/Ar and ⁴⁰Ar/³⁹Ar analyses of meltrock from the Acraman impact structure, Gawler Ranges, South Australia // Austral. J. Earth Sci. – 1991. – Vol. 38, № 3. – P. 291–298.
189. Baskin D.K. Atomik H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion // Bulletin AAPG. – 1997. – № 9. – P. 1415–1437.
190. Bennet L. et al. The Source for Hydraulic Fracture Characterization. – Schlumberger Oil Field Review, 2005–2006. – 2006. – Vol. 17, № 4. – P. 42–57.
191. Bohor B.F., Betterton W.J. Arroyo el Mimbral, Mexico, k/t unit: origin as debris flow/turbidite, not a tsunami deposit // Lunar and Planet. Sci. – 1993. – Vol. 24. – P. 143.
192. Botor D., Kotarba M., Kosakowski P. Petroleum generation in the Carboniferous strata of the Lublin Trough (Poland): an integrated geochemical and numerical modelling approach // Org. Geochem. – 2002. – 33. – P. 461–476.
193. Brathwaite L.D. Shale-deposited natural gas: A review of potential. – California Energy Commission. – 2009. – CEC-200-2009-005-SD.
194. Brendow K. Global oil shale issues and perspectives // Synthesis of the Symposium on Oil Shale. 18–19 November, Tallinn // Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers). – 2003. – 20 (1). – P. 81–92.
195. Burnham A.K., McConaghy J.R. Comparison of the acceptability of various oil shale processes // 26th Oil shale symposium. Golden: Lawrence Livermore National Laboratory. – 2006. – P. 17.
196. Canadian continental k-t boundary drilling project / Lerbekmo J.F., Braman D.R., Sweet A.R., McIntyre D.J. // Proc. 7th Int. Symp. Observ. Contin. Crust through Drill., Santa Fe, N. M., 1994, Apr. 25–30. – S. 1. – P. 181–183.
197. Chicxulub crater: A possible Cretaceous/Tertiary boundary impact crater on the Yucatan Peninsula, Mexico / Hildebrand A.R., Penfield G.T., Kring D.A. et al. // Geology. – 1991. – Vol.19, № 9. – P. 867–871.
198. Chicxulub impact basin: gravity characteristics and implications for basin morphology and deep structure / Sharpton B.K., Hall S.A., Lee S. et al. // Lunar and Planet. Sci. – 1994. – Vol. 24. – P. 1283–1284.
199. Chicxulub impact ejecta in Belize / Ocampo A., Pope K., Fischer A. et al. – LPI Contrib. – 1997. – № 922. – 37 p.
200. Christeson G.L., Nakamura Y., Buffler R.T. Deep crustal structure of the Chicxulub impact crater // J. Geophys. Res. – 2001. – Vol. 106, № 10. – P. 751–769.

201. Colett T.S. Energy resource potential of natural gas hydrates // Bull. AAPG. – 2002. – V. 86, № 11. – P. 1971–1992.
202. Colett T.S., Kuuskraa V.A. Hydrates contain vast store of world gas resources // Oil and Gas J. – 1998. – V. 96, № 19. – P. 90–95.
203. Cook K. Something Worth Arguing About // GeoEpro. – 2013. – Vol. 10, № 3. – P. 6.
204. Crockett J.H., Carter N.L., Huffman A.R. Iridium, shocked minerals, and trace elements across the Cretaceous/Tertiary boundary at Maud Rise, Wedell Sea, and Walvis Ridge, South Atlantic Ocean. – Interdiscip. Conf. Impacts, Volcanism, and Mass Mortality, Snowbird, Utah, 20–23 Oct. – LPI Contrib. – 1988. – № 676. – P. 81–82.
205. Davis H.G., Northcutt R.A. The Greater Anadarko basin: an overview of petroleum exploration and development // Oklahoma Geol. Survey Circular 90. – 1989. – P. 13–23.
206. De Witt, Wallace et al. Principal Oil and Gas Plays in the Appalachian Basin (Province 131) // U.S. Geological Survey Bulletin. – 1993. – 1839-I. – 37 p.
207. Dinske, Shapiro S.A., Rutledge J.T. Interpretation of Microseismicity Resulting from Gel and Water Fracturing of Tight Gas Reservoirs // Pure and Applied Geophysics. – 2010. – Vol. 62, № 5. – P. 18–20.
208. Drop K., Kozłowski M. Rola geofizyki wiertniczej w określeniu zasobów gazu ziemnego w wulkach // Prz. Geol. – 2010. – 58. – P. 263–265.
209. Durham L.S. Louisiana play a company maker // AAPG Explorer. – July 2008. – P. 18–36.
210. Durham L.S. Poland Silurian shale ready for action // AAPG Explorer. – February 2010. – P. 14–18.
211. Dyni J.R. Geology and resources of some world oil shale deposits. Scientific Investigations Report 2005–5294. – United States Department of the Interior, United States Geological Survey, 2006.
212. Eaton S.R. Shale play extends to Canada // AAPG Explorer. – January 2010. – P. 10–24.
213. Efimov V. Oil shale processing in Estonia and Russia // Oil shale. – 2000. – Vol 17, № 4. – P. 367–385.
214. Environmentally sustainable use of energy and chemical potential of oil shale / Soone J., Riisalu H., Kekisheva L. et al. // International Oil Shale Conference. – Amman, Jordan: Jordanian Natural Resources Authority. – 2006. – P. 2–3.
215. Estimates of gas resources in overpressured low-permeability Cretaceous and tertiary sandstone reservoirs, Greater Green River basin, Wyoming, Colorado, and Utah / Law B.E., Spenser C.W., Charpentier R.R., Crovelli R.A. Gas resources of Wyoming: Wyoming Geological Association Field Conference, 40th, Casper, Wyo. – 1989. – Guidebook. – P. 39–62.
216. Exshaw / Bakken Shale Oil Resource Play. – Vecta Oil & Gas Ltd. – March 2011.
217. Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan / Jaber J.O., Sladek T.A., Mernitz S. et al. // Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. – 2008. – 2 (1). – P. 31–44.

218. Gale J.F.W., Reed R.M., Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments // AAPG Bull. – 2007. – 91(4). – P. 603–622.
219. Girdier R.W., Taylor P.T., Frawley J.J. A new look at the continental satellite magnetic anomalies // Eos. – 1992. – Vol. 73, № 43. – P. 140.
220. Gostin V.A., Keays R.R., Wallace M.W. Iridium anomaly from the Acraman impact ejecta horizon: Impacts can produce sedimentary iridium peaks // Nature. – 1989. – Vol. 340, № 6234. – P. 542–544.
221. Gostin V.A., Keays R.R., Wallace M.W. The Acraman impact and its widespread ejecta, South Australia // PaP. Present. Int. Conf. Large Meteorite Impacts and Planet. Evol., Sudbury, Aug. 31 – Sept. 2, 1992, Houston (Tex.). – P. 30.
222. Gostin V.A., Zbik M. «Flindersites», distant ejecta impactites from south Australia // Lunar and Planet. Sci. – 1994. – Vol. 25. – P. 447–448.
223. Gostin V.A., Zbik M. Petrology and microstructure of distal impact ejecta from the Flinders Ranges, Australia // Meteorit. and Planet. Sci. – 1999. – Vol. 34, № 4. – P. 587–592.
224. Grain size of Cretaceous-Paleogene boundary sediments from Chicxulub to the open ocean: implications for interpretation of the mass extinction event / Bralower T., Eccles L., Kutz J. et al. // Geology. – 2010. – Vol. 38, № 3. – P. 199–202.
225. Grey K., Walte M. R., Calver C.R. Neoproterozoic biotic diversification: snowball Earth or aftermath of the Acraman impact? // Geology. – 2003. – Vol. 31, № 5. – P. 459–462.
226. Grieve R.A.F. Terrestrial impact structures // Ann. Rev. Earth Planet. Sci. – 1987. – Vol. 15. – P. 245–270.
227. Ground Water Protection Council. Modern Shale Gas. Development in the United States, 2009.
228. Gurov E.P. The Acraman impact structure: estimation of the diameter by the ejecta layer thickness // Lunar and Planet. Sci. – 1993. – Vol. 24. – P. 589–590.
229. Gurov E.P., Gurova H.P., Yamnichenko A.Yu. The structure of complex impact craters and estimation of their preservation stage // Lunar and Planet. Sci. Vol. 26. Abstr. PaP. 26th Lunar and Planet. Sci. Conf., March 13–17, 1995. Pt 1. – Houston, Tex., 1995. – P. 535–536.
230. Gurov E.P., Kelley S.P., Koeberl C., Dykan N.I. Sediments and impact rocks filling the Boltys impact crater // Biological Processes Associated with Impact Events / Eds. C. Cockell, C. Koeberl, I. Gilmour. – Berlin: Springer, 2006. – P. 335–354.
231. Habitat and hydrocarbon potential of the Lower Palaeozoic source rocks of the Polish sector of the Baltic Sea / Więćła W.D., Kotarba M., Kosakowski P., Kowalski A. // Geol. Quart. – 2010.
232. Hadro J. Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w wulkach // Prz. Geol. – 2010. – 58. – P. 250–258.
233. Hadro J., Wojcik I. Metan pokłady węgla: zasoby i eksploatacja // Przegląd Geologiczny. – Vol. 61, № 7. – 2013. – P. 404–410.

234. Hadro Jerzy. Shale gas exploration strategy // *Przegląd Geologiczny*. – 2010. – Vol. 58. – P. 250–258.
235. High temperature vaporization of quartz-calcite-anhydrite/gypsum targets in relation to chicxulub impact / Gerasimov M.V., Dikov Yu.P., Yakovlev O.I., Wlotzka F. // *Lunar and Planet. Sci.* – 1995. – Vol. 26. – P. 451–452.
236. Hildebrand A.R., Boynton W.V. The K/T impact excavated oceanic mantle – *Lunar and Planet. Sci.* – 1987. – Vol. 18. – P. 427–428.
237. Hill R. J., Jarvie, D.M. Barnett Shale // *AAPG Bulletin*. – 2007. – V. 91. – P. 399–622.
238. Hodge P.W. Meteorite craters and impact structures of the Earth. – Cambridge University Press, 1994. – 122 p.
239. Holditch S.A. Unconventional Gas. Topic Paper, 29. – Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. – 2007
240. IEI Report, Shfela Oil Shale Pilot. – October 2010. – 18 p.
241. Impact craters as sources of megatsunami generated chevron dunes / Abbott D.H., Martos S.E., Hannah B.E.F. et al. // *Philadelphia Annual Meeting (22–25 October 2006)*.
242. Is the Chicxulub structure in N. Yucatan a 200C diameter impact crater at the K/T boundary? Analysis of drill core samples, gophysics, and regional geology / Sharpton V.L., Schuraytz B.C., Ming D.W. et al. // *Lunar and Planet. Sci.* – 1991. – Vol. 2 – P. 1223–1224.
243. Ivanov B.A. Complex crater formation: verification of numerical models // *LPI Contrib.* – 2003. – № 1155. – P. 38.
244. Jarvie D. Using geochemistry to assess unconventional shale resources plays // *Material AAPG Winter Education Program, 12–13.02.2009, Huston, USA*.
245. Jaworowski K. Sedimentary structures of the Upper Silurian siltstones in the Polish Lowlands // *Acta Geol.Pol.* – 1971. – 21 (4). – P. 519–571.
246. Jaworowski K. Facies analysis of the Silurian shale-siltstone succession in Pomerania (northern Poland) // *Geol. Quart.* – 2000. – 44 (3). – P. 297–316.
247. Johnson H.R., Crawford P.M., Bungler J.W. Strategic significance of America's oil shale resource. Volume II: Oil shale resources, technology and economics. – Office of Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves; Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves; United States Department of Energy. – 2004.
248. Karcz P., Janas M., Dyrka I. Polskie złoza gazu ziemnego z lupkyw na tle wybranych niekonwencjonalnych zlyz Europy Srodkowo-Wschodniej // *Przegląd Geologiczny*. – Vol. 61, № 7. – 2013. – P. 411–436.
249. Keller G. La meteorite innocentee // *Recherche*. – 2004. – № 379. – P. 30–37.
250. King D.T., Petruny L.W. Cretaceous-Tertiary boundary stratigraphy in Belize, Central America // *The 31st International Geological Congress, Rio de Janeiro, Aug. 6–17, 2000, Rio de Janeiro: Geol. Surv. Braz., 2000.* – P. 1295.
251. Koeberl C. Tektite von der Kreide-Tertiar (K/T) Grenze in Haiti: Besteht ein Zusammenhang mit dem Chicxulub-Krater In Yusatan, Mexico? // *Ber. Dtsch. mineralog. Ges.* – 1991. – № 1. – P. 144.

252. Koel M. «Estonian oil shale» // Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers) (Extra). – 1999.
253. Kotas A. Coal-bed Methane Potential of the Upper Silesian Coal Basin, Poland // Pr. Państw. Inst. Geol. – 1994. – 142.
254. KT boundary impact glasses from the gulf of Mexico region / Claeys P., Alvarez W., Smit J. et al. // Lunar and Planet. Sci. – 1993. – Vol. 24. – P. 297.
255. Laherrère J. Review on oil shale data. – Hubbert Peak, 2005.
256. Law B.E., Curtis J.B. Introduction to unconventional petroleum systems // AAPG Bull. – 2002. – 86, 11. – P. 1851–1852.
257. Law B.E., Dickinson W.W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulation in low-permeability reservoirs // AAPG Bulletin. – 1985. – V. 69. – P. 1295–1304.
258. Law B.E., Spencer C.W. Gas in tight reservoirs – an emerging major source of energy // The future of energy gases. – US Government Printing office, Washington, 1993. – P. 233–252.
259. Le Heron D. The Jebel Hadid structure (Al Kufrah Basin, SE Libya) – A possible impact structure and potential hydrocarbon trap? // Marine and Petroleum Geology. – 2009. – 26 (3). – P. 310–318.
260. Lee S., Speight J.G., Loyalka S.K. Handbook of Alternative Fuel Technologies. – CRC Press, 2007. – 290 p.
261. LeFever J. Overview of Bakken Stratigraphy and «Mini-Core» Workshop / North Dakota Geological Survey. – 2011.
262. Le Heron D. The Jebel Hadid structure (Al Kufrah Basin, SE Libya) – A possible impact structure and potential hydrocarbon trap? // Marine and Petroleum Geology. – 2009. – 26 (3). – P. 310–318.
263. LeVie D.S.Jr. South Texas' Lyles Ranch field: Production from an astrobleme? // Oil and Gas J. – 1986. – Vol. 84, № 15. – P. 135–138.
264. Lewan M.D., Buchardt B. Irradiation of organic mater by uranium decay in the Alum Shale, Sweden // Geochim., Cosmochim. Acta. – 1989. – 53. – P. 1307–1322.
265. Lis P. Drobnodziarniste osady górnoordowicko-dolnosylurskie basenu podlasko-lubelskiego // Prz. Geol. – 2010. – 58. – P. 259–262.
266. Lis P. Upper Ordovician-Lower Silurian fine-grained sediments in the Podlasie-Lublin Basin // Przegląd Geologiczny. – 2010. – Vol. 58 – № 3. – P. 259–262.
267. Locating the K/T boundary impact crater(s) // EOS. – 1990. – Vol. 71, № 48. – P. 18–19.
268. Luik H. Alternative technologies for oil shale liquefaction and upgrading // International Oil Shale Symposium. – Tallinn, Estonia: Tallinn University of Technology. – 2009.
269. Macuda Jan. Environmental aspects of unconventional gas production // Przegląd Geologiczny. – 2010. – Vol. 58. – P. 266–270.
270. Makogon Yu. F., Holditch S.A. Lab work clarifies gas hydrate // Oil and Gas J. – 2001. – V. 99, № 6. – P. 47–52.
271. Majorowicz J.A., Marek S., Znosko J. Paleogeothermal gradients by vitrinite reflectance data and their relation to the present geothermal gradient patterns of the Polish Lowland // Tectonophysics. – 1984. – 103. – P. 141–156.

272. Margolis S.V. Advances in paleoceanography and boundary events // *Geotimes*. – 1992. – Vol. 37, № 2. – P. 26–27.
273. Masters I.A. Deep Basin gas trap Western Canada // *AAPG Bulletin*. – 1979. – V. 63, № 2. – P. 152–186.
274. McKenzie Wood. Global Distribution of Tight Gas Resources // *Coalbed and Shale-Gas Reservoirs*. – Society of Petroleum Engineers. – Paper 103514.
275. Megacompartiment Complex in the Anadarko Basin: a Completely Sealed Overpressured Phenomenon / Z.Al-Shaieb, J.O.Puckette, A.A.Aballa, P.B.Ely // *AAPG Memoir 61 «Compartment and seals»*. – 1994. – P. 55–68.
276. Milici R.C.; Swezey, C.S. Assessment of Appalachian Basin Oil and Gas Resources: Devonian Shale–Middle and Upper Paleozoic Total Petroleum System. – Open-File Report Series 2006-1237. – United States Geological Survey, 2006.
277. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Work Performed Under DE-FG26-04NT15455 Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, Prepared by Ground Water Protection Council Oklahoma City, OK 73142 405-516-4972 www.gwpc.org, and ALL Consulting Tulsa, OK 74119 918-382-7581 www.all-llc.com/. April 2009. – 116c.
278. Modliński Z., Nehring-Lefeld M., Ryba J. The Early Palaeozoic Complex in the Polish Part of the Baltic Sea // *Z. Geol. Wiss.* – 1994. – 22 (1/2). – P. 227–234.
279. Nehring-Lefeld M., Modliński Z., Swadowska E. Thermal evolution of the Ordovician in the western margin of the East-European Platform: CAI and Ro data // *Geol. Quart.* – 1997. – 41 (2). – P. 129–138.
280. NEPA approval DOI-BLM-CO-110-2011-0042-DNA. – Bureau of Land Management. – 2011. – 2 p.
281. New records of Late Neoproterozoic Acraman ejecta in the Officer Basin / Hill A.C., Grey K., Gostin V.A., Webster L.J. // *Austral. J. Earth Sci.* – 2004. – Vol. 51, № 1. – P. 47–51.
282. NPR's National Strategic Unconventional Resource Model. – United States Department of Energy. – April 2006.
283. Oils and hydrocarbon source rocks of the Baltic syncline / Kanev S., Margulis L., Bojesen-Koefoed J.A. et al. // *Oil and Gas J.* – 1994. – 92. – P. 69–73.
284. Oil Shale Development in the United States. Prospects and Policy Issues / Bartis J.T., LaTourrette T., Dixon L. et al. – Prepared for the National Energy Technology Laboratory of the U.S. Department of Energy. The RAND Corporation, 2005.
285. Oil Shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: a review / Altun, N. E., Hiçyılmaz, C., Hwang, J.-Y. et al. // *Oil Shale. A Scientific-Technical Journal* (Estonian Academy Publishers). – 2006. – 23 (3). – P. 211–227.
286. Oil Shale Test Project. Oil Shale Research and Development Project // Shell Frontier Oil and Gas Inc. 2006-02-15.
287. Oil Shale Update // National Oil Shale Association. – June 2011. – 4. – 2 p.
288. Operators chase gas in three Alabama shale formations // *Oil & Gas Jour.* – 21 Jan. 2008. – P. 49–50.

289. Osinski G.R. The geological record of meteorite impacts // 40th ESLAB First International Conf. on Impact Cratering in the Solar System, 8–12 May 2006. – Noordwijk, The Netherlands, 2006.
290. Penfield G.T., Camargo A.Z. Interpretation of geophysical cross sections on the north flank of the Chicxulub impact structure // *Lunar and Planet. Sci.* – 1991. – P. 1051.
291. Petroleum perspectives of the Baltic Syncline, Polish / Górecki W., Lapinskas P., Lashkov E. et al. // *J. Min. Res.* – 1992. – 1. – P. 65–88.
292. Petzer A. SEG: Geophysics role large in unconventional // *Oil and Gas J.* – 2007. – Vol. 105, № 17. – P. 28–30.
293. Petzet A. BC's Muskwa shale shaping up as Barnett gas equivalent // *Oil & Gas Journal.* – 2009. – 106 (12). – P. 40–41.
294. Pflug G. North American shale gas overview // *The 15th Annual NECA Conference on Natural Gas and Fuel Issues.* – 2009.
295. Pilkington M., Hildebrand A.R., Ortiz-Aleman C. Gravity and magnetic field modeling and structure of the Chicxulub Crater, Mexico // *J. Geophys. Res. E.* – 1994. – Vol. 99, № 6. – P. 147–167.
296. Pollastro R.M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas // *AAPG Bull.* – 2007. – 91 (4). – P. 551–578.
297. Poprawa P. Poszukiwania zó gazu ziemnego w łupkach (shale gas w Polsce) // *Wiad. Naft. Gazow.* – 2010. – 2 (142). – P. 11–15.
298. Poprawa P. Potential for Gas Shale Exploration in the Upper Ordovician-Silurian and Lower Carboniferous Source Rocks in Poland // *AAPG Ann. Convent. & Exhibit.*, 7–10.06.2009, Denver, Colorado, USA, Abstrakt Volume. – 2009.
299. Poprawa P. Shale gas hydrocarbon system – North American experience and European potential // *Przegląd Geologiczny.* – 2010. – Vol. 58, № 3. – P. 216–225.
300. Poprawa P., Grotek I. Revealing palaeo-heat flow and paleooverpressures in the Baltic Basin from thermal maturity modelling // *Miner. Soc. Poland, SP. Papers.* – 2005. – 26. – P. 235–238.
301. Poprawa, Paweł. Shale gas potential of the Lower Palaeozoic complex in the Baltic and Lublin-Podlasie basins (Poland) // *Przegląd Geologiczny.* – 2010. – Vol. 58. – P. 226–249.
302. Poprawa P. Potencjal występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałty // *Przegląd Geologiczny.* – 2010. – Vol. 58. – № 3. – P. 216–225.
303. Poprawa P. System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach północnoamerykańskie doświadczenia oraz europejskie perspektywy // *Prz. Geol.* – 2010. – № 58. – P. 216–225.
304. Porto P.S.S., Lisboa A.C.L. Modelling the drying of a parallelepipedic oil shale particle // *Brazilian Journal of Chemical Engineering.* – 2006. – 22 (2). – P. 233–238.
305. Pressure Compartments and Seals in the Anadarko basin / Z.Al-Shaieb, J.Puckette, P.Ely, V.Tigert // *Oklahoma Geol. Survey Circular 93.* – 1992. – P. 210–228.

306. Price L.C. Organic geochemistry of 9,6 km Berta No 1 well, Oklahoma // *Organic Geochemistry*. – 1981. – № 3. – P. 59–77.
307. Price L.C., Barker C.E. Suppression of vitrinite reflectance in amorphous rich Kerogen – a major unrecognized petroleum // *J. Petrol. Geology*. – 1985. – Vol. 8. – № 1. P. 59–84.
308. Price L.C. Organic geochemistry of sore samples from an ultradeep hot well (300°C, 7 km) // *Chemical Geology*. – 1982. – № 37. – P. 215–228.
309. Producing Gas from its Source / Boyer Ch., Kieschnik J., Cuarez-Rivera R., Lewis R.E., Waters G. // *Oilfield Review*. – Autumn 2006. – P. 36–49.
310. Qian J., Wang J. World oil shale retorting technologies // *International Oil Shale Conference*. – Amman, Jordan: Jordanian Natural Resources Authority. – 2006.
311. Rach N.M. Triangle Petroleum, Kerogen Resources drilling Arkansas' Fayetteville shale gas // *Oil & Gas Journal*. – 17 Sept. 2007. – P. 59–62.
312. Rampino M.R., Iturralde-Vinent M., Schwindt D.M. K/T boundary in Cuba: impact debris and shocked quartz from the Moncada section, Pinar de Rio Province // *The 31st International Geological Congress, Rio de Janeiro, Aug. 6–17, 2000, Rio de Janeiro: Geol. Surv. Braz.* – P. 1302.
313. Recent studies of the Chicxulub crater, Mexico / Hildebrand A.R., Pilkington M., Grieve R.A.F. et al. // *Lunar and Planet.* – 1992. – Vol. 23. – P. 539.
314. Reservoir and source rock characterization of the Early Palaeozoic interval in the Peribaltic Syncline, northern Poland / Schleicher M., Köster J., Kulke H., Weil W. // *J. Petrol. Geol.* – 1998. – 21. – P. 33–56.
315. Rice D.D., Threlkeld C.N., Vuletich A.K. Characterisation and origin of natural gases of the Anadarko basin // *Anadarko basin symposium*. – The University of Oklahoma, 1989. – P. 47–52.
316. Richardson M. Gas hydrate in Asia, elsewhere: world's next great energy source // *Singapore, Wed.* – 20.08.2008.
317. Schmidt P.W., Williams G.E. Palaeomagnetic correlation of the Acraman impact structure and the Late Proterozoic Bunyeroo ejecta horizon, South Australia // *Austral. J. Earth Sci.* – 1991. – Vol. 38, № 3. – P. 283–289.
318. Schmoker J.W. Thermal maturity of the Anadarko basin // *Oklahoma Geol. Survey Circular 90*. – 1989. – P. 25–31.
319. Schmoker J.W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems // *AAPG Bull.* – 2002. – 86, 11. – 1993–1999.
320. Secure Fuels from Domestic Resources: The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries. – United States Department of Energy. – 2007. – P. 1–68.
321. Shirley K. «Shale gas exciting again» / *AAPG Explorer, American Association of Petroleum Geologists*, March 2001.
322. Shoemaker E.M., Shoemaker C.S. The Proterozoic impact record of Australia // *AGSO J. Austral. Geol. and Geophys.* – 1996. – Vol. 16, № 4. – P. 379–398.
323. Skrêt U., Fabiańska M.J. Geochemical characteristics of organic matter in the Lower Palaeozoic rocks of the Peribaltic Syncline (Poland) // *Geochem. J.* – 2009. – 43 (5). P. 343–369.

324. Smit J. The K/T boundary Chicxulub impact event: A review. Role Impact Process // Geol. and Biol. Evol. Planet Earth: 1996. – Int. WorkshoP. Postojna, Sept. 27 – Oct. 2, 1996: Abstr. Geol. West Sloven. Field Guide. – Ljubljana, 1996. – P. 83–84.
325. Snyder D.B., Hobbs R.W. Ringed structural zones with deep roots formed by the Chicxulub impact // J. Geophys. Res. – 1999. – Vol. 104, № 5. – P. 10743–10755.
326. Sorkhabi R. First Gas Hydrate Production Offshore Japan // GeoEpro. – 2013. – Vol. 10, № 3. – P. 106.
327. Speight J.G. Synthetic Fuels Handbook: Properties, Process, and Performance. – McGraw-Hill Professional, 2008. – 186 p.
328. Spenser C.W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in Western United States / AAPG Bulletin. – 1989. – Vol. 73, № 5. – P. 613–628.
329. Stevens S., Kuuskraa V. Seven plays dominate North America activity // Oil & Gas J. – 2009. – 28. – P. 39–49.
330. Stott J. CERI: Arctic gas, LNG, hydrates key to gas supply gap // Oil and Gas J. – 2005. – Vol. 103, № 11. – P. 30.
331. Strontium and oxygen isotope study of M-1, M-3 and M-4 drill core samples from the Manson impact structure, Iowa: comparison with Haitian K-T impact glasses / Blum J.D., Chamberlain C.P., Hingston M.P., Koeberl Ch. // Lunar and Planet. – 1993. – Vol. 24. – P. 135.
332. Survey of energy resources. – World Energy Council (WEC). – 2007. P. 93–115.
333. The Chicxulub structure: surface manifestation and possible sulfur isotope signature / Perry E.C., Winter D.J., Sagar B., Northern B.W. // Lunar and Planet. Sci. – 1992. – Vol. 23. – P. 1057.
334. The fuel gas or another fuel is used to heat the external furnace // The Petrosix Process. – Petrobras. – 2007.
335. The Vendian and Lower Cambrian in the Polish part of the East European platform / Aren B., Jaworowski K., Juskowiakowa M. et al. // Bul. Inst. Geol. – 1979. – 318. – P. 43–57.
336. Three levels of compartmentation Within the overpressured interval of the Anadarko basin / Z.Al-Shaieb, J.O. Puckette, A.A. Abdalla, P.B. Ely // AAPG Memoir 61 «Compartments and seals». – 1994. – P. 69–83.
337. Tight sands gain as U.S. gas source / V.A. Kuuskraa, T.E. Hoak, J.A. Kuuskaa, J. Hansen // Oil and gas Journal. – 1996, March, 18. – P. 102–107.
338. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment / Jarvie D.M., Hill R.J., Ruble T.E., Pollastro R.M. // AAPG Bull. – 2007. – 91 (4). – P. 475–499.
339. Väli E., Valgma I., Reinsalu E. Usage of Estonian oil shale // Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers). – 2008. – 5 (2). – P. 101–114.
340. Vidas H., Hugman B. Availability, economics, and production potential of North American unconventional natural gas supplies. – The INGAA Foundation, Inc. ICF International, Fairfax, VA. – 2008.

341. Wallace M.W., Gostin V.A., Keays R.R. Acraman impact ejecta and host shales: evidence for low-temperature mobilization of iridium and other platinoids // *Geology*. – 1990. – Vol. 18, № 2. – P. 132–135.
342. Warlick D. Unconventional gas development in North America facing major hurdles // *Oil&Gas Financial Journal*. – Aug 1, 2009 / ogfj.com.
343. Williams B. Debate grows over US gas supply crisis as harbinger of global gas production peak // *Oil and Gas J.* – 2003. – Vol. 101, № 28. – P. 20–28.
344. Wood P. A. UK Shale Gale coming? // *GeoEpro*. – 2013. – Vol. 10, № 4. – P. 12.
345. Wood P. Solutions for monitoring gas // // *GeoEpro*. – 2013. – Vol. 10, № 6. – P. 26.
346. *World Energy Outlook 2001: Assessing Today's Supplies to Fuel Tomorrow's Growth*. – Organisation for Economic Cooperation and Development. International Energy Agency, 2001.
347. Yin L. Current status of oil shale industry in Fushun, China // Amman, Jordan: International Oil Shale Conference, 2006.
348. Zalewska E. Koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie z.o. weglowodorow w Polsce w tym shale gas i tight gas // *Przegląd Geologiczny*. – 2010. – Vol. 58. – P. 213–215.

Електронні посилання

349. Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широтного Приобья / Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М.: МГУ / wiki.web.ru.
350. Альтернатива Газпрому // *Ведомости*. – 10 марта 2010: http://www.akm.ru/rus/news/2010/march/10/ns_2965351.htm.
351. Баженовская свита / ngpedia.ru.
352. Баренбаум А.А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы / Автореф. дис. доктора геол.-мин. наук. – М., 2007 / http://www.ceninauku.ru/page_20299.htm.
353. Болгария вслед за Хорватией откажется от российского газа / <http://korrespondent.net/business/economics/1236825-bolgariya-vsled-za-horvatiej-otkazhetsya-ot-rossijskogo-gaza>
354. В Аргентине нашли крупное месторождение сланцевого газа / <http://www.rosbalt.ru/business/2010/12/09/798712.html>
355. Вертячих А. Углегазпром по миру пошел // *СПБ Ведомости* 11.03.2010: http://www.spbvedomosti.ru/article.htm?id=10265052@SV_Articles.
356. Вишневецкий С.А. Импактные события и вымирания организмов / <http://www-srsc.ssc.ru/Engl/links/bear/2/index.htm>.
357. Гаврилов А.Ф. Энергетика на базе новых технологий использования низкосортных топлив: <http://renenin.ru/publ/staty/gavril-a.pdf>.
358. Газпром может погореть на сжиженном газе: <http://www.forbesrussia.ru/ekonomika/kompanii/41892-gazprom-mozhet-pogoret-na-szhizhennom-gaze>.
359. Германия делает ставку на добычу сланцевого газа / <http://www.dw-world.de/dw/article/06268273,00.html,%2026/11/2010/>

360. Германский суд отвязал цены на газ от цен на нефть: <http://www.bb.lv/bb/economics/2483>.
361. Гресов А.И. Геолого-промышленная оценка ресурсов метана угольных бассейнов Приморья / Автореф. дис. канд. техн. наук. Владивосток, 2006 / <http://www.dissercat.com/content/geologo-promyshlennaya-otsenka-resursov-metana-ugolnykh-basseinov-primorya>
362. Гудков А. В Европе запрещают дорогой газ // Коммерсантъ. – № 52 (4352) от 26.03.2010: <http://www.kommersant.ru/doc.aspx?DocsID=1343151>.
363. Диктатура европейского потребителя // СПб ведомости. – 31.03.2010: http://www.spbvedomosti.ru/article.htm?id=10265498@SV_Articles.
364. Екологічні ризики добування сланцевого газу / <http://ecoclubua.com/2011/02/environmental-risks-of-shale-gas-examined/>
365. Жертвы прогресса // Ведомости. – 08.04.2010. – 62 (2580): <http://www.vedomosti.ru/newspaper/article/2010/04/08/230783>.
366. Каковы перспективы сланцевого газа в Беларуси? 09.06.2010 info@oboz.by
367. Карогодин Ю. О баженовской свите // Эксперт. – 2011. – №12 (746) / Expert.ru.
368. Китайцы вложат в нефтеносные пески Канады \$4 млрд: <http://rus.delfi.ee/daily/business/kitajcy-vlozhat-v-neftenosnye-peski-kanady-4-mlrd.d?id=30403585>.
369. Клеркс Я. Газогидраты пресноводного океана / <http://sciencefirsthand.ru/50yearsSBRAS/articles/article.php?rac:e=12&rac:id=129>.
370. Куликов Ю., Дорошев А. РФ удешевит газ для Украины. 21. 04. 2010: <http://ru.reuters.com/article/businessNews/idRUMSE63K20L20100421?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>.
371. Легуенко М. Америка лишит Россию самого главного: <http://www.utro.ru/articles/2010/02/24/875482.shtml>.
372. Литология Баженовской и георгиевской свит центральной и северной частей Западно-Сибирской плиты / planetadisser.com.
373. Мальчихина О.В. Нефтегенерационные свойства керогена баженовской свиты на западной окраине Сургутского свода и формирование залежей нефти пласта ЮСо / Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 2011 / www.dissercat.com
374. Метан_угольных_пластов / <http://ru.wikipedia.org/wiki/>
375. Михеева А.В. Полный каталог импактных структур Земли / <http://labmpg.sccc.ru/Impact/a1276.html>
376. Мінеральні ресурси та добувна промисловість Австрія. / <http://resource.geolba.ac.at/GeologicTimeScale/>
377. Молдавские ученые займутся вопросом сланцевого газа / <http://www.kommersant.md/node/4989/>
378. На пороге единого газового рынка – FOREX: <http://www.forextimes.ru/article/a14717.htm>.
379. Нестеров И. Баженовская свита – губка с нефтью // Познавательные факты 24/11/2009 02:11 / www.mygeos.com
380. Нефть «под ногами». Мнение ученого и бизнесмена Михаила Сомина: <http://mnenia.zahav.ru/ArticlePage.aspx?articleID=10606&categoryID=-1>.

381. О перспективах добычи в России угольного газа / <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/>
382. От нашей батареи к вашей // СПб Вед. 26.04.2010: http://www.spbvedomosti.ru/article.htm?id=10266086@SV_Articles.
383. Перспективы использования тепловизионной томографии в изучении геологических сред / К.М. Каримов, В.Н. Соколов, В.Л. Онегов, Л.К. Каримова, С.Н. Кокутин / <http://geovers.com/base/files/gr10/ref/41.pdf>.
384. Перспективы освоения ресурсов метана угольных бассейнов России: <http://old.gazprom.ru/articles/article24645.shtml>; <http://www.vesti.ru/doc.html?id=341465>.
385. Позиции «Газпрома» в мире могут пошатнуться. DELFI, УНИАН 10 марта 2010: <http://www.delfi.ua/news/daily/foreign/smi-pozicii-gazproma-v-mire-mogut-poshatnutsya.d?id=821478>.
386. Полный каталог импактных структур Земли / А.В. Михеева, ИВМиМГ СО РАН / <http://labmpg.sccc.ru/Impact/a1276.htm>
387. Получение топлив из горючих сланцев: [http://www.metaprocess.ru/fotos/File/IGCF %20- %202009/Soone %20\(IGCF %20- %202009\).pdf](http://www.metaprocess.ru/fotos/File/IGCF%20-%202009/Soone%20(IGCF%20-%202009).pdf).
388. Правосудов С.А. Метан как сырье: http://www.ng.ru/energy/2007-11-13/13_metan.html.
389. Революция в способах добычи голубого топлива: <http://corp.univer.ru/press-centre/univerpresse/3774/>.
390. Рост добычи сланцевого газа может заморозить разработку Штокмана / Росбалт, 25/03/2010: <http://www.rosbalt.ru/2010/03/25/723174.html>.
391. Салихов М. Сценарии энергетического будущего: <http://www.slon.ru/blogs/msalihov/post/180142>.
392. Сланцевая революция под вопросом: (http://www.ng.ru/energy/2010-04-13/14_revolution.html)
393. Сланцевый газ: <http://energyfuture.ru/faq-ot-energyfuture-ru-po-slancevomugazu>.
394. Сланцевый газ: <http://www.blogberg.com/blog/news/6815.html>.
395. Сланцевый газ: <http://www.polemics.ru/articles/?articleID=14791&hideText=0&itemPage=1>.
396. Сланцевый газ в Польше: http://webground.su/tema/2010/04/06/slancevyj_gaz.
397. Сланцевий газ: енергонезалежність ціною екологічної безпеки? / 23 травня 2011, <http://news.if.ua/news/14711.html>
398. Сланцевый кошмар для России: <http://www.rosbalt.ru/2010/03/13/719852.html>.
399. Сотрудничество в сфере энергетики – важная составная часть взаимоотношений России и ЕС «Нефть России», №1 2011 / http://www.russianmission.eu/ru/intervyu/statya-postoyannogo_predstavatelya-rossii-pri-es-vachizhova-v-zhurnale-neft-rossii
400. СПГ и сланцевый газ: <http://www.energotrade.ru/cgi-bin/yabb2/YaBB.pl?num=1255800257>.
401. Угольный метан: перспективы добычи и использования: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6483.

402. Ударные кратеры Земли / <http://meteorite.narod.ru/proba/craters.htm>.
403. Украина призовет Россию пересмотреть цену на газ: ГА 01 апреля 2010: http://www1.voanews.com/russian/news/Analysis-and-perspectives/Gas_Ukraine_2010_04_01-89683722.html.
404. Христианович С.А. Теоретические основы гидравлического разрыва пласта – АН СССР Институт нефти. 1953 г <http://www.pseudology.org/science/XristianovichSA.html>
405. Ядуха В. Сланцевый грипп. Росбалт, 25/03/2010: <http://www.rosbalt.ru/2010/03/25/722885.html>.
406. Янукович с Медведевым встречаются в Харькове: <http://www.kv.com.ua/archive/241176/culture/241333.html>.
407. Ярошинская А. Сланцевый кошмар для России: Росбалт, 13/03/2010: <http://www.rosbalt.ru/2010/03/13/719852.html>.
408. About Tight Gas // Halliburton / halliburton.com.
409. Ahern J.L. Gravity and Magnetic Investigation of the Ames Structure, North Central Oklahoma / <http://principles.ou.edu/ames/index.html>
410. http://alex-abakumov.ya.ru/replies.xml?item_no=461&ncrnd=9137.
411. America's Natural Gas Revolution: <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748703399204574507440795971268.html>.
412. Amy Myers Jaffe. Shale Gas Will Rock the World / <http://online.wsj.com/article/SB10001424052702303491304575187880596301668.html>
413. Anderson R.R. Iowa's Manson Impact Structure / <http://www.igsb.uiowa.edu/Browse/manson99/manson.htm>
414. <http://angi.ru/news.shtml?oid=2756900>.
415. Arthur J.D., Bohm B., Layne M. Hydraulic Fracturing Consideration for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale, presented at the Ground Water Protection Council, 2008 Annual Forum, Cincinnati / http://www.wvgs.wvnet.edu/www/datostat/GWPC_092008_Marcelus_Frac_Arthur_et_al.pdf
416. Asia's first shale gas pool found near Durgapur / <http://timesofindia.indiatimes.com/business/india-business/Asias-first-shale-gas-pool-found-near-Durgapur/articleshow/7364812.cms>
417. Austin Exploration Limited / austinexploration.com.
418. Australia's tight gas // Gas Today/ – November, 2007 / gastoday.com.au
419. Barnett Shale Pioneer Mitchell Bets on Pennsylvania Gas Boom: <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601072&sid=aTylLUsh7Pwo>.
420. Blogger G. Tight Gas Sandstone: Is it Truly Unconventional? // Oil&Gas Evaluation Report / Obsidian Energy Company, LLC, October 8, 2010 / oilandgasevaluationreport.com.
421. <http://bourabai.kz/impact/a25.html>.
422. Canada Oil-Shale Deposits. Reprint of: United States Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294 By John R. Dyni / <http://geology.com/usgs/oil-shale/canada-oil-shale.html> Chafizadeh A. Bakken – Buzz-Buzz-Buzz // Chevron Energy Technology Company. – Denver, June 10, 2010 / <http://www.usgs.gov/corecast>.
423. Chakhmakhchev Alex, McKnight Kris. Searching for Tight Gas Reservoirs. – The Source / his.com.

424. Chesapeake Energy: http://en.wikipedia.org/wiki/Chesapeake_Energy.
425. China may start shale gas production by 2015 / <http://www.bloomberg.com/news/2011-04-14/china-may-start-shale-gas-production-by-2015-ministry-says-1-.html>
426. <http://www.coal.in.ua/news/3183-gazprom-sobiraetsya-dobyvat-metan-iz-ugolnyx.html>.
427. Cohen D. A Shale gas boom? // www.energybulletin.net.
428. Cohen D. Will Unconventional Natural Gas Save Us? // The Oil Drum. – March 10, 2006 / theoildrum.com.
429. Cotton Valley Tight Gas // Oil&Gas Financial J. / ogfj.com.
430. Credit for producing fuel from a nonconventional source / http://www.novoco.com/energy/resource_files/irs_guidance/irc/section_45K.pdf Dash for Poland's gas could end Russian stranglehold: http://business.timesonline.co.uk/tol/business/industry_sectors/natural_resources/article7087585.ece.
431. Curtiss D.K., Wavrek D. A Hydrocarbons in meteorite impact structures: Oil reserves in the Ames feature / http://findarticles.com/p/articles/mi_qa5348/is_199812/ai_n21430580/?tag
432. Dash for Poland's gas could end Russian stranglehold: http://business.timesonline.co.uk/tol/business/industry_sectors/natural_resources/article7087585.ece.
433. Deep Basin Play Characterization // Forward Energy Products and Services/ forwardenergy.ca.
434. Department of Energy. Hydraulic Fracturing White Paper. Evaluation of Impacts to Underground Source of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Resources, Appendix A. – 2004 // http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/appendix_a_6-3-04.pdf
435. Developing WA's tight gas // Gas Today. – August 2008 / gastoday.com.au.
436. Die Revolution am Energiemarkt. (<http://kurier.at/wirtschaft/1985681.php>).
437. Donofrio R.R. North American impact structures hold giant field potential / <http://www.ogi.com/index/article-display/21468/articles/oil-gas-journal/volume-96/issue-19/in-this-issue/general-interest/north-american-impact-structures-hold-giant-field-potential.html> / May 11, 1998.
438. Donofrio R.R. New York's Panther Mountain Impact Crater: Enormous Gas Potential without Hydraulic Fracturing / [http://parwestlandexploration.com/docs/\(Revised\)%20PantherMountainarticle%20for%20web%20site.pdf](http://parwestlandexploration.com/docs/(Revised)%20PantherMountainarticle%20for%20web%20site.pdf) / August 2010.
439. Drilling for Natural Gas In Europe: <http://www.taipanpublishinggroup.com/european-natural-gas.html>.
440. <http://dzd.ee/?id=245280>.
441. Eesti Energia построит новый завод. 04.05.2010: <http://rus.postimees.ee/?id=258085>.
442. <http://energyindustryphotos.com>
443. <http://en.rian.ru/russia/20100414/158573290.html>.
444. <http://en.wikipedia.org>
445. Europe Won't Match U.S. Shale Boom Soon to Gazprom's Relief // <http://yandex.ru/yandsearch?clid=160096&text=.+Europe+Won+%E2%80%99t+Match+U.S.+Shale+Boom+Soon+to+Gazprom+%E2%80%99s+Relief>

446. Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs // <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ArthurHydrFracPaperFINAL.pdf>
447. Evans S., Cullick S. Improving returns on tight gas // Oil&Gas Financial Journal. – Jul 1, 2007 / ogfj.com.
448. Exploration & Innovation: Geoscientists Push the Frontiers of Unconventional Oil and Gas / utexas.edu. – April 2008.
449. Explorers target shale gas for Australia's next energy boom / <http://www.theaustralian.com.au/archive/business-old/explorers-target-shale-gas-for-australias-next-energy-boom/story-e6fgr9ef-1225858745153>
450. Factbox – Companies exploring for shale gas in Europe: http://uk.finance.yahoo.com/news/factbox-companies-exploring-for-shale-gas-in-europe-reuters_molt-d02f5b06d0b1.html?x=0.
451. <http://finam.ru/analysis/conf0000100306>.
452. France Vote. Outlaws 'Fracking' Shale for Natural Gas, Oil Extraction / www.bloomberg.com/news/2011-07-01/france-vote-outlaws-fracking-shale-for-natural-gas-oil-extraction.html
453. Frantz J.H., Jochen V. Shale Gas, Schlumberger White Paper. – 2005 // http://www.slb.com/media/services/solutions/reservoir/shale_gas.pdf
454. Gazprom Finally Accepts that Shale Gas Has Changed the World: <http://seekingalpha.com/instablog/504668-oilprice-com/57178-gazprom-finally-accepts-that-shale-gas-has-changed-the-world>.
455. Gazprom lance le premier projet russe d'extraction du gaz issu du charbon: <http://www.tdg.ch/depeches/people/gazprom-lance-premier-projet-russe-extraction-gaz-issu-charbon>
456. Golubev N. Solid heat carrier technology for oil shale retorting: http://www.kirj.ee/public/oilshale/6_golubev_2003_3s.pdf.
457. Granite Wash Tight Gas // Oil&Gas Financial J. / ogfj.com.
458. Grieve R.A.F. Economic natural resource deposits at terrestrial impact structures / <http://sp.lyellcollection.org/content/248/1/1.refs>
459. http://impact.miningart.info/list_6.html
460. <http://imperiya.by/news.html?id=44613>.
461. Jaffe A.M. Shale Gas Will Rock the World // The Wall Street Journal. – USA, May 10, 2010 (<http://www.scribd.com/doc/31187126>).
462. <http://www.ises.su/2010/feldman01.pdf>
463. Keith Kohl. Haynesville Natural Gas 1 of the Biggest Natural Gas Fields in the U.S., and The Stock Play Behind It. // Energy & Capital. – Tuesday, May 20th. – 2008 / energyandcapital.com.
464. Klimentidis Robert, Welton Joann E. Advances in Reservoir Quality Assessment of Tight-Gas Sands – Links to Producibility // Search and Discovery Article. – March 16, 2009 / searchanddiscovery.net.
465. Koeberll C., Reimold W.U., Powell R.A. Ames Structure, Oklahoma / <http://www.lpi.usra.edu/meetings/lpsc1994/pdf/1361.pdf>
466. Kohl Keith. Haynesville Natural Gas of the Biggest Natural Gas Fields in the U.S., and The Stock Play Behind It. // Energy & Capital. – Tuesday, May 20th, 2008 / energyandcapital.com.

467. Largest Crater in the Great Sahara Discovered by Boston University Scientists / <http://www.spaceref.com/news/viewpr.html?pid=19185> / March 5, 2006.
468. Leggett S. Canadian Energy Market Dynamics // National Energy Board. – October 2009 / neb-one.gc.ca.
469. Marcellus Shale – Appalachian Basin Natural Gas Play: <http://geology.com/articles/marcellus-shale.shtml>.
470. Mayerhofer M., Warpinski N., Lonon E. Use of Fracture-Mapping Technologies to Improve Well Completion in Shale Reservoirs // Search and Discovery Article # 40336 AAPG Annual convention. 2008 / http://www.searchanddiscovery.net/documents/2008/08266mayerhofer/ndx_mayerhofer.pdf
471. Milstein, R.L. The Calvin impact crater, Cass County, Michigan: identification and analysis of a subsurface ordovician astrobleme / <http://hdl.handle.net/1957/8989> / 1994.
472. [mining weekly.com](http://miningweekly.com)
473. Moratoire demand; sur le gaz de schiste / <http://www.journalmetro.com/mavie/article/324493--moratoire-demande-sur-le-gaz-de-schiste>
474. Musings: Gas Shales May Change More Than U.S. Energy Markets. http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=89013;
475. Natural Gas Production from Tight Gas Accumulations // Exploration & Production Technologies. – The Energy lab / doe.gov.
476. New concept energy. Our future is unconventional / newconceptenergy.com.
477. Nikolai Petrovich: <http://www.scribd.com/doc/14514512/nikolai-petrovich>.
478. North American impact structures hold giant field potential / <http://parwestlandexploration.com/docs/og.pdf>
479. Oil and Gas Journal Росія / <http://www.murmanchanin.ru/> 29.06.11]
480. Piceance Basin Tight Gas: Integration of Geoscience and Engineering Technologies in Development of an Unconventional Resource Play. – Houston Geological Society / hgs.org.
481. Piceance Uinta Tight Gas // Oil&Gas Financial J. / ogfj.com
482. Poland like Texas? (USC are you remember as I tell you about polish gaz resources?) <http://www.polishmarket.com.pl/docum...nomic+Monitor>.
483. Polska potęgą w łupkach? Agnieszka Łakoma, Jakub Kurasz 12-04-2011, /<http://prostorologia.forbb.org.ua/viewtopic.php?id=208>
484. Pool Susan. Quarter Project Final Report, 2009 // GEOG586–Geographic Information Analysis / psu.edu
485. Priyadarshi N. Are Impact Craters Useful? August 24, 2009 / <http://network.earthday.net/profiles/blogs/are-impact-craters-useful>
486. Pronounced central uplift identified in the Bosumtwi impact structure, Ghana, using multichannel seismic reflection data / Scholz Ch.A., Karp T., Brooks K.M. et al. / <http://geology.gsapubs.org/content/30/10/939.abstract>
487. Realm Energy Announces Shale Concessions in Spain / <http://realm-energy.com/realm-energy-announces-shale-concessions-in-spain.html>
488. <http://rian.ru/economy/20091016/189160143.html>.
489. Roderick Kefferputz Shale Fever: Replicating the US gas revolution in the EU? / http://aei.pitt.edu/14544/1/PB210_Shale_gas_Kefferputz_e-version.pdf

490. Shale gas. – Houston, Texas: Oil and Gas Investor, 2006. (www.oilandgasinvestor.com).
491. Shale Gas / [http:// www.energy.alberta.ca/NaturalGas/944.asp](http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/944.asp)
492. Shale gas /en.wikipedia: http://en.wikipedia.org/wiki/Shale_gas.
493. Shale gas: Focus on the Marcellus Shale:<http://www.earthworksaction.org/pubs/OGAPMarcellusShaleReport-6-12-08>.
494. Shale gas investigations in Denmark: Lower Palaeozoic shales on Bornholmhttp://www.geus.dk/publications/bull/nr23/nr23_p09-12.pdf
495. Shale gas – opportunities and concerns / <http://www.kpmg.com/za/en/issuesandinsights/articlespublications/managementconsulting/pages/shale-gas-opportunities-and-concerns.aspx> mining weekly.com
496. Shale Gas Potential of Selected Countries in Europe, North Africa and the Near East By Jessica Hill & Stewart Whiteley /<http://www.findingpetroleum.com/files/event10/petrenel.pdf>
497. Siberia Ridge Field, Wyoming / Evans Lesley W., Keusch Barbara F., Sturm Stephen D., Clark William J. // Tight Gas Sand Exploitation: Linking Geoscience to Enhance Operations / searchanddiscovery.net.
498. Stevens Paul. The Shale Gas Revolution: Hype and Reality / <http://www.unioviado.es/catedrahunosa/archivos/gasL7.pdf>
499. Sumi L. Shale Gas: Fokus on the Marcellus Shale. – Durango: Oil&Gas Accountability Project, 2008. 21 P. (www.ogap.org).
500. Tapping in to Australia’s tight gas // Gas Today. – November 2007 / gastoday.com.au.
501. The Alberta Bakken Petroleum System (ABPS) is an Emerging Unconventional Tight Oil Resource Play // BMO Capital Markets. Oil & Cas. – April 2011 / www.bmocm.com
502. The Father Of Shale Gas: <http://www.forbes.com/2009/07/16/george-mitchell-gas-business-energy-shale.html>.
503. The shale frenzy comes to Europe / <http://www.epmag.com/Magazine/2010/3/item53280.php>
504. The significance of the contemporaneous Shiva Impact Structure and Deccan Volcanism at the KT boundary. – Portland GSA Annual Meeting (18-21 October 2009) Paper No. 50-9 / <http://www.newgeology.us/Shiva.pdf>
505. Tight Gas and Shaley Sand Examples / nmrpetrophysics.com.
506. Tight Gas Sands. A Division of the American Association of Petroleum Geologists / aapg.org.
507. The Energy Show 2011 / www.energy-show.com.
508. Tyndall Centre for Climate Change Research / www.tyndall.ac.uk
509. Unconventional Gas // RPS in Canada / rpsgroup.com.
510. Unconventional Gas in North America / ugresources.com.
511. Unconventional Natural Gas Resources: http://www.naturalgas.org/overview/unconvent_ng_resource.asp.
512. Understanding Canadian Shale Gas – Energy Brief / <http://www.nebone.gc.ca/clfnsi/rnrgynfimt/nrgyrprt/ntrlgs/prmrndrstndngshlgs2009/prmrndrstndngshlgs2009nrgbrf-eng.html>
513. U.S. Geological Survey. Energy Resource Surveys Program /usgs.gov.

514. US Department of Energy. Modern Shale Gas Development in the United States, April 2009. 44. White Paper, Halliberton, U.S. Shale Gas. An Unconventional Resources. Unconventional Challenges, 2008 / http://www.halliberton.com/public/solutions/contents/Shle/related_docs/H/63771.pdf.
515. Warlick D. International / <http://warlickenergy.info/oil-gas-articles/gas-shale-development-is-now-faced-with-challenging-issues-what-can-we-expect-through-2009>
516. Wethington N. Researchers Discover 2nd Largest Impact Crater in Australia / <http://www.universetoday.com/76843/researchers-discover-2nd-largest-impact-crater-in-australia/> October 28, 2010.
517. Where the European shale gas plays are / <http://blogs.ft.com/energysource/2010/03/12/where-the-european-shale-gas-plays-are/>
518. White House, Office of the Press Secretary, 17 November 2009: <http://www.america.gov/st/texttrans-english/2009/November/20091117145333xjsnommis0.4233515.html&distid=ucs>
519. http://ru.wikipedia.org/wiki/Газовые_гидраты.

Фондові матеріали

520. Алексеев А.С. и др. Оценка частоты падения небесных тел на Землю, исследование возможности заблаговременного их обнаружения и изменения траекторий. Отчёт по НИР, АН СССР ВЦ, Новосибирск, 1991. – 128 с.
521. Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвекційний газ. Звіт про виконання геолого-тематичної роботи. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012.
522. Вивчення геологічних передумов газонасності сланцевих відкладів України / Михайлов В.А., Крупський Ю.З. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 159 с.
523. Вивчення геологічних передумов газонасності сланцевих відкладів України / Крупський Ю.З., Михайлов В.А. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 214 с.
524. Вивчення літолого-фаціальних, біостратиграфічних та структурно-геологічних особливостей будови нижнього карбону ДДЗ як основи прогнозу нафтогазонасності. Звіт по договору № 288. Розділ 2. Виконати біостратиграфічне розчленування та розробити принципи кореляції різнофаціальних комплексів нижнього карбону ДДЗ (заклучний) / Відп. вик. А.М. Вертюх. – Чернігів: УкрДГРІ, 2004. – 266 с.
525. Визначення пріоритетних напрямків та об'єктів освоєння ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах в межах Східного та Західного регіонів України. – К., 2012.
526. Виконати кількісну оцінку прогнозних ресурсів нетрадиційного газу центральнобасейнового типу та зональний прогноз нафтогазонасності актуальних ділянок ДДЗ / Пригаріна Т.М., Кабишев Ю.Б., Кабишев Ю.Б. та ін. – Чернігів: ЧВ УкрДГРІ, 2002. – 140 с.
527. Виконати комплексні дослідження візейських відкладів і скласти погоризонтні літолого-палеогеографічні карти північно-західної та центральної

- частин Дніпровсько-Донецької западини з метою прогнозу нетрадиційних пасток нафти і газу на малих і середніх глибинах /заклучний/. Звіт по договору № 235. Розділ 1 / Відп. вик. В.П. Кривошеєв. – Чернігів: УкрДГРІ, 2000. – 192 с.
528. Діло на ліквідацію параметричної свердловини № 1 Ліщинська. – Стрий: Укрбургаз, 2006.
529. Геолого-технологічне обґрунтування вибору еталонних об'єктів (полігонів, шахтних полів) з метою можливого видобутку метану вугільних родовищ Луганської області. Геологічний звіт / Павлюк М.І та ін. – Луганськ, 2004.
530. Жигунова З.Ф., Татарченко В.М., Петров В.Г. Отчет о геологических исследованиях, проведенных на площади Буковец Закарпатской области УССР в 1963 г. т. 1 (текст). Трест «Львовнефтегазразведка» Львовская ГПК. – Львов, 1964. – 156 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
531. Жигунова З.Ф., Коваль Ж.С., Петров В.Г. Отчет о поисково-съёмочных работах масштаба 1:25 000, проведенных на площади Люта Закарпатской области УССР в 1964–1965 гг. Трест «Львовнефтегазразведка», ЛГПК. – Львов, 1966. – 172 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
532. Звіт про виконані сейсморозвідувальні роботи на Оболонській площі за технологією 3D. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
533. Кузовенко В.В., Жигунова З.Ф., Петров В.Г. Отчет о результатах комплексной геологической съёмки масштаба 1:50000, проведенной на площади Ломна Львовской и Закарпатской областей УССР в 1969–1972 гг. Трест «Львовнефтегазразведка», кГП. – Львов, 1973. – 170 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
534. Кузовенко В.В., Жигунова З.Ф., Бунда В.А. Отчет о групповом геологическом доизучении и комплексной съёмке масштаба 1:50000 на площади Вышков Ивано-Франковской и Закарпатской областей УССР в 1978–1982 гг. (листы М-34-120-А, В; М-34-131-Б; М-34-132-А, В). – Львов, 1982. – 218 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
535. Кузовенко В.В., Глушко В.В., Мышкин Л.П. Изучение геолого-геофизических материалов по Скибовой и Кросненской зонам Складчатых Карпат с целью выявления перспективных на нефть и газ объектов. Отчет по теме БП.4/101/28/. ПГО «Запукргеология». – Львов, 1987. – 124 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
536. Кузовенко В.В., Глушко В.В., Мышкин Л.П. Изучение геолого-геофизических материалов по Скибовой и Кросненской зонам Складчатых Карпат с целью выявления перспективных на нефть и газ объектов за 1988–1990 гг. ПГО «Западукргеология». – Львов, 1990. – 186 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
537. Ладыженский Н.Р., Гавура С.П. Геологическое строение и условия нефтегазоносности зоны Береговых Карпат. Отчет, кн. I (текст). Львов: ИГГГИ, 1959. – 329 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
538. Левенштейн М.Л. Комплект карт мощности и строения угольных пластов среднего карбона Донецкого каменноугольного бассейна, масштаб 1:500000. – Артемовск, 1991.

539. Обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт по пошукам газу неконвекційного типу у відкладах турнейсько-нижньовізейського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
540. Обобщить результаты региональных исследований и провести детальную корреляцию турнейских и нижевизейских отложений Днепровско-Донецкой впадины. Отчет по теме / А.С. Владимиров, А.А. Бильк. – Чернигов, 1988. – 174 с.
541. Оцінка перспектив та визначення пріоритетних напрямків освоєння ресурсів метану вугленосних товщ в межах південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини та Донецької складчастої споруди. Звіт про геолого-тематичну роботу / Коваль А.М., Старченко Г.І., Карпенко І.В. та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 932 с.
542. Перспективи газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / Крупський Ю.З., Михайлов В.А. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 178 с.
543. Перспективи газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / Михайлов В.А., Крупський Ю.З. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 292 с.
544. Перспективи пошуків неконвекційних (нетрадиційних) покладів вуглеводнів на прикордонній з Польщею території України та проблеми охорони навколишнього середовища. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012.
545. Перспективи промислової нафтоносності сланцевих (флішових) формацій України / Михайлов В.А. Куровець І.М., Загнітко В.М. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 433 с.
546. Провести літолого-палеогеографічні, стратиграфічні та тектонічні дослідження візейських і турнейських відкладів ДДЗ з метою прогнозу нетрадиційних пасток вуглеводнів і стратиграфічного забезпечення пошукових робіт. Розділ 2. Створити літолого-стратиграфічну основу для забезпечення пошукових робіт в турнейсько-візейському комплексі прибортових зон ДДЗ: Звіт за договором № 235 / відп. вик. Вакарчук Г.І. – Чернігів, 2000. – 173 с.
547. Прогноз нових перспективних зон і об'єктів на основі виділення одновікових фаціальних поясів візейських відкладів центральної частини ДДЗ. Звіт про науково-дослідну роботу (заклучний) / відп. вик. І.М. Бабко. – Чернігів: УкрДГРІ, 2008. – 220 с.
548. Прогнозна оцінка газоносності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
549. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / В.И. Полетаев, Г.И. Вакарчук, Л.Г. Винниченко и др. – К.: ИГН АН УССР, 1991. – 51 с.
550. Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських і серпухівських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів. Розділ 1: «Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неан-

- тиклінальних пасток вуглеводнів» / В. Макогон, В. Кривошеев, Є. Іванова, О. Пекельна // Звіт про науково-дослідну роботу за темою 319. – Львів: ЛВУкрДГРІ, 2007. – 1 кн. – 239 с.
551. Регіональне літолого-фаціальне картування верхньовізейських і серпухівських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів. Розділ 2: «Регіональне літолого-фаціальне картування серпухівських продуктивних горизонтів ДДЗ з метою прогнозу неантиклінальних пасток вуглеводнів» / Б.І. Кельбас, Я.Г. Лазарук, А. Самарець та ін. // Звіт про науково-дослідну роботу за темою 319/2. – Львів: ЛВУкрДГРІ, 2007. – 1 кн. – 153 с.
552. Регіональний прогноз зон поширення нетрадиційних колекторів та не антиклінальних пасток вуглеводнів у візейських відкладах північного заходу ДДЗ. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
553. Розробка та вдосконалення методів прогнозних досліджень з метою обґрунтування нафтогазоперспективних зон і об'єктів в Україні. Звіт за темою 934 за 2000–2002 рр. / Кер. НДР Б.П. Кабишев. – К.: УкрДГРІ, 2002.
554. Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 210 с.
555. Стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов нижнего карбона ДДВ. Т. 2. Стратиграфическое расчленение, корреляция и литолого-фаціальний анализ разрезов верхнего девона и нижнего карбона ДДВ и оценка перспектив нефтегазоносности. Отчет ИГН АН УССР / Отв. исполн. М.В. Вдовенко. – К., 1986. – 207 с.
556. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений нижнего карбона Доно-Днепровского прогиба / М.В. Вдовенко, О.И. Берченко, В.И. Полетаев. – К.: ИГН, 1994.

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

Гладун Василь Васильович – заступник директора департаменту з видобування газу та нафти НАК «Нафтогаз України», доктор геологічних наук

Грицик Ігор Іванович – старший науковий співробітник відділу проблем нафтової геофізики Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, кандидат геологічних наук

Гулій Василь Миколайович – завідувач кафедри петрографії геологічного факультету Львівського національного університету імені Івана Франка, доктор геолого-мінералогічних, професор

Зейкан Олександр Юрійович – директор департаменту з видобування газу та нафти НАК «Нафтогаз України», кандидат геологічних наук

Касянчук Сергій Васильович – начальник управління НАК «Нафтогаз України»

Крупський Юрій Зиновійович – професор кафедри екологічної та інженерної геології та гідрогеології Львівського національного університету імені Івана Франка, доктор геологічних наук

Куровець Ігор Михайлович – завідувач відділу проблем нафтової геофізики Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник

Куровець Сергій Сергійович – докторант кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, кандидат геологічних наук, доцент

Михайлов Володимир Альбертович – декан геологічного факультету, завідувач кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

Наумко Ігор Михайлович – завідувач відділу геохімії глибинних флюїдів Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, доктор геологічних наук

Чепіль Петро Михайлович – завідувач відділу НАК «Нафтогаз України», кандидат геолого-мінералогічних наук

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Монографія

У восьми книгах

Книга I

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ: ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ

ГЛАДУН Василь Васильович
ГРИЦИК Ігор Іванович
ГУЛІЙ Василь Миколайович
ЗЕЙКАН Олександр Юрійович
КАСЯНЧУК Сергій Васильович
КРУПСЬКИЙ Юрій Зиновійович
КУРОВЕЦЬ Ігор Михайлович
КУРОВЕЦЬ Сергій Сергійович
МИХАЙЛОВ Володимир Альбертович
НАУМКО Ігор Михайлович
ЧЕПІЛЬ Петро Михайлович

Коректор *О.С.Петренко*
Оригінал-макет *О.В.Гашенко*

Підписано до друку 23.09.2014. Формат 70x100/16. Папір крейдований.
Друк офсетний. Умовн. друк. арк. 16,77. Тираж 300 пр. Зам. № 145.

ТОВ НВП «Ніка-Центр». 01135, Київ-135, а/с 192;
т./ф. (044) 39-011-39; e-mail: psyhea9@gmail.com; www.nika-centre.kiev.ua
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК №1399 від 18.06.2003

Віддруковано у ТОВ «Друкарня «Рута».
м. Кам'янець-Подільський, вул. Князів Коріатовичів, 11.
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК №4060 від 29.04.2011