

**НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА
ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ**

КНИГА VIII

**ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ
РЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ
ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ УКРАЇНИ**

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
DP «NAUKANAFTOGAZ»

UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS OF UKRAINE

MONOGRAPH

In eight books

BOOK VIII

THEORETICAL SUBSTANTIATION OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESOURCES IN SEDIMENTARY BASINS OF UKRAINE

Kyiv
Nika-Centre
2014

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЇ І ГЕОХІМІЇ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН НАН УКРАЇНИ
ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ
НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ «НАУКАНАФТОГАЗ»

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

МОНОГРАФІЯ

У восьми книгах

КНИГА VIII

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ УКРАЇНИ

Київ
Ніка-Центр
2014

УДК 550.8+553.98+622.32

ББК 26.34:33.3

H57

Авторський колектив:

В.А. Михайлов, С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, С.В. Касянчук, І.М. Куровець, С.А. Вижва, В.М. Загнітко, А.М. Коваль, Ю.З. Крупський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль, В.П. Стрижак, Г.О. Кульчицька

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 (протокол № 2 від 25 березня 2013 р.)

The set of factors of localization and prognosis criteria for unconventional hydrocarbon deposits have been developed. Economically perspective stratigraphic units are outlined. Formation potential of oil-bearing rocks, types of kerogen, temperature maturity of shale deposits and compacted sandstones are established. Geological and geophysical models of perspective stratigraphic units are created. Estimation of prognosis resources of unconventional hydrocarbon deposits is carried out. Methodical recommendations for future geological exploration works are given.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 8. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України/ [В.А. Михайлов та ін.]; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. — К. : Ніка-Центр, 2014. — 280 с.

ISBN 978-966-521-659-9

Розроблений комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів нетрадиційних вуглеводнів; визначені перспективні стратиграфічні комплекси порід; встановлено генеруючий потенціал нафтоматеринських порід, типи керогену, температурна зрілість сланцевих відкладів та ущільнених пісковиків; побудовані геолого-геофізичні моделі перспективних стратиграфічних комплексів; проведена оцінка прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів; наведені методичні рекомендації з освоєння прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів; наведені рекомендації щодо подальших ГРР.

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

УДК 550.8+553.98+622.32

ББК 26.34:33.3

ISBN 978-966-521-659-9

ЗМІСТ

Перелік скорочень	9
ВСТУП.....	11
1. ФАКТОРИ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА КРИТЕРІЇ ПРОГНОЗУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ.....	14
2. ОПТИМАЛЬНА МЕТОДИКА ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НЕТРАДИЦІЙНІ ПОКЛАДИ ВУГЛЕВОДНІВ	20
2.1. Стадійність робіт і основні методи досліджень	20
2.2. Переінтерпретація матеріалів геофізичних досліджень свердловин .	24
2.3. Аналітичні дослідження	32
2.4. Геохімічні методи	44
2.5. Основні задачі досліджень	48
3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ.....	51
3.1. Методика кількісної оцінки ресурсів сланцевого газу	51
3.2. Методика кількісної оцінки ресурсів газу в ущільнених алевро-піщаних породах.....	58
3.3. Методика кількісної оцінки ресурсів метану вугільних пластів	60
3.3.1. <i>Огляд існуючих методик і оцінок ресурсів метану</i>	60
3.3.2. <i>Принципи оцінки ресурсів вугільного газу</i>	68
3.3.3. <i>Висновки</i>	70
3.4. Досвід Польщі в оцінці ресурсів сланцевого газу	72
3.5. Основні принципи геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводнів.....	88
3.5.1. <i>Аналіз сучасних методик оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини</i>	88
3.5.2. <i>Додаткові параметри кількісної оцінки ресурсів нетрадиційного газу в ущільнених породах та їх обґрунтування</i>	89
4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ ДЛЯ ПОШУКІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ В УКРАЇНІ: ПРОГНОЗНА ОЦІНКА.....	94
4.1. Східний регіон	94
4.1.1. <i>Рівень дозрілості органічної речовини Дніпровсько- Донецької западини у зв'язку з перспективою відкриття родовищ нетрадиційного газу</i>	94
4.1.2. <i>Геохімічні особливості порід і газів</i>	102
4.1.3. <i>Петрофізичні властивості ущільнених колекторів Дніпровсько-Донецької западини</i>	150

4.1.4. Перспективні площі південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини	164
4.1.5. Північно-західна частина Дніпровсько-Донецької западини: перспективи нафтоносності нетрадиційного типу.....	173
4.2. Західний регіон.....	177
4.3. Південний регіон.....	196
4.4. Перспективи ущільнених карбонатних і карбонатно-глинистих порід.....	203
4.5. Імпактні структури	210
4.6. Метан вугільних родовищ.....	212
4.7. Газогідрати	217
5. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ПРАВОВА ОСНОВА ОСВОЄННЯ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ	219
5.1. Етапність освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів	222
5.2. Надкористування.....	223
5.3. Нормативно-правове забезпечення.....	227
5.4. Залучення інвестицій	230
5.5. Інформаційний супровід.....	233
6. ПЕРШОЧЕРГОВІ НАПРЯМКИ ПОДАЛЬШИХ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	235
6.1. Східний регіон	235
6.2. Західний регіон	246
6.3. Південний регіон	246
6.4. Сланцева нафта	248
6.5. Імпактні структури	248
6.6. Метан вугільних родовищ	249
6.7. Організаційні заходи	250
ВИСНОВКИ	256
ЛІТЕРАТУРА	263
ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ.....	279

 CONTENT

INTRODUCTION	11
1. FACTORS OF LOCALIZATION AND CRITERIA OF PROGNOSIS OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON DEPOSITS.....	14
2. OPTIMAL METHODOLOGY OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS ON UNCONVENTIONAL HYDROCARBON DEPOSITS	20
2.1. Stages of work and basic methods of researches.....	20
2.2. Reinterpretation of geophysical drill hole data	24
2.3. Analytical researches	32
2.4. Geochemical methods	44
2.5 Main tasks of researches	48
3. METHODOLOGY OF QUANTITATIVE ESTIMATION OF UNCONVENTIONAL RESOURCES OF HYDROCARBONS.....	51
3.1. Methodology of quantitative estimation of resources of shale gas.....	51
3.2. Methodology of quantitative estimation of gas resources in compacted rocks	58
3.3. Methodology of quantitative estimation of resources of methane of coal seams.....	60
3.3.1. <i>Review of current methodologies and estimations of resources of methane</i>	60
3.3.2. <i>Principles of estimation of coal gas resources.....</i>	68
3.3.3. <i>Conclusions.....</i>	70
3.4. Poland experience in estimation of shale gas resources	72
3.5. Basic principles of geological and economical estimation of unconventional hydrocarbon resources.....	88
3.5.1. <i>Analysis of modern methodologies of estimation of unconventional hydrocarbon resources.....</i>	88
3.5.2. <i>Additional parameters of quantitative estimation of resources of unconventional gas in compacted rocks and their substantiation</i>	89
4. STRATIGRAPHIC UNITS AND STRUCTURES PERSPECTIVE FOR SEARCHES OF UNCONVENTIONAL RESOURCES IN UKRAINE: PROGNOSIS ESTIMATION	94
4.1. East region	94
4.1.1. <i>Level of maturity of organic substance in Dnieper-Donetsk depression</i>	94
4.1.2. <i>Geochemical features of rocks and gases.....</i>	102
4.1.3. <i>Petrophysical features of compacted collectors in Dnieper- Donetsk depression.....</i>	150

4.1.4. <i>Perspective areas of south-eastern part of Dnieper-Donetsk depression</i>	164
4.1.5. <i>North-western part of Dniper-Donetsk depression: prospects of unconventional type oil content</i>	173
4.2. West region	177
4.3. South region	196
4.4. Prospects of compacted carbonate and carbonate-clay rocks.....	203
4.5. Impact structures.....	210
4.6. Methane of coal deposits	212
4.7. Gas-hydrates	217
5. LEGAL BASIS OF DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESOURCES IN UKRAINE	219
5.1. Stages of development of unconventional hydrocarbon resources	222
5.2. Subsoil use	223
5.3. Regulatory-legal support	227
5.4. Promotion of investment	230
5.5. Information support	233
6. PRIORITY DIRECTIONS OF FURTHER GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS	235
6.1. East region	235
6.2. West region	246
6.3. South region	246
6.4. Shale oil.....	248
6.5. Impact structures.....	248
6.6. Methane of coal deposits	249
6.7. Organizational measures	250
CONCLUSIONS.....	256
REFERENCES.....	263
INFORMATION ABOUT AUTHORS.....	279

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВПТ – аномально високий поровий тиск;
АК – апокатагенез; акустичний каротаж;
БК – боковий каротаж;
ВВ – вуглеводні;
ГГК – гамма-гамма каротаж;
ГДС – геофізичні дослідження свердловин;
ГЗГ – головна зона газоутворення;
ГЗН – головна зона нафтоутворення;
ГК – газовий каротаж; гамма-каротаж;
ГРП – гідророзрив;
ГРР – геологорозвідувальні роботи;
ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина;
ДПП – дослідно-промисловий полігон;
ІК – індукційний каротаж;
ЛПП – Львівський палеозойський прогин;
МК – мезокатагенез;
МК – мікрокаротаж, мікрокаротажне зондування;
МК – метакатагенез;
МСБ – мінерально-сировинна база;
НАК – Національна акціонерна компанія;
НГБ – нафтогазовий басейн;
НГК – нафтогазовий каротаж; нейтронний гамма-каротаж;
НГР – нафтогазоносний регіон (район);
НК – нейтронний каротаж;
ОР – органічна речовина;
ПК – протокатагенез;
РОР – розсіяна органічна речовина;
СЄП – Східноєвропейська платформа;
ТОС – вміст органічної речовини;
ТС – вміст загального вуглецю;
ТТ – зона Тейссейра–Торнквіста;
УЩ – Український щит;
ХБ – хлороформний бітумоїд;
AU (Assessment Unit) – одиниця оціночної поверхні;
Vcf – млрд куб. футів;
CDMI – вуглекислотний коефіцієнт;
C_{орг.} – вміст органічного вуглецю;
ERR (Economically Recoverable Resources) – економічно видобувні запаси;
EUR (Estimateg Ultimate Recovery) – оцінка повноти видобутку;
gas window – газове вікно;
НІ – водневий індекс;

oil window – нафтове вікно;

R_o – коефіцієнт відбиття вітриніту;

sweet points, sweet spots – «солодкі місця»;

TF (Technology Factor) – технологічний коефіцієнт;

TRR (Technically Recoverable Resources) – технічно видобувні запаси;

USGS – геологічна служба США;

Марки вугілля:

А – антрацит,

Г – газове,

Ж – жирне,

К – коксівне,

КЖ – коксівне жирне,

НА – напівантрацит,

П – пісне,

ПС – пісне спікливе.

ВСТУП

Безперервне нарощування видобутку нафти та газу для потреб світової економіки призводить до поступового виснаження традиційних родовищ вуглеводнів. Унаслідок цього перед світовою спільнотою постає завдання пошуків додаткових джерел вуглеводневої сировини. Серед останніх особливу увагу заслуговують такі нетрадиційні джерела, як важкі нафти й бітуми, сланцевий газ, газ щільних колекторів, метан вугільних шарів тощо. Успішні дослідження проблеми сланцевого газу, газу щільних колекторів, метану вугільних пластів призвели до суттєвого збільшення видобутку природного газу в США. Видобуток газу з нетрадиційних джерел почався в Канаді, дослідження в цій сфері здійснюються в багатьох країнах світу (Австралія, Китай, Німеччина, Велика Британія, Швеція, Польща тощо). Це може призвести (а частково це вже відбувається) до перерозподілу джерел постачання газу і, відповідно, до зміни пріоритетів, у тому числі політичних.

Україна до останнього часу залишалася осторонь цього процесу, але залежність від поставок газу із-за кордону обумовлює актуальність питання пошуку нових джерел вуглеводневої сировини. З метою нарощування енергетичної бази нашої держави творчий колектив співробітників НАК «Нафтогаз України», Київського національного університету імені Тараса Шевченка, Науково-дослідного інституту нафтогазової промисловості Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз»), Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, інших організацій і установ з 2010 р. проводить всебічне вивчення проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів України. Результати досліджень відображені в низці звітів [200–202, 204, 205, 222, 225–230, 233, 237, 238, 240, 243]. Основною метою цих досліджень було визначення перспектив відкриття промислових покладів нетрадиційних вуглеводнів в осадових басейнах України. Для досягнення цієї мети проведено:

- аналіз та узагальнення результатів геолого-тематичних робіт з вивчення нафтогазоносності сланцевих порід та ущільнених пісковиків в осадових басейнах України;
- встановлення комплексу факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів нетрадиційних вуглеводнів у різних стратиграфічних комплексах;
- виділення стратиграфічних комплексів порід та об'єктів, перспективних на нетрадиційні поклади вуглеводнів, сланцевих порід та ущільнених пісковиків;
- дослідження генеруючого потенціалу нафтоматеринських порід, типу керогену, температурної зрілості сланцевих відкладів та ущільнених пісковиків перспективних стратиграфічних комплексів, встановлення вікон нафто- і газоутворення;

- побудова геолого-геофізичних моделей сланцевих порід і ущільнених пісковиків стратиграфічних комплексів нафтогазовидобувних регіонів України з виділенням об'єктів першочергових геологорозвідувальних робіт (ГРР);
- обґрунтування параметрів підрахунку прогнозних ресурсів вуглеводнів у нетрадиційних покладах;
- оцінка прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів перспективних стратиграфічних комплексів у Західному, Східному та Південному регіонах України;
- формування оптимального комплексу геолого-геофізичних досліджень для пошуків і розвідки нетрадиційних покладів вуглеводнів;
- розробка рекомендацій для подальших ГРР.

У результаті проведених робіт зібрано значний новий фактичний матеріал щодо проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів, проаналізовано та переглянуто гігантський блок матеріалів з геологічної будови й нафтогазоносності нафтогазоносних регіонів (НГР) України, зібраний протягом їх багаторічних досліджень, доведено, що в Україні є поклади вуглеводнів нетрадиційного типу, які можуть мати промислове значення. Основним результатом робіт було виділення різнорангових і різновікових об'єктів у межах України, перспективних на виявлення покладів сланцевого газу та сланцевої нафти й визначення першочергових напрямків подальших ГРР.

Основні результати робіт такі:

- розроблений комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів нетрадиційних вуглеводнів у різних стратиграфічних комплексах;
- визначені першочергові стратиграфічні комплекси порід та об'єкти, перспективні на нетрадиційні поклади вуглеводнів сланцевих порід та ущільнених пісковиків;
- встановлено генеруючий потенціал нафтоматеринських порід перспективних стратиграфічних комплексів, типи керогену, температурна зрілість сланцевих відкладів та ущільнених пісковиків, вікна нафто- і газоутворення;
- побудовані геолого-геофізичні моделі сланцевих порід і ущільнених пісковиків стратиграфічних комплексів НГР України, виділені об'єкти першочергових ГРР;
- проведена оцінка прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів перспективних стратиграфічних комплексів регіонів України;
- надані методичні рекомендації з освоєння прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів, рекомендації щодо подальших ГРР.

Результати цих робіт викладені в циклі монографій, де послідовно розглянуто: загальні питання нетрадиційних джерел вуглеводнів (том I); перспективність Західного НГР (том II), Південного НГР (том III) і Східного НГР (томи IV–VI) щодо сланцевого газу, сланцевої нафти, газу щільних порід; перспективи видобутку метану вугільних родовищ, газогідратів Чорного і Азовського морів, газоносності імпактних структур і накладених западин Українського щита (УЩ) (том VII) [74–80]. У VIII, заключному, томі узагальнені результати досліджень, які засвідчують значні перспективи відкриття родовищ сланцевого газу й інших нетрадиційних джерел вуглеводнів у межах Східного, Західного та Південного НГР.

У монографії враховано досвід проведення численних робіт вітчизняних дослідників як на традиційні джерела вуглеводнів, так і нетрадиційні, зокрема, досліджень з проблеми так званого газу центральnobасейнового типу [206, 239]. Широко використовувався аналіз численних робіт, присвячених особливостям геологічної будови, стратиграфії, нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [7–10, 25–28, 36, 37, 48, 66, 81, 82, 85–88, 99, 108–110], Прикарпатської нафтогазоносної області [4, 54, 55, 84]. Широко використовувалися матеріали тематичних досліджень ДДЗ [203, 207, 221, 224, 231, 232, 234–236, 241, 242] і Карпатської нафтогазоносної провінції [208, 213–220, 223].

1. ФАКТОРИ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ТА КРИТЕРІЇ ПРОГНОЗУ НЕТРАДИЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Систематизація і аналіз численних матеріалів стосовно сланцевих басейнів світу (Марселлус, Барнет, Хейнсвілл, Грін-Рівер та ін.) дозволили визначити найважливіші фактори локалізації та критерії прогнозу нетрадиційних покладів вуглеводнів, пов'язаних з низькопроникними породами, в першу чергу сланцями, аргілітами, ущільненими алевролітами та пісковиками [59–62, 67–72, 90–92, 105, 107, 122, 124–127, 129, 136, 137, 141, 142, 152, 159, 161, 165, 177–181, 185, 187 та ін.]. Стисло розглянемо найважливіші з них.

Як видно з табл. 1, для сланцевих басейнів характерні значні *площі*, які охоплюють десятки тисяч квадратних кілометрів (Барнет, Хейнсвілл, Вудфорт, Антрим, Нью-Олбані), а іноді сягають сотень тисяч квадратних кілометрів (Фейетвілл, Марселлус).

Щодо *глибини залягання* продуктивних товщ, вони, як правило, коливаються від сотень метрів (Антрим, Нью-Олбані) до 2–4 тис. м (Барнет, Хейнсвілл, Марселлус та ін.). У США економічно обґрунтовано вважається глибина розробки покладів сланцевого газу до 4500 м, що пояснюється підвищенням вартості свердловин за рахунок горизонтальної складової, необхідністю здійснення гідророзриву порід і застосування складних рідин для інтенсифікації припливу вуглеводнів.

Товщини сланцевих горизонтів коливаються від 6 м (Фейетвілл, США) до 90 м (Хейнсвілл), іноді сягаючи 180 м (Барнет, США) і навіть 425 м (Утіка, Канада), зазвичай мінімальна потужність продуктивної товщі становить 30–40 м, що обумовлено як геологічними, так і технічними чинниками. Останні полягають у необхідності використання горизонтального і багатостовбурного буріння. Зрозуміло, що зі збільшенням потужності продуктивної товщі збільшуються і ресурси газу. Щодо технічного боку, то, як відомо, під час розробки скупчень сланцевого газу з метою розкриття якомога більшого інтервалу по латералі, використовуються горизонтальні свердловини, а також достатньо поширене багатостовбурне буріння, яке представляє собою буріння низки відгалужень від стовбура свердловини з метою збільшення зони дренажу. У першому наближенні мінімальною економічно обґрунтованою товщиною продуктивного горизонту в умовах України слід вважати 30 м.

Умови утворення газовмісних порід переважно морські, рідше озерні. Переважають прибережно-морські пластові типи резервуарів, виражені у вигляді поодиноких пластів або потужних (до 1000 м) шаруватих товщ, часто зустріча-

ються лінзоподібні тіла, що виклинюються по простяганню, з покращеними колекторськими властивостями, за термінологією американських спеціалістів «sweet points» («солодкі місця»).

Таблиця 1. Характеристика родовищ сланцевого газу

Родовища, райони	Площа, тис. км ²	Глибина залягання, м	Товщина, м	Вік	C _{орг.} , %	Загальна пористість, %	Вміст газу, м ³ /т	Геологічні ресурси, трдн м ³	Видобувні ресурси, трдн м ³
Барнет	13	450–2300	30–180	Pz	4,5	4–5	8,4–9,8	9,1	1,2
Фейетвілл	23	300–2100	6–60	Pz	4–10	2–8	1,7–6,2	1,5	1,2
Хейнсвілл	23	3100–4000	60–90	Pz	0,5–4,0	8–9	2,8–9,2	20,0	7,0
Марселлус	140	700–3000	15–60	D ₂	3–12	10	1,7–2,8	42,0	7,3
Вудфорд	28	1800–3300	40–70	Pz	1–14	3–9	5,6–8,4	0,6	0,3
Антрим	31	200–700	20–40	Pz	1–20	9	1,1–2,8	2,1	0,6
Нью-Олбані	110	150–600	15–30	Pz	1–25	10–14	1,1–2,2	4,5	0,5
Грін-Рівер				Pz	26–40				
Утіка			45–425	O	3,5–5,0				
Вітчі Букінхорст		800–1200	100	K _v	2,3				
Нордек і Фенні		1300–2500	< 30	I	> 14			5,7	
Монтерей		1780–4000	до 300	T ₁					
Екшоу		1800–3500	велика	D	1,5–10				
Мусква		1800–3500	100–150	D ₂	0,5–10				
Ексфілд-Маєр		20–30			3,2–32,5				
Мортіней		1200–3000	300–500	T	0,5–10				
Схили СЕП		500–4500	< 2000	S ₁ –O ₃					

Примітка. На родовищі Марселлус газонасиченість становить 0,32–1,0 %, газовилучення – 10 %.

Вік вмісних порід палеозойській, рідше мезозойський, дуже рідко кайнозойський.

Особливості залягання – переважно горизонтально залягаючи товщі, інколи – полого складчасті.

Структурні особливості – наявність системи тріщинуватості, яка сприяє здійсненню гідророзриву і вивільненню газу.

Літологічний склад має велике значення для прогнозування родовищ нетрадиційних видів палива. Для сланцевого газу – це осадові глинисті, алевритоглинисті та карбонатно-глинисті пелітоморфні породи більш-менш однорідного складу: сланці, чорні сланці, горючі сланці, аргіліти, алевроліти; для ущільнених колекторів – алевроліти, пісковики. Як правило, породи збагачені органічною речовиною (ОР), тому часто зустрічаються доманікити, баженіти, меніліти то-

що. Це переважно темноколірні істотно глинисті (40–70 %) породи, зі змінним вмістом карбонатів (0–30 %), SiO_2 (0–5 %), FeS_2 (0,1–10 %), темнозбарвлених сланцевих (гідрокарбонатних) формацій.

Виділяються такі типи резервуарів: прибережно-морські пластові (пісковики, алевроліти), які добре реагують на гідророзрив; лінзоподібні, утворені системою потоків (пісковики, алевроліти), в яких реакція на гідророзрив неоднозначна; мілкозалегаючі морські (пісковики, алевроліти, крейда), які також добре реагують на гідророзрив. Резервуари скупчень газу виражені у вигляді поодиноких пластів або потужних (до 1000 м) шаруватих товщ. В їх межах можуть перебувати й окремі локальні пастки із покращеними колекторськими властивостями, за термінологією американських спеціалістів «sweet points», які є найперспективнішими для видобутку, але все одно переважно із застосуванням методів інтенсифікації.

Мінералого-геохімічні особливості полягають у підвищеній кількості SiO_2 , піриту і різноманітних мікроелементів (Cu, Al, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V, Zn, U, Th, Ra^{226} , Ra^{228} , Rn).

Ступінь катагенезу (термічна зрілість порід). Зі ступенем катагенезу тісно пов'язані стадійність перетворення органічної речовини і вертикальна зональність розподілу вуглеводнів. Зокрема, головна зона нафтоутворення (ГЗН) виділяється в інтервалі катагенезу порід MK_1 – MK_2 (R_o – 0,5–0,8), головна зона газоутворення (ГЗГ) – MK_2 –середина AK_2 (R_o – 0,8–3,0).

Таким чином, для сланцевого газу характерний середній ступінь катагенезу вмісних порід і органічної речовини в них: від нижньої частини MK_2 (R_o – 0,8) до середньої частини AK_2 (R_o – 3,0), температура генерації – більше 90 °С; високоперспективними є середня частина MK_4 – нижня частина MK_5 (R_o – 1,35–2,0); середньоперспективними – середня частина MK_2 – нижня частина MK_4 (R_o – 0,80–1,34) і верхня частина AK_2 (R_o – 2,01–3,00). За нижчих значень катагенезу порід стадій PK_3 – MK_2 (R_o 0,45–0,80) утворюється газ, у складякого переважає CO_2 , а за вищих ($R_o \geq 3,0$) – значно зростає вміст H_2S . Газ щільних порід поширений у породах, які за ступенем катагенезу відповідають верхам зони MK_2 (Г) або середині ГЗН («нафтове вікно») і до AK_1 (ГЗГ).

Газ щільних порід поширений у породах зі ступенем катагенезу (термальна зрілість вітриніту) від 0,7 % R_o (78 од. $10R^a$), тобто це верхи зони MK_2 (Г), або середина ГЗН («нафтове вікно» за західною термінологією) і до 1,3 % R_o (114 од. $10R^a$) і більше, тобто до ГЗГ. Наприклад, в Аппалацькому НГБ газ щільних порід розвинений у зоні катагенезу 0,6–1,3 % R_o (тобто MK_{2-3}), у східній зануреній його зоні – понад 1,3 % R_o (MK_{3-5}). В нафтогазовому басейні (НГБ) Грін-Рівер ступінь катагенезу – 0,8 R_o (середина зони MK_2), а в Східно-Техаському та Північно-Луїзіанському НГБ – 0,6–1,3 % R_o (MK_{2-3}). Загалом, найбільш характерна закономірність проявляється в тому, що в палеозойських басейнах газ щільних колекторів знаходиться в умовах ГЗН.

Вміст органічної речовини – це найважливіший критерій продуктивності сланцевих відкладів, які є нафтогазогенеруючими, тобто від кількості органіки залежить кількість газу, що згенерувався. Тому для потенційно газоносних відкладів характерний високий вміст ОР, який, як правило, перевищує 1 %. Чим

вищий вміст ОР, тим більшу кількість газу може містити порода, наприклад, газонасиченість порід із вмістом $C_{\text{орг.}5}$ %, майже в 2,5 рази більша, ніж відкладів із вмістом $C_{\text{орг.}1-2}$ %. Відповідно, для порід характерна значна кількість органічного вуглецю – понад 1 %. Треба мати на увазі, що газонасиченість порід із вмістом $C_{\text{орг.}5}$ %, майже в 2,5 рази більша, ніж відкладів із вмістом $C_{\text{орг.}1-2}$ % [129, 130, 144].

Відклади, які вміщують і сланцевий, і щільний газ, характеризуються *низькими колекторськими властивостями*. Це низькопористі резервуари, які залягають на значних глибинах і є ущільненими внаслідок діагенетичних і катагенетичних перетворень, а пористість і проникність у них переважно вторинна. Пористість, як правило, становить 2–5 %, іноді збільшується до 8–10 %; проникність переважно менше 0,1 мД, хоча може змінюватися в достатньо широкому інтервалі від 0,005 мД до 500 мД. Показники пористості залежать від фракційного і мінералогічного складу порід, визначаються такими діагенетичними процесами, як ущільнення, карбонатизація, окремнення тощо. Нижня межа пористості перспективних порід відповідає значенню 0,5–1,0 %. Певна кількість газу може міститися й у вільному стані в ізольованих порах і тріщинах.

Важливим показником є *підвищена тріщинуватість порід*. Величина пористості та наявність тріщинуватості впливають на ефективність проведення гідророзривів. Однак наявність добре пророблених потужних зон розривних порушень є негативним фактором. Слід враховувати, що певна кількість газу в сланцевих породах може міститися й у вільному стані в ізольованих порах і тріщинах. Значна частина перспективних на сланцевий газ товщ приурочена до малопроникних пелітоморфних порід, матрична проникність яких дуже низька (переважно до 0,1 мД), хоча може коливатися в значних межах за рахунок тріщинуватості. Показники пористості залежать як від фракційного і мінералогічного складу порід, так і від вторинних процесів (ущільнення, карбонатизація, окремнення тощо). Нижня межа пористості перспективних порід за даними компаній «ExxonMobil» та «Halliburton» відповідає значенню 0,5–1,0 %.

Важливим критерієм перспективності щільних колекторів є *маловодність*. У традиційних покладах основна частина колектору зайнята водою, а газ знаходиться лише в пастках. Однак зі зростанням глибини і ступеня катагенезу інтенсивна газогенерація і ущільнення витісняють воду з ущільнених порід, які характеризуються маловодністю продуктивної товщі, газ в них не підпорядкований структурним умовам, не має традиційних газо-водяних контактів і утримується катагенетичними малопроникними екранами та капілярними силами [47, 92, 166, 206].

Резервуари щільного газу встановлені в американських палеозойських басейнах, які характеризуються, здебільшого, аномально високим тиском (АВПТ) – Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східно-Техаський, Північно-Луїзіанський, Анадарко. АВПТ притаманні й низці басейнів сланцевого газу – Вудфорд, Фейеттвілл, Хейнсвілл та ін., які характеризуються високими (35–40 %) коефіцієнтами газовіддачі. В північно-західній частині ДДЗ АВПТ відсутні, але широко поширені генетично з ними пов'язані (незалежно від шляхів виникнення) аномально високі порові тиски (АВПоТ) у напівколекторських і неко-

лекторських породах, котрі якраз і є резервуарами щільного і сланцевого газу [16, 53, 83, 158, 176, 186].

Основною особливістю щільних колекторів є те, що для них дуже важко визначити геолого-промислові параметри за допомогою геофізичних досліджень свердловин (ГДС), що в значній мірі обумовлено наявністю в них як породоутворювальних, так і порозаповнюючих глин. Можливо, з цієї ж причини щільні колектори характеризуються і невеликими коефіцієнтами газовіддачі при розробці їх у природних режимах. Узагальнивши роботи багатьох дослідників, Ч.В. Спенсер пропонує таку зведену таблицю критеріїв виділення щільних колекторів [182] (табл. 2).

Висновки. Таким чином, у результаті проведених досліджень розроблено комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу нетрадиційних покладів вуглеводнів, пов'язаних зі сланцевими товщами. Більшість з них одночасно є факторами і критеріями покладів, пов'язаних з ущільненими колекторами:

- *площа сланцевого басейну* – тисячі км²;
- *глибина залягання продуктивних товщ* – не більше 3–4 тис. м;
- *товщини сланцевих горизонтів* – десятки, до сотень метрів, мінімальна товщина перспективного горизонту – 30 м;
- *умови утворення* – переважно морські осадові породи, рідше озерні сланці;
- *вік вмісних порід* – палеозойській, рідше мезозойський, дуже рідко кайнозойський;
- *особливості залягання* – переважно горизонтально залягаючі товщі, інколи – полого складчасті;
- *структурні особливості* – наявність системи тріщинуватості;
- *літологічний склад* – осадові глинисті та алеврито-глинисті породи більш менш однорідного складу: сланці, чорні сланці, горючі сланці, аргіліти, алевроліти; для ущільнених колекторів – алевроліти, пісковики;
- *мінералого-геохімічні особливості* – підвищена кількість SiO₂, піриту і різноманітних мікроелементів (Cu, Al, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V, Zn, U, Th, Ra²²⁶, Ra²²⁸, Rn);
- *ступінь катагенезу (термічна зрілість порід)* – середній, від МК₂(R_o–0,8) до АК₂(R_o–3,0), температура генерації – більше 90 °С; високоперспективними є середня частина МК₄ – нижня частина МК₅ (R_o–1,35–2,0); середньо-перспективними – середня частина МК₂ – нижня частина МК₄ (R_o–0,80–1,34) і верхня частина АК₂ (R_o–2,01–3,00);
- *вміст органічної речовини* – високий, понад 1 %;
- *кількість органічного вуглецю* – значна, понад 1 %;
- *загальна пористість і проникність* – низькі, нижня межа пористості 0,5–1,0 %, проникності – 0,1 мД;
- *підвищена тріщинуватість порід*, але одночасно низька та помірна інтенсивність розвитку розривних порушень (високий ступінь їх розвитку знижує перспективність території);
- *маловодність* продуктивної товщі.

Таблиця 2. Зіставлення основних характеристик звичайних та щільних газовмісних резервуарів [182]

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

2. ОПТИМАЛЬНА МЕТОДИКА ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НЕТРАДИЦІЙНІ ПОКЛАДИ ВУГЛЕВОДНІВ

2.1. СТАДІЙНІСТЬ РОБІТ І ОСНОВНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕНЬ

Під час визначення методики досліджень було враховано наявний досвід [59, 60, 105, 144, 171–175 та ін.], а також матеріали тематичних досліджень [200–202, 204–206, 222, 225–230, 233, 237, 238, 240, 243 та ін.]. Враховуючи багаторічний досвід [125, 160, 161, 177, 180, 181 та ін.], основними методами вивчення нетрадиційних джерел газу повинні бути геофізичні дослідження та геохімічний аналіз керн свердловин.

Проводяться петрофізичні дослідження, вивчення органічної складової шляхом поетапного нагріву зразка до 550 °С, завдяки чому оцінюється частка вільних вуглеводнів (до 300 °С), а також тих, що можуть бути отримані шляхом крекінгу при температурі 550 °С. Вивчається літологічний склад породи, її щільність, структурно-текстурні особливості, оцінюються склад і зрілість органічної речовини, вміст залишкової води, геохімічні особливості порід, зокрема співвідношення Th/U.

Інтервали підвищеної газонасності виділяються вже в процесі буріння на основі показників газового каротажу підвищеними вмістом вуглеводнів, значним вмістом керогену в шламі, підвищеними гамма-активністю і питомим опором порід, зниженою щільністю порід, зменшенням швидкості повздовжніх і поперечних хвиль на кривих АК, підвищена діелектрична проникність порід. Такі особливості порід зазвичай віддзеркалюються на каротажних кривих ГК, НК, ГГК, ІК, БК, АК. Важливими факторами інтерпретації є присутність фосфоритів (які разом з органічною речовиною адсорбують уран), вміст піриту і сидериту (підвищують густину порід, що маскує зниження густини за рахунок органічної речовини), вміст кремнію (підвищують хрупкість порід, що сприяє штучній тріщинуватості при гідродарі). На основі інтерпретації спектрального нейтронного гамма-каротажу встановлюється мінералогічний склад сланцевих порід, його зміни у просторі та на глибині; для оцінки вмісту урану і торію проводиться спектрометрія природного гамма-випромінювання; для визначення вмісту піриту і сидериту – літощільнісний каротаж (litho-density log); для оцінки геомеханічних і колекторських властивостей порід – акустичний і ядерно-магнітний каротаж. У практиці геологорозвідувальних робіт застосовується також аналіз панорамних зображень стінок свердловини (Formation

Imaging Technologies) системою електричних, щільнісних і акустичних сканерів під час дослідження у відкритому стволі приладами на кабелі.

Для виділення інтервалів, збагачених органікою і кременем, розроблена експертна система [139, 152, 185, 195–198], яка передбачає вивчення елементного складу (Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd, Cl, Mg, Al, C, K, U, Th) і встановлення на цій основі літофацій та визначення вмісту органічної речовини (за винятком вуглецю, що входить до складу кальциту, сидериту та доломіту).

Специфіка пошуку газу в сланцях полягає в тому, що материнська порода одночасно є колектором і флюїдоупором і на відміну від родовищ конвекційного газу не утворює пастки. Тому конвекційні (традиційні) родовища газу від неконвекційних відрізняються за цілою низкою показників (табл. 3).

Таблиця 3. Характерні особливості конвекційних і неконвекційних колекторів

Конвекційні колектори	Неконвекційні колектори
Газ, що утримується в межах порового простору	Газ, адсорбований в межах мікропор і утриманий у поровому просторі
Газовий потік, що контролюється за законом Дарсі	Дифузія за законом Фіка і стікається в макропори і тріщини – за законом Дарсі
Вміст газу (водонасичення) з каротажу	Вміст газу як показано в лабораторних даних
Зростання водного індексу в процесі експлуатації газу	Водний індекс може збільшуватись після експлуатації і зменшуватись на стадії десорбції
Порода-колектор	Материнська порода = порода-колектор
Гідралічна тріщинуватість як опція	Гідралічний розрив, необхідний для стимуляції свердловини
Проникність слабо залежить від тиску	Проникність сильно залежить від тиску
Розмір пор $1\ \mu - 1\ \text{мм}$	Розмір пор $5-50\ \text{Å}$

Найважливіші аспекти, які слід урахувати під час пошуків газу зі сланців і які відрізняються від тих, що застосовуються до конвекційного газу, такі (рис. 1):

- поглиблене вивчення вмісних материнських порід;
- ключова роль геохімічних досліджень материнської породи в попередній оцінці потенціалу покладу формації (аналіз Rock-Eval, вміст органічного вуглецю TOC, відбивна здатність вітриніту R_o , характеристика керогену);
- дослідження мінералогічного складу сланців з метою визначення здатності породи до розтріскування;
- дослідження петрофізичних властивостей сланців, визначення здатності породи до розтріскування;
- сейсмічні дослідження виконуються для проектування траєкторії видобувних свердловин, щоб уникнути тектонічних порушень, а не з метою безпосередньої ідентифікації родовища, як це проводиться при пошуках конвекційних вуглеводнів;
- великі розміри концесійної території з метою ідентифікації найперспективніших зон (sweet spots).

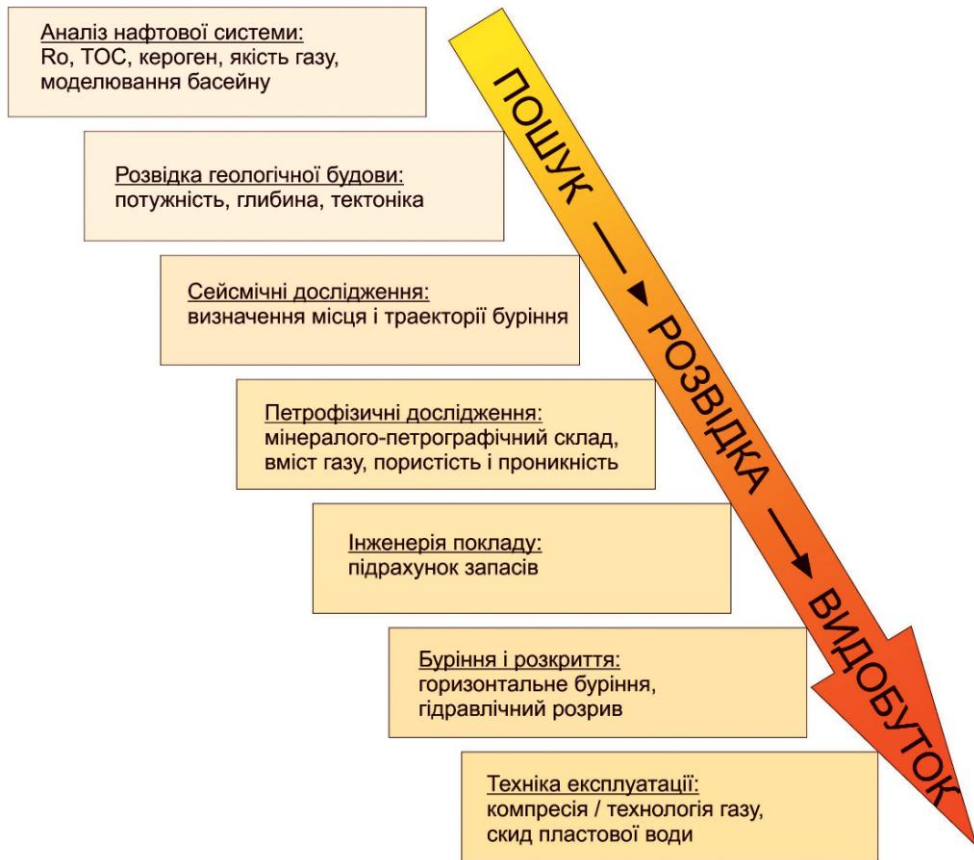


Рис. 1. Методика ГРР на нетрадиційні поклади вуглеводнів [144]

Оптимальна методика ГРР для вибору потенційно газоносних сланцевих товщ повинна мати стадійний характер, включати низку етапів і стадій з поступовим збільшенням детальності досліджень, ступеня обґрунтованості можливих ресурсів корисних копалин, виділенням все більш локальних об'єктів і обґрунтуванням доцільності їх подальшого вивчення. Враховуючи це, пропонується роботи з вивчення проблеми сланцевого газу проводити в три етапи: початковий, деталізаційний, оціночний.

Початковий етап повинен включати:

- збір, узагальнення і аналіз даних по світових ресурсах вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами: геологічна будова сланцевих басейнів і окремих родовищ, їх склад, літологічні та фаціальні особливості газовмісних порід і порід, що асоціюють із продуктивними сланцями, технологія розробки тощо;
- збір і аналіз геологічних і сейморозвідувальних матеріалів, матеріалів ГДС (стандартний каротаж, ГК, НГК, АК), аналіз виконаних бурових і геофізичних робіт; визначення інтервалів відбору керна в пробурених свердловинах, у товщах порід з можливими неконвекційними покладами вуглеводнів, аналізів

кернового матеріалу, переінтерпретація і переробка сейсмічних матеріалів;

- геологічний і літолого-стратиграфічний аналіз потенційних структур і товщ сланцевих басейнів.

Основним результатом робіт початкового етапу є виділення різнорангових і різновікових об'єктів у межах України, перспективних на виявлення покладів сланцевого газу (регіональний прогноз).

Деталізаційний етап повинен включати:

- аналіз матеріалів буріння і геофізичних досліджень свердловин, даних сейсмозвідки, вивчення і випробування керна свердловин;
- вивчення речовинного складу, петрофізичних, петрографічних, мінералогічних особливостей сланців, їх систематика і типізація як можливих газомісних об'єктів;
- вивчення форми знаходження вуглеводнів, їх компонентного складу, ізотопії;
- геохімічне дослідження зразків керна свердловин минулих років;
- петрофізичні дослідження порід (визначення густини, пористості, проникності, акустичних та електричних властивостей тощо);
- визначення вмісту органічної речовини, ступеня її катагенічних перетворень, закономірностей розподілу органічного вуглецю та інших елементів (зокрема, урану) в товщі чорносланцевих відкладів по розрізу і за простяганням;
- вивчення ступеня термічної переробки порід, зокрема, визначення відбивної здатності вітриніту;
- вивчення форми знаходження і компонентного (ізотопного) складу вуглеводнів;
- аналіз можливостей геофізичних методів, зокрема 3D моделювання, для попередньої оцінки потенційного значення сланцевих і флішових формацій як джерела вуглеводнів;
- розробка рекомендацій щодо проведення подальших досліджень.

Основним результатом робіт деталізаційного етапу є виділення конкретних об'єктів, перспективних на виявлення покладів сланцевого газу (локальний прогноз) і визначення першочергових напрямків ГРП.

Оціночний етап повинен включати:

- проведення сейсмічних досліджень 2D або 3D з метою проектування свердловин у разі недостатнього геологічного вивчення;
- проведення дослідного буріння з відбором керна, геофізичними замірами, випробуванням;
- буріння тестових свердловин (горизонтальних) і тести на продуктивність;
- створення геолого-геохімічної моделі родовищ вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами;
- розробку наукових основ оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів цих джерел;
- геолого-економічну оцінку доцільності використання родовищ вуглеводнів, пов'язаних із сланцями, для забезпечення енергетичних потреб країни;
- вибір першочергових ділянок для подальших ГРП з урахуванням прийнятних показників економіки і мінімальної шкоди довкіллю;
- виконання на першочергових ділянках сейсмозвідувальних робіт методом 3D;

- обґрунтування пілотного проекту буріння свердловини з необхідним комплексом досліджень і випробувань на пріоритетному об'єкті.

Основним результатом оціночного етапу є прогнозна геолого-економічна оцінка виділених об'єктів і обґрунтування доцільності проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Ресурси вуглеводнів, зосереджені в глинистих і сланцевих породах, як і ресурси метану у вугленосних товщах, є новими джерелами вуглеводнів, які раніше не використовувались в Україні чи використовувались локально. Доцільність використання таких ресурсів, крім власне оцінки загальних об'ємів вуглеводнів із таких джерел, повинна також визначатись із врахуванням технічних, економічних та екологічних чинників, що сприятимуть чи навпаки перешкоджатимуть освоєнню цих ресурсів. Рентабельність майбутніх виробництв має бути оцінена за умови визначення ціни на землю у районах майбутніх промислів, особливо сільськогосподарського призначення, врахування коштів на рентні виплати за іншого відношення до вартості цих земель, розмірів можливої компенсації при екологічних порушеннях і завершенні операційних етапів робіт. Інші чинники повинні використовуватись для оцінки переваг робіт на старих, традиційних промислах, наприклад, при роботах з відновлення старих і виснажених свердловин, першочерговому впровадженні, наприклад, методів вилучення метану із вугленосних товщ у районах впливу вугільних шахт як необхідної процедури для забезпечення безаварійної діяльності та підземної розробки вугілля й ін.

2.2. ПЕРЕІНТЕРПРЕТАЦІЯ МАТЕРІАЛІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

Для переінтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин застосовується методика нормалізації (стандартизації) і подання геофізичних кривих, що дає можливість намітити зони аномального розходження кривих в інтервалах, які можуть містити вільний газ або рідкі вуглеводні; здійснити кореляцію між вмістом органічної речовини і відповідною функцією кількох кривих. Однак достовірність цих матеріалів, як правило, низька з огляду на погану якість замірів і лабораторних даних.

До сучасних методів свердловинної геофізики застосовується методика Пасея (1990 р.), заснована на нормалізації кривої часу проходження повздовжньої хвилі в породному середовищі (DT) і керованого опору далекої дії (LLD). Кількісним зображенням аномалій в профілях бурової геофізики є крива $\Delta \log R$, яка залежить від ступеня перетворення (дозрілості) органічної речовини (LOM) і потім перераховується на значення вмісту органічного вуглецю (TOC – Total Organic Carbon). Ця методика створена в США, коефіцієнти перерахунку кривої $\Delta \log R$ скалібровані на даних родовищ США. Однак для місцевих умов необхідне нове калібрування, яке можливо здійснити лише після буріння пілотних свердловин [138].

Результати інтерпретації даних свердловинної геофізики мають суттєве значення під час підрахунку запасів сланцевого газу. Процедура підрахунку за-

пасів конвекційних і неконвекційних родовищ є подібною. Різниця виявляється під час визначення об'єму породи-колектору, в якій роль пористості у неконвекційних родовищах переймає щільність породи, а насиченість вуглеводнями замінюється кількістю газу в $\text{м}^3/\text{т}$ породи.

Індикаторами збагачення органічною речовиною є збільшення сумарного вмісту $S_{\text{орг.}}$, зміни забарвлення з різних відтінків сірого кольору до чорного, збільшення вмісту піриту. У відкладах Подлясько-Люблінського басейну пірит представлений різними формами: поодинокими кристалами, агрегатами розміром 0,2–20,0 мм, прошарками потужністю від 0,2 до 15 мм [162, 163].

Необхідними для вивчення потенційної газоносності ущільнених порід є дослідження:

- розподілу органічної складової;
- типу керогену;
- температурної зрілості;
- наявності вікон газо- і нафтоутворення;
- типу газу (термо- чи біогенетичний), що важливо для технології вилучення;
- причин міграції чи адсорбції вмісними породами (як багато газу могло бути генеровано і коли);
- типу резервуара: а) тріщинуваті сланці в сланцях; б) ущільнені літологічні різновиди (Tight gas) в сланцях; в) вертикальна і латеральна міграція газу в сланцевій товщі; г) комбіновані (Tight gas + Shale Gas + класичні пастки і колектори).

Потрібно виконати ресурсну оцінку кожного з комплексів порід, розділивши їх на райони (басейни); дати основні технологічні аспекти і дослідження, включаючи виявлення умов формування і зон розвитку природної тріщинуватості і т.п. Доцільним є геолого-економічний аналіз видобутку нетрадиційних типів газу в умовах України з урахуванням екології, заселеності, наявності сільськогосподарських земель тощо. У цьому зв'язку необхідно проаналізувати розташування основних регіонів видобутку щодо екологічних обмежень, рівня розвитку інфраструктури, щільності господарчої діяльності тощо.

Породи, які потенційно можуть вміщувати природний газ, поділяють на традиційні колектори (пісковики, алевроліти, вапняки) і нетрадиційні (кристалічні, низькопористі пісковики, а також глинисті товщі). На даний час достатньо великі перспективи пов'язані із глинистими породами. Проте, їх вивчення, оцінка ємнісних і фільтраційних властивостей (найчастіше за даними геофізичних досліджень свердловин, а також за керновими даними) достатньо складні. Це пов'язано, у першу чергу, з невеликою кількістю лабораторних досліджень власне глинистих порід із розрізів свердловин, а також з відсутністю ефективних методик визначення їх властивостей за даними ГДС. В основному інтерпретаційні моделі створювалися для традиційних порід-колекторів. На нашу думку, головні параметри, які слід визначити для глинистих, потенційно газоносних порід (за даними ГДС і керном) такі: загальна пористість, коефіцієнт абсолютної проникності, густина, вміст твердої органічної речовини, карбонатність. Окрім того, під час розбудування перспективних товщ слід активно залучати газовий каротаж із визначенням сумарних газопоказів – $\Gamma_{\text{сум}}$ та абсолютного вмісту метану (рис. 2). На жаль, такі дані по багатьох пробуре-

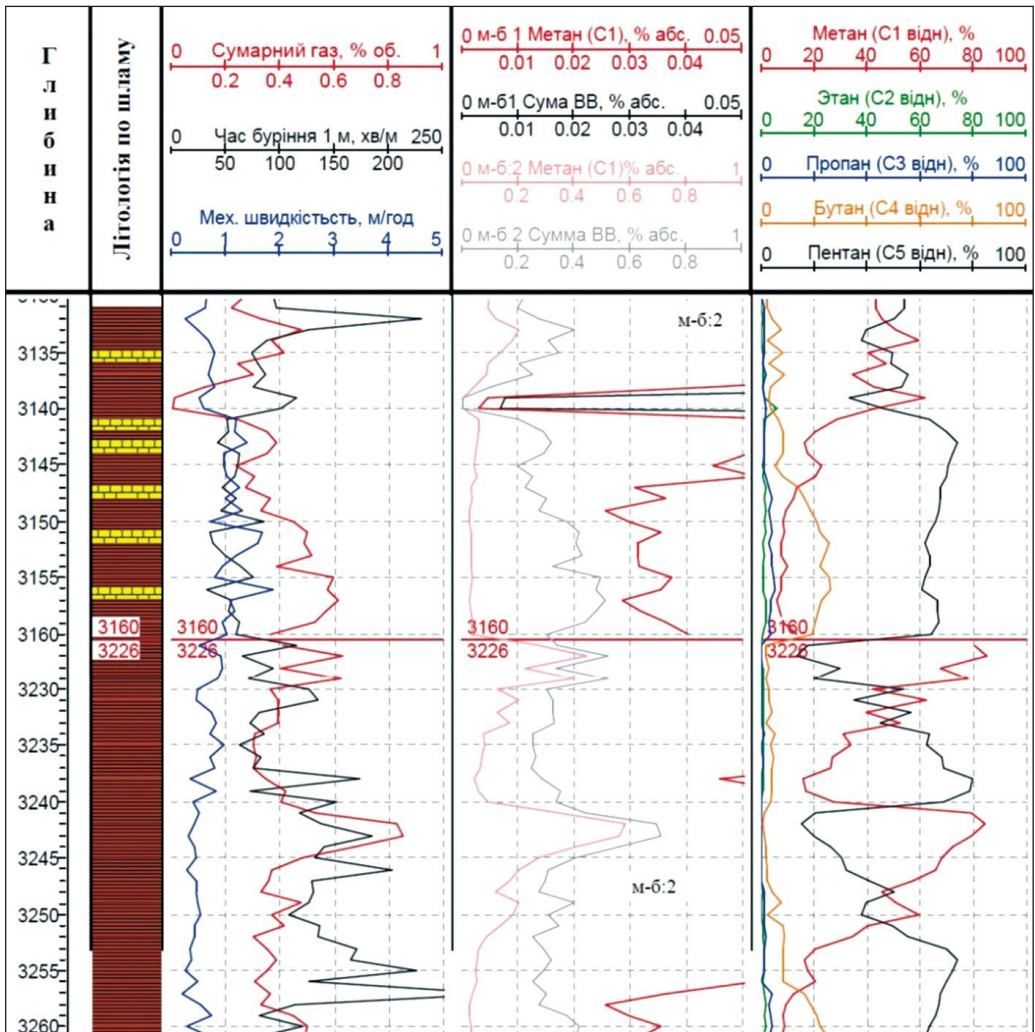


Рис. 2. Приклад підвищених показів газового каротажу, у тому числі абс. вмісту метану напроти товщі аргілітів

них свердловинах відсутні. Також необхідно порівнювати результати газового каротажу зі складом промивної рідини, оскільки доволі часто під час буріння в неї додають різноманітні нафтопродукти, що призводить до суттєвого спотворення результатів досліджень.

В оцінці нафтового потенціалу осадових басейнів важлива роль відводиться визначенню вмісту органічної речовини в нафтоматеринських породах. На етапі розвідки це реалізується методами органічної геохімії. Проте її дані часто відрізняються переривистим характером і нерівномірністю розподілу по стовбуру свердловини. На сьогодні є можливість використовувати дані методів ГДС для оцінки вмісту ОР.

При цьому простежуються два напрями. Перший, традиційний, з ви-

користанням звичайних методів ГДС, базується на встановленні статистичних зв'язків між вмістом органічної речовини, визначеним за керном в лабораторії, і даними ГДС в інтервалі свердловини, що відповідає глибині відбору керна. Ця методика дозволяє швидко проводити дослідження великої кількості свердловин, у тому числі і старих. Проте, використовувати при цьому залежності носять емпіричний характер і користуватися ними слід достатньо обережно. Другий, сучасніший, базується на даних нових геофізичних методів (наприклад, гамма-спектрометрія), які дозволяють оцінювати елементний склад гірських порід (вміст радіоактивних елементів). Ці методи дозволяють не лише визначити мінеральний склад осадових відкладів, але й оцінювати вміст у них органічного вуглецю. Вони не потребують спеціального калібрування та є більш універсальними, ніж традиційні методи ГДС. Однак вони досить дорогі, тому не можуть бути використані в старих свердловинах.

Методика Carbolog [130] має переваги традиційних методів (низька ціна, легкість застосування), відрізняючись від них використовуваними залежностями, наближеними до реальності та здатними деякою мірою враховувати фаціальні та ємнісні варіації досліджуваних порід. Оригінальність методики Carbolog, яка використовує дані акустичних і електричних методів ГДС, полягає в такому. До мінімуму зводиться використання емпіричних залежностей та широко застосовуються теоретичні закони, що зв'язують фізичні характеристики (інтервальний час і питомий електричний опір) з вмістом різних елементів у породі. Carbolog є більшою мірою аналітичною методикою, ніж статистичною.

Для використання методики Carbolog в конкретному басейні необхідно провести калібрування, проте її метою не є встановлення емпіричних залежностей, як при використанні статистичних методик, а визначення петрофізичних параметрів для ефективного застосування детермінованих моделей. Слід відзначити, що деякі з цих параметрів визначаються безпосередньо з даних ГДС, тому методика Carbolog враховує місцеві умови проведення ГДС (типи використовуваних приладів, їх калібрування і т.д.). Після проведення калібрування параметри моделей, які застосовуються в методиці Carbolog, можуть бути визначені для кожної свердловини, що вивчається. Ці моделі дозволяють за даними двох методів ГДС оцінювати величини основних складових породи (глина, вода, матриця, органічна речовина). Будь-які їх варіації легко визначаються за методикою Carbolog. Отже, її застосування є особливо цінним у разі дослідження розрізів з яскраво вираженою фаціальною мінливістю. При використанні методики Carbolog гірську породу вважають такою, що складається з таких компонентів: органічної речовини (включаючи нафту і газ), порової води (що не включає зв'язану воду, яка міститься в глинах), глини (включаючи зв'язану воду і поровий простір глини), інших мінералів, об'єднаних терміном «матриця».

Покази геофізичних методів залежать як від специфічних фізичних властивостей кожної зі складових гірської породи, так і від їх відсоткового складу в ній. Як сказано вище, оцінка вмісту органічної речовини за методикою Carbolog базується на використанні даних акустичних і електричних методів ГДС. Схематично принцип інтерпретації цих даних можна відобразити таким

чином: збільшення інтервального часу одночасно із зменшенням питомого електричного опору відповідає зростанню глинистості або водонасиченості (і навпаки); збільшення інтервального часу одночасно із збільшенням питомого електричного опору відповідає зростанню вмісту органічної речовини.

Автори [130, 135] довели теоретичну обґрунтованість методики Carbolog, виходячи з широко відомих рівнянь середнього часу і Арчі-Дахнова щодо гірських порід різного складу і насичення. Застосування методики Carbolog в кожному конкретному басейні обмежене дотриманням таких умов. Органічна речовина і матриця гірської породи повинні мати нескінченно великий електричний опір. Склад матриці повинен бути витриманим за площею. У разі недотримання цієї умови в межах басейну слід за наявними геолого-геофізичними даними виділити зони з порівняно однорідним складом матриці гірської породи. У зонах тріщинуватості і ущільнених глин методика не може бути використана, оскільки в цих умовах неправомірне застосування рівнянь, на яких вона базується.

Важливими є витриманість електричних і акустичних властивостей глин по площі, а також мінералізації вод пластів. У разі недотримання цих умов необхідно виділити однорідні зони за цими параметрами з використанням комплексу наявної геолого-геофізичної інформації. Постійність акустичних і електричних властивостей органічної речовини в межах розрізу, що вивчається.

Виходячи з того, що не завжди вдається однозначно визначити дотримання вищенаведених умов відносно конкретної літологічної групи, можна використовувати її у таких випадках методикою Carbolog з подальшим порівнянням отриманих результатів визначення вмісту органічної речовини з даними лабораторних досліджень на керні. Калібрування за методикою Carbolog дозволяє проведення дослідницьких робіт з метою визначення графіка залежності величин питомих електричних опорів від величин інтервального часу з виділенням на ньому ліній нульового і стовідсоткового вмісту органічної речовини.

Калібрування розбивається на три етапи. На першому етапі виділяють комплекси однорідних осадових порід з використанням наявної геолого-геофізичної інформації, а також проводять порівняння отриманих за методикою Carbolog величин вмісту ОР з даними лабораторних визначень на керні. На другому етапі визначають лінію нульового вмісту органічної речовини. На третьому етапі – лінію стовідсоткового вмісту органічної речовини. Ці операції здійснюються окремо по кожній свердловині, де є дані геохімічних досліджень. На наступному етапі знаходять середні калібрувальні величини, які можна використовувати в межах всього басейну або певній його частині. При цьому визначають регіональні залежності для різних літологічних комплексів. Виділяють також географічні зони-басейни, в межах яких ці літологічні комплекси можна вважати однорідними.

У роботах [130, 135] наведено низку конкретних прикладів використання методики Carbolog для визначення вмісту органічної речовини в глинисто-карбонатних і глинисто-піщаних розрізах, результати яких добре узгоджуються з даними лабораторних досліджень. Оригінальність методики Carbolog полягає у способі калібрування та у використанні теоретичних залежностей між наявністю органічної речовини і показами геофізичних методів. Це дозволяє за обмеженої

кількості даних ГДС оцінювати вміст органічного вуглецю в нафтоматеринських породах з урахуванням місцевих умов проведення ГДС, а також визначати зміни літології і складу насичувальних флюїдів. Цим вона відрізняється від статистичних методик, що використовують лінійні залежності між показами геофізичних методів і вмістом органічного вуглецю.

Отримані результати можуть представлятися у вигляді безперервної кривої, що відображає загальний вміст органічного вуглецю для кожної свердловини басейну, в якій проводилися геофізичні дослідження. Методика Carbolog дозволяє значно збагатити банк даних з локалізації і вивчення нафтоматеринських порід. На відміну від кернових даних, результати, отримані за методикою Carbolog, є безперервними вдовж стовбура свердловини, добре прив'язуються до глибини розрізу.

Поглиблене вивчення ОР необхідне для дослідження потенційних нафтоматеринських порід, для кореляції між свердловинами, для визначення кінематичних параметрів, необхідних для створення цифрової моделі генезису родовища [130]. Досвід роботи різних компаній при пошуках газу в глинистих товщах свідчить про досить тісну кореляцію між вмістом ОР, горючих газів та пустотного простору в породах. Отримані за допомогою методики Carbolog дані дають цінну інформацію про латеральну і вертикальну будову нафтоматеринських товщ. На даний час ця методика в основному перевірена та використовується при вивченні відкладів переважно морського генезису.

Як відомо, оцінка коефіцієнта пористості гірських порід за даними ГДС значною мірою виконується з використанням результатів акустичного каротажу. Проте, встановлені інтерпретаційні моделі та методики для класичних порідколекторів не є ефективними у глинистих частинах розрізів свердловин.

Розглянемо результати досліджень з визначення пористості за даними інтервального часу (за акустичним каротажем) глинистих відкладів, що опубліковані у роботі [24]. У цій роботі описані результати аналізу даних свердловинних і лабораторних досліджень глинистих порід по 4 родовищах Західного Сибіру в інтервалах глибин від 800 до 5000 м. Використовуючи висновки К. Магари (Магара, 1982 р.) і результати власних досліджень автором статті [24] зроблено висновок про залежність величини $\Delta T_{\text{ск.гл}}$ (інтервального часу в «скелеті» глин) від коефіцієнта пористості глинистого матеріалу. К. Магара встановив граничне значення пористості глин 0,62, вище якого інтервального часу не змінюється. Використовуючи наведений у статті графік нелінійної залежності інтервального часу повздовжньої хвилі ΔT у глинистих відкладах від пористості $K_{\text{п.гл}}$, нами встановлено близьке до зазначеного максимально можливе значення пористості глин 0,65. Цьому значенню відповідає величина інтервального часу 650 мкс/м [24]. Проведене узагальнення графіку зв'язку пористості з інтервальним часом у глинистих відкладах для широкого діапазону $K_{\text{п.гл}}$ 0,05– 0,65 мкс/м та отримали рівняння:

$$\Delta T = 152,1 + 911,7 \cdot K_{\text{п.гл}} + 183,6 \cdot K_{\text{п.гл}}^2 - 666,4 K_{\text{п.гл}}^3$$

Безумовно, це рівняння не може претендувати на універсальність, тому що тут не враховується низка чинників, які можуть істотно вплинути на вели-

чину інтервального часу: мінеральний склад і тип глинистого цементу, ступінь консолідації породи і т.д. Однак перевага цього рівняння полягає в тому, що завдяки йому з'явилася можливість визначати величину пористості глинистих включень у складі піщано-алевритових порід за даними акустичного каротажу і простих лабораторних аналізів зразків керна. Крім того, за величиною пористості та геофізичними даними можна оцінити ступінь ущільнення глини в породи і як наслідок домінуючий тип її розміщення в пласті – внутрішньопоровий (неущільнений) або шаруватий (ущільнений). Із використанням тільки каротажних даних, очевидно, також можна оцінювати величину пористості глинистого цементу. Вихідні значення пористості, глинистості та інтервального часу визначають під час обробки матеріалів гамма-гамма каротажу, гамма-каротажу і акустичного каротажу.

Наведене рівняння може слугувати основою для визначення пористості глинистих порід у потенційно газоносних товщах. Проте, слід вводити коригування результатів інтерпретації за вміст ОР та особливості генезису глинистих відкладів [50].

Крім того, для комплексної інтерпретації та визначення коефіцієнтів глинистості та відкритої пористості може бути застосована інтерпретаційна модель Ларіонова (оцінка глинистості $K_{гн}$ за даними ГК) і середнього часу (оцінка пористості $K_{п}$ за даними АК з введенням поправки за глинистість).

Для оцінки вагового вмісту $S_{орг}$ доцільно використовувати найпопулярнішу на цей час методику DlogR. Вона розроблена Квіном Пессі та іншими в компанії EXXON/ESSO і апробована на родовищах сланцевого газу США, починаючи з 1979 р. З тих пір вона отримала широку популярність серед геофізиків-інтерпретаторів і успішно використовується на багатьох родовищах сланцевого газу по всьому світі, хоча інші методики і нові інструменти (наприклад, наведений гамма-спектральний метод) можуть запропонувати певні переваги у підрахунку вмісту органічного вуглецю і загального вмісту газу. Було встановлено, що методика, яка викладена нижче, працює адекватно і може надати доволі точну кількісну оцінку вмісту органічного вуглецю в породи.

Практична методика DlogR для визначення і розрахунку загального вмісту органічного вуглецю (ТОС, %) в багатих на органічну речовину породах розроблена з використанням методів ГДС. Методика базується на накладанні кривої пористості (або кривої акустичного каротажу) на криву уявного електричного опору (переважно на криву БК). У випадку водонасиченої породи за відсутності органічних складових дві криві будуть паралельні одна другій; також можуть перекриватися (у глинах без органічної складової), через те, що обидві криві реагують на зміни літологічних характеристик породи. Проте, вуглеводнево-насичені породи-колектори та багаті на ОР породи-неколектори будуть виділятися збільшенням відстані між кривими. За допомогою використання даних гамма-каротажу інтервали з наявністю порід-колекторів можуть бути виявлені і вилучені з аналізу.

Так, кількісна інтерпретація даних ГДС проведена для розрізу св. Дробишівська-4 (рис. 3). У дослідженому розрізі виділено 4 окремих товщі. Перша – в межах 3284–3446 м представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргі-

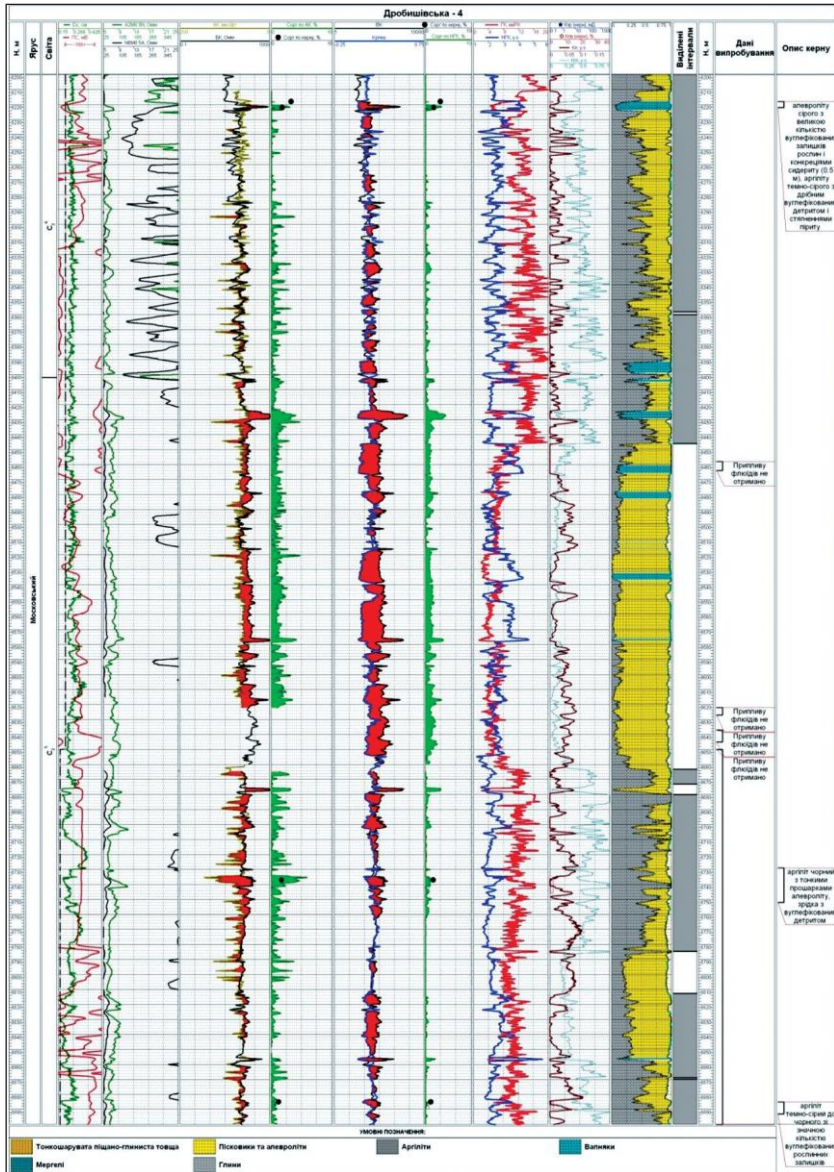


Рис. 3. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної інтерпретації даних ГАС в розрізі свердловини Дробішівська-4 (фрагмент)

літів, причому вміст глинистих порід на окремих ділянках коливається в межах 30–65 %. У цілому породи характеризуються невеликою пористістю – 3–5 %, рідше до 7 %, тобто нижче граничних кондиційних значень для теригенних колекторів з міжзерновим типом пористості. Вміст органічного вуглецю дуже нерівномірний за даними двох модифікацій методики DlogR (АК-БК і НГК-БК). В середньому вміст ТОС – 0,7–1,5 %, інколи в окремих пластах досягає 2,5–3,2 %. На нашу думку, збагачення органічною речовиною порід тут свідчить

про невисоку ймовірність ефективного видобутку сланцевого з порід в межах 3284–3446 м.

Інтервал 3446–3663 м представлений переважно породами псамітової і алевритової фракцій з підпорядкованим вмістом глинистих прошарків і пластів. Пористість порід також невисока, проте інколи досягає значень 8–9%. Результати випробувань в інтервалах 3464–3458, 3622–3627, 3637–3645 м вказують на відсутність традиційних колекторів. Вміст органічної речовини доволі високий – в середньому 2,5%, тобто тут потенціал пластів непоганий: інтервал розрізу може розглядатись як перспективний щодо наявності нетрадиційного вуглеводневого газу.

Наступний інтервал – 3663–3782 м є найцікавішим з точки зору перспектив вилучення сланцевого газу. Тут переважають аргіліти (понад 50%) з прошарками алевролітів і пісковиків. Пористість пластів коливається від 0 до 10%, в середньому 5–6%; ваговий вміст органічного вуглецю 1,5–2,5%. Нерівномірне перешарування порід створює також сприятливі умови для формування літогенетичної тріщинуватості та ефективного проведення гідророзривів пластів. Таким чином, інтервал глибин 3663–3782 м може вважатися перспективною ділянкою розрізу св. Дробишівська-4 за даними ГДС.

Породи нижнього інтервалу в межах 3855–3900 м представлені аргілітами з підпорядкованим вмістом алевролітів, рідше пісковиків. Коефіцієнт пористості порід 5–6% і нижче. Інтегрований вміст ТОС у породах невисокий – 1,0–1,5% і нижче за результатами інтерпретації даних ГДС. Тому ця ділянка досліджуваного розрізу за даними інтерпретації ГДС може бути віднесена до категорії неперспективних щодо наявності та вилучення сланцевого газу. Однак це протирічить достатньо високому вмісту $C_{орг.}$ у зразках з цього інтервалу (зразок 112ДР), де вміст $C_{орг.}$ сягає 3,48%, ТОС – 1,17, а R_o – 1,43. Тому цей інтервал може розглядатися як умовно перспективний.

2.3. АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

Аналітичні дослідження повинні включати такі основні види аналізів:

- спектральний і хімічний аналізи;
- вивчення ступеня термічного перетворення порід (відбивної здатності вітриніту);
- ізотопний аналіз вуглецю;
- газово-пірохроматографічний аналіз;
- аналіз складу вуглеводнів;
- хіміко-бітумінологічні дослідження;
- газометричні дослідження;
- піроліз Rock-Eval;
- термічний аналіз;
- петрофізичні дослідження.

Спектральний і хімічний аналізи. Для виділення інтервалів, збагачених органікою і кременем, розроблена експертна система [139, 152, 185], яка передбачає вивчення елементного складу (Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd, Cl, Mg, Al, C, K, U, Th) і

встановлення на цій основі літофацій, встановлення вмісту органічної речовини (за винятком вуглецю, що входить до складу кальциту, сидериту і доломіту).

Методика вимірювання і нижні межі значень оксидів при хімічному аналізі проб наведені в табл. 4. Визначаються петрогенні компоненти SiO_2 , Al_2O_3 , TiO_2 , FeO , Fe_2O_3 , MgO , MnO , K_2O , Na_2O , SO , а також CO_2 , $\text{C}_{\text{орг.}}$ та $\text{CO}_{2\text{карб.}}$. Точність визначення вмісту вказаних компонентів – $\pm 10\%$. Визначається також вміст води у формі H_2O^- .

Таблиця 4. Методика вимірювання при хімічному аналізі проб

Елемент	SiO_2	Al_2O_3	FeO	Fe_2O_3	TiO_2	MnO	P_2O_5	CaO	MgO
Нижня межа	0,05	0,1	0,05	0,05	0,02	0,010	0,01	0,1	0,1
Методика	НСАМ 138x		НСАМ 5 Ох		НСАМ 138x		НСАМ 197x	НСАМ 138x	

Продовження таблиці 4

Елемент	K_2O	Na_2O	SO_3 сул.	ВМП	$\text{CO}_{2\text{карб.}}$	H_2O^-
Нижня межа	0,02	0,02	0,1	0,1	0,1	0,05
Методика	НСАМ 44 x		НСАМ 2x	НСАМ 118x	НСАМ 230x	НСАМ 120x

Також здійснюється визначення $\text{C}_{\text{орг.}}$, H_2O^- , $\text{U} \cdot 10^{-4}$. Нижня межа визначення: $\text{C}_{\text{орг.}}$ – 0,1 %; H_2O^- – 0,05 %; $\text{U} \cdot 10^{-4}$ – $0,3 \cdot 10^{-6}\%$. Методика та метод вимірювання: $\text{C}_{\text{орг.}}$ – НСАМ 118-Х гравіметричний; H_2O^- – НСАМ 120-Х гравіметричний; U – НСАМ 421-Х лазерно-люмінесцентний.

Ступінь термічного перетворення порід встановлюється за відбивною здатністю вітриніту (R_0), який складається з целюлози, лігніну та танінів і, як правило, в породах девону і старших зустрічається лише зрідка через відсутність вищих рослин. Він може бути перевідкладеним, тому замірялися уламки без видимих слідів перевідкладення.

Відбиття вітриніту (R_0) залежить від коефіцієнтів заломлення (μ) та поглинання (k) вітринітом світла у відповідності до загальновідомого рівняння Біра:

$$R_0 = \frac{(\mu - \mu_0)^2 + \mu k^2}{(\mu - \mu_0)^2 + \mu^2 k^2}, \quad (1.1)$$

де μ_0 – коефіцієнт заломлення імерсійної рідини.

З підвищенням ступеня діагенезу (та ароматизацією) органічної речовини, відбиття вітриніту збільшуються від 0,15 % (мінімальне значення) до понад 5,5 % при ступені перетворень, які відповідають зеленосланцевому метаморфізму [129]. З посиленням діагенезу вітриніт стає дедалі анізотропнішим і через це стандартні відхилення відбиття розширюються. Однак заміряні значення довільного відбиття загалом добре корелюють з величинами максимального відбиття і практично не відрізняються при низьких ступенях дозрівання [141].

Довільна відбивна здатність вітриніту у зразках вимірюється з використанням мікроскопу вертикального металографічного МИМ-7 в імерсійній рідині ($\mu_0 = 1,515$) у світлі лампи розжарювання $\lambda = 546$ нм за збільшення у 722 рази. Оскільки розмір деяких зразків є обмеженим, для них виконується обмежене

число замірів – 10–25, а для задовільно представлених зразків – до 40–70 замірів. За даними замірів для вивчення поведінки й середньої величини відбиття вітриніту в досліджуваних зразках будуються гістограми розподілу частоти відбиття і підраховується середнє арифметичне, яке й надається надалі.

Ізотопний аналіз вуглецю проводиться на газових мас-спектрометрах різного типу (наприклад, Delta Plus) Точність аналізу $\pm 0,0n\%$.

Газово-пірохроматографічний аналіз можна здійснювати на газовому хроматографі ЛХМ-8Мд з детектором теплопровідності; газ-носії – гелій, сорбент – полісорб-1, температура піролізу – 250, 450 і 650 °С. Для проведення аналізу газів в породі використовується наважка мінералів або порід масою близько 50 мг в подрібненому стані. Крупність фракції залежала від завдань дослідження. Уламки керна подрібнювали в чавунній ступці до розміру 1,0 мм. Попередньо зразки керна нічим не оброблюються. Проба прогривається до температури 800–1050 °С. Газ, що вивільнюється, в потоці інертного газу подається на газовий хроматограф, реєструється в різних діапазонах температур (як правило, до 50, 50–250, 250–450, 450–650, 650–850, 850–1050 °С). Визначаються такі газові компоненти: 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 , N_2O , NH_3 , F_2 , O_2 . Послідовність операцій звичай така.

З фракції 0,5–1,0 мм відбирається наважка 0,25–0,30 г, яка засипається в кварцову пробірку – реактор. Останній герметично з'єднується з газовою магістраллю газового хроматографа ЛХМ-8Мд і разом з нагрівальною пічкою розміщується в термостаті за межами хроматографа. Постійна температура в 50–60 °С, що підтримується в термостаті, дозволяє протягом 20 хв. за допомогою гелію (газ-носії) видалити із відкритих пор в породах більшу кількість сорбованого повітря. В ідеалі через 20 хв. перевіряється кількість повітря, що залишилася (фон азоту). В разі ефективного продування повітря повинно видалитися повністю, незначний фон азоту (0,04–0,30 мкл за 5 хв.) спричинений підтіканням повітря ззовні через негерметичні з'єднання.

Далі наважка фракції ступінчасто нагрівається до 1050 °С, аналізується склад піролізного газу через кожні 200 °С підвищення температури, близько 250, 450, 650, 850, 1050 °С відповідно. Час нагрівання на кожному ступені – 5 хв. З них 3 хв. відбувається автоматичне підвищення температури, а в наступні 2 хв. температура утримується на заданому рівні, після чого пічка вимикається. Нагрівання проби здійснюється з відкритим краном-дозатором, унаслідок чого утворений піролізний газ не затримується в гарячій зоні реактора, а відразу переміщується газом-носієм у кріопастку, яка виконує роль запірної крани. Такий спосіб нагрівання дозволяє звести до мінімуму взаємодію піролізних компонентів між собою. Через 5 хв., підвищуючи температуру в кріопастці з –196 до +150 °С, продукти піролізу поступово, відповідно до температури їхнього плавлення, поступають в робочу колонку хроматографа, заповнену полісорбом-1, де відбувається їх подальше розділення за сорбційними властивостями. Вихід з колонки окремої газової сполуки реєструється детектором теплопровідності.

Встановлено, що в мінералі (породі) гази знаходяться в трьох різних позиціях:

- молекулярні гази у відкритих порах, де вони утримуються електростатичними силами – фізично сорбовані гази. Здебільшого це полярні гази, серед яких найпоширеніші молекули H_2O ;
- молекулярні гази у закритих і напівзакритих порах, де вони утримуються механічно. Із закритих пор молекули газу вириваються після їх руйнування – декрепітації. Напівзакриті – це відкриті пори з настільки вузьким отвором, через який молекули газу можуть проникнути лише після деякого підвищення температури;
- хімічно сорбовані гази, що існують у мінералах у вигляді різноманітних хімічних груп з леткими елементами – гідроксильної, метильної, карбоксильної, карбонатної, сульфідної, нітридної, аміачної тощо. Внаслідок піролітичної дисоціації і конденсації хімічних груп утворюються леткі сполуки – молекулярні гази, які фіксуються хроматографом.

Вибір розміру фракції. Чим менший розмір фракції, тим більша сумарна поверхня часток, на якій утримуються хімічні групи з леткими елементами. Але зі зменшенням розміру фракції зменшується кількість закритих пор і збільшується об'єм вторинних відкритих пор. Фракція 0,5–1,0 мм виглядає оптимальною, такою, що дозволяє отримати достовірну інформацію про склад газів у відкритих і закритих порах, а також про склад хімічно зв'язаних летких компонентів.

Вибір температури піролізу. Гази із різних позицій вивільняються за різної температури. Першими вивільняються фізично сорбовані гази із відкритих пор, пізніше – із закритих пор, останніми – хімічно сорбовані. Як правило, більшість фізично сорбованих газів вивільняється до $250\text{ }^\circ\text{C}$, масова декрепітація закритих пор (флюїдних включень) відбувається близько $450\text{ }^\circ\text{C}$, а хімічні групи найбільше руйнуються вище $450\text{ }^\circ\text{C}$. Таким чином вибір температурних ступенів дозволяє частково розмежувати гази із різних позицій.

Вибір сорбенту. Полісорб-1 належить до сорбентів універсального типу, які містять велику кількість летких сполук, поширених в земній корі. Застосування кріопастки ще більше розширює список визначуваних сполук – H_2 , O_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 , C_4H_8 , C_4H_{10} , N_2 , NO , NH_3 , H_2S , COS , CS_2 , SO_2 . Чутливість визначення окремої сполуки залежить від її теплопровідності порівняно з гелієм. Для більшості сполук чутливість близька до 0,01; для H_2O – 0,001; для H_2 – 0,5 мкл.

Аналіз складу вуглеводнів можна проводити за методикою мас-спектрометричного хімічного аналізу фаз, одержаних шляхом подрібнення у вакуумованому просторі [49]. На мас-спектрометрі MX-1303, модифікованому для аналізу мікрокількостей газів з наважок 0,5–3,0 г, виміри проводяться з роздільною здатністю 2–600 а.о.м. Оригінальність створеної вакуумної системи напуску газової фази зводить до мінімуму утворення вторинного водню за рахунок деформації металу ступки і процесів дисоціації води. Визначається також відносна газонасиченість (ΔP) – приріст газу у напускній системі відносно його залишкової величини 1×10^{-3} Па внаслідок вивільнення летких компонентів у разі механічного подрібнення проби породи та водонасиченість ($\text{C H}_2\text{O}$) – відсотковий вміст пари води (поглинач – P_2O_5) у їх загальному об'ємі.

Хіміко-бітумінологічні дослідження. Розсіяна органічна речовина (POP) складається з бітумоїдів, розчинених в органічних розчинниках, та нерозчинної

органічної речовини (керогену). До складу бітумоїдів входять вуглеводні та різні неуглеводневі органічні гетеросполуки, які послідовною екстракцією (вилученням) можуть бути розділені на хлороформний бітумоїд А (ХБА) – нейтральні компоненти та спирто-бензольний бітумоїд С (СББС) – кислі компоненти, представлені гетеросполуками.

Хіміко-бітумінологічні дослідження порід проводяться згідно з методикою [104]. Екстракція бітумоїдів відбувається в апаратах Сокслета або в мікроекстракторах. У процесі досліджень породу розтирають на пудру, зважують на технічній вазі та переносять у паперову гільзу з фільтрувального паперу, яка за розмірами має бути співмірною з розмірами екстракційної частини апарата Сокслета або мікроекстрактора. Розчинник заливають в колбу на 2/3 її розміру, а екстракція бітумоїдів проводиться на киплячій водянній або пісочній бані, яка нагрівається на плитці до 100 °С. У процесі екстракції необхідно регулярно змінювати розчинник; екстракція вважається завершеною, коли свіжа порція розчинника після процесу екстрагування протягом 10–12 годин залишається безбарвною, прозорою або не люмінесцює під дією ультрафіолету.

Після виділення хлороформного бітумоїду (ХБА) породу декарбонізують при нагріванні за допомогою 5 % соляної кислоти з подальшою екстракцією її спиртобензолом для виділення кислих бітумних компонентів – бітумоїду СБС. При вирішенні пошукових завдань детальні дослідження зосереджуються на хлороформному екстракті – нейтральному бітумоїді, що містить практично всі вуглеводневі сполуки органічної речовини, які у кислому бітумоїді СБС є лише домішками. ХБА є основним компонентом, котрий бере участь у формуванні геохімічних аномалій та за своїм складом найбільш близький до нафти. Визначення вмісту нерозчинної ОР та пов'язаного з нею керогену проводять газометричним методом з використанням бюретки Віртца–Штролейна шляхом спалювання дебітумінізованої та декарбонізованої породи в потоці кисню.

Газометричні дослідження. Хроматографічні дослідження проводяться згідно з методичними рекомендаціями [64]. Газ, виділений із зразків шламу та керна, переводять у спеціальні пробовідбірники та досліджують за допомогою хроматографічного методу. Кількісне визначення вмісту кожного із компонентів проводять за методом абсолютного калібрування приладів за допомогою стандартних газових сумішей, які містять досліджувані гази у певних концентраціях. При кількісних розрахунках у газовій хроматографії визначають площу піка і встановлюють її залежність від концентрації аналізованого компонента, що є прямо пропорційною до площі піка відповідного компонента на хроматограмі. Для вузьких хроматографічних піків розрахунок вмісту речовин проводять за їх висотою, для широких – за площею.

Методики визначення загального органічного вуглецю, що застосовуються в західних країнах. Визначення загального органічного вуглецю згідно із західними методиками проводять декількома способами [164].

1. *Пряме спалювання.* Зважену, подрібнену породу (1–2 г) обробляють соляною кислотою та промивають з використанням вакуумної фільтрації. Нерозчинний залишок висушують (100 °С, 30 хв.), змішують з металевим каталізатором (залізо і мідь) та спалюють (1200 °С), визначаючи діоксид карбону. Це

поширений метод, що використовується для визначення кількості ТОС, однак зразки, що містять незрілу органічну речовину, при застосуванні даного методу втрачають від 10 % до 44 % ТОС ще до спалювання.

2. *Непряме спалювання.* Зразок розтирають на пудру, гомогенізують та розділяють на дві частини, досліджувані окремо. Одну частину змішують з каталізатором і спалюють, щоби встановити вміст загального вуглецю (ТС), який є сумою органічного вуглецю (ТОС) та карбонатного (мінеральна складова). Другу частину обробляють HCl та визначають кількість карбонатного вуглецю, отриманого у вигляді CO₂. Загальний органічний вуглець (ТОС) – це різниця між загальним (ТС) і карбонатним вуглецем. Для зразків із великими значеннями ТОС (> 0,5 %) даний метод є менш задовільним, ніж інші.

3. *Піроліз плюс продукти спалювання.* Деякі системи піролізу дозволяють визначити ТОС, підсумовуючи вуглець у піролізаті з вуглецем, отриманим окисненням залишкової ОР при 600 °С. Цей метод забезпечує для маленьких зразків (100 мг) надійніші дані ТОС, ніж стандартні методи спалювання, що потребують близько 1–2 г подрібненої породи. Однак для зрілих зразків, у яких відбивна здатність вітриніту (R_o) сягає більше 1 %, дані ТОС дуже бідні, тому що температура є недостатньою для повного спалювання.

Із наведеного робимо висновок, що найоптимальнішим методом для зрілих зразків із високим вмістом ОР є перший метод, оскільки в другому заважає високий вміст ОР, а в третьому – високий ступінь катагенетичного перетворення порід.

Піроліз Rock-Eval проводиться на приладі Rock-Eval-II Delsi, обладнаному модулем визначення загального органічного вуглецю. Визначаються такі параметри піролізу: S₁ – кількість вільних вуглеводнів у породі, S₂ – нафтогазовий потенціал, S₁/C_{орг.} – параметр S₁, приведений до 1 г C_{орг.}, індекс продуктивності (PI) – частка вуглеводнів, генерованих керогеном при його термальній деградації, водневий індекс (HI) – параметр S₂, приведений до 1 г C_{орг.}, T_{max} – температура піролізу при виділенні найбільшої кількості вуглеводнів.

Термічний аналіз – метод дослідження фізико-хімічних процесів, який базується на реєстрації теплових ефектів, що супроводжуються перетворенням речовини в умовах програмованої зміни температури. Термічні процеси (хімічні реакції, зміни стану або перетворення фази) завжди супроводжуються змінами внутрішнього тепловмісту системи. Перетворення супроводжуються поглинанням тепла (ендотермічні перетворення) або його виділенням (екзотермічні перетворення).

Прилад, методологія. STA 449 F3 Jupiter фірми NETZSCH – прилад для одночасного визначення калориметричних ефектів (перетворення температури і ентальпії) і зміни маси. Він об'єднує в собі високоточний ДСК теплового потоку і термомікроваги з роздільною здатністю 1 мкг. Термоваги можуть вимірювати зразки вагою до 35 г, включаючи тигель (діапазон зважування також становить 35 г). Атмосфера – інертна, окиснювальна, статична, динамічна. Прилад може працювати у температурному інтервалі від –150 °С до 2000 °С при використанні різних взаємозамінних сенсорів і печей. Швидкість нагріву і охолодження – 0,001 К/хв–50 К/хв.

Графічне зображення результатів вимірювання зміни маси з температурою називається термогравіметричною кривою (ТГ-кривою). Крива ДТГ – графічний результат диференціальної (частинна похідна) зміни маси. ДТА (англ. DTA – Differential Thermal Analysis) – диференціальний термічний аналіз. Використовується для визначення теплових ефектів. Крива ДТА – графічний результат диференціальної (частинна похідна) зміни ентальпії. ДСК (англ. DSC – Differential Scanning Calorimetr) – диференціальна сканувальна калориметрія. При порівнянні кривих ДТА і ДТГ можливі три випадки:

- крива ДТГ не змінюється, а змінюється тільки крива ДТА, це означає, що в зразку відбулося якесь фізичне перетворення, зміна фазового стану, перекристалізація або хімічна реакція, яка не супроводжується зміною маси;
- форми двох кривих однакові, це означає, що в пробі при даній температурі відбувається хімічна реакція, що не супроводжується фізичними або іншими перетвореннями;
- обидві криві показують зміни, але їхні форми, тобто ходи, різні, це означає, що дана ділянка кривої ДТА була утворена в результаті складення термічних ефектів двох або декількох хімічних реакцій або, можливо, фізичних перетворень.

Застосування термічного аналізу для дослідження вмісту ОР. Використання термічних методів аналізу в мінералогії дозволяє діагностувати багато мінералів, розшифровувати механічні мінеральні тонкодисперсні суміші, проводити кількісну оцінку вмісту мінералів у породі тощо [116, 118]. Вивчення зразків здійснюється методом СТА з одночасною реєстрацією кривих ТГ і ДТА. Термогравіметричні дослідження проводяться на приладі NETZSCH STA 449 F3 Jupiter в інтервалі температур 25–800 °С зі швидкістю нагріву 20 °С/хв у атмосфері аргону. Маса наважок ~ 300 мг. Точність вимірювання температури – 1 °С, зміни маси – 1×10^{-2} мг. При зніманні кривих ТГ і ДТА використовується файл корекції, калібрування за температурою і чутливістю для заданої температурної програми і швидкості нагріву. На рис. 4 показаний приклад типової термограми досліджуваних зразків. У цьому випадку виявлено багатостадійний характер термолізу. Перший етап, що протікає при температурі до 120 °С, супроводжується дегідратацією. На кривій ДТА фіксується ендоефект з екстремумами на ділянці до 120 °С, який свідчить про вихід вільної води. Наступний ендоефект проходить до температури 300 °С, коли відбувається вихід вільних вуглеводневих газів, розсіяних у породі. Наступна зміна ДТА відмічена при температурі 390 °С, коли починається піроліз керогену та вихід зі зразка CO₂, що супроводжується задимленням приймальної камери. Збіг екстремумів на кривих ДТГ і ДТА в межах температур понад 550 °С свідчить про початок ендегенного процесу, характерного для початку розпаду зв'язаної води порід.

Термічний аналіз проб можна проводити за допомогою приладу STA 449 F3 Jupiter фірми NETZSCH (дериватограф) при постійному обдуві аргонном. Визначаються втрати маси зразків протягом збільшення температури від 25 °С до 800 °С у відсотках та в абсолютному виразі у мг. Результати дають можливість оцінювати втрати води, вуглекислоти та вуглеводнів що перебувають як у вільному стані, так і зв'язаному, із різних позицій. При піролізі зразків згідно

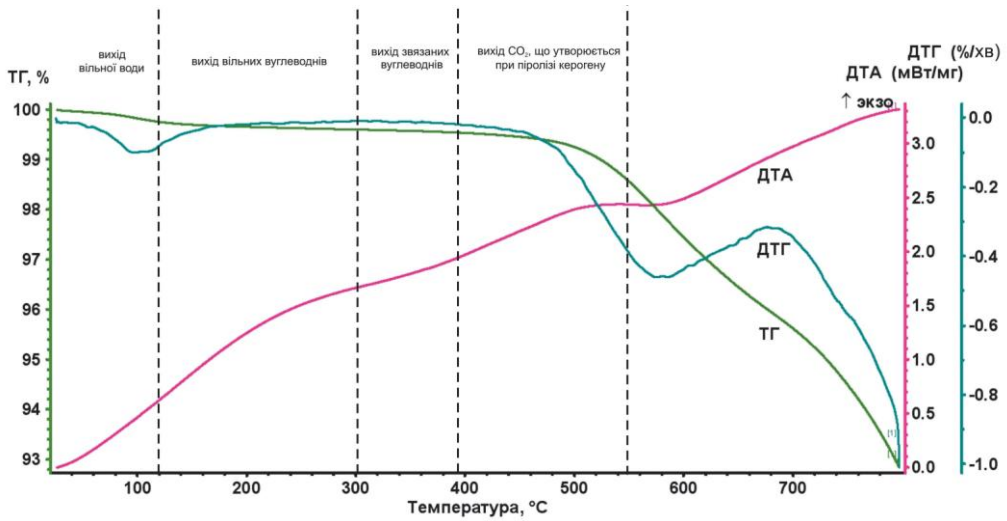


Рис. 4. Термограма зразка Ліщинська-47

з «ROCK EVAL PYROLYSIS+» [121] в заданих температурних межах із зразків виходять сполуки:

- при температурі до 120 °С відбувається вихід води;
- 120–300 °С – вихід вільних вуглеводнів;
- 300–390 °С – вихід «зв'язаних» вуглеводнів;
- 390–550 °С – вихід CO_2 , що утворюється при згорянні вищих керогенів ($\text{C} > 40$).

Кількість ОР виражається значенням ТОС, яке характеризує загальний об'єм $\text{C}_{\text{орг}}$ в породі. Для сланців, як правило, ТОС до 2,0 % вважається достатнім, а значення ТОС вище, ніж 4 % вважається досить високим. Для вапняків ще нижчі значення є добрими.

Приклади термічних кривих та їх розшифровки наведені на рис. 5–7.

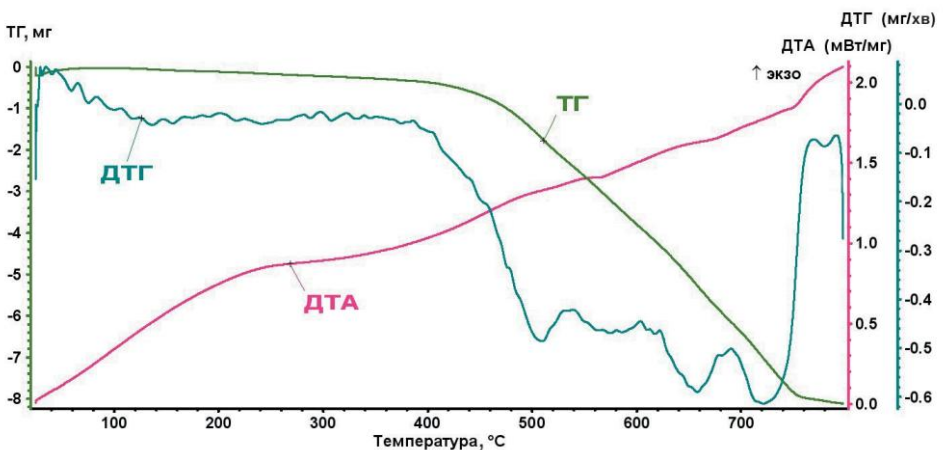


Рис. 5. Термічна крива піролізу зразка 19 ЗШ

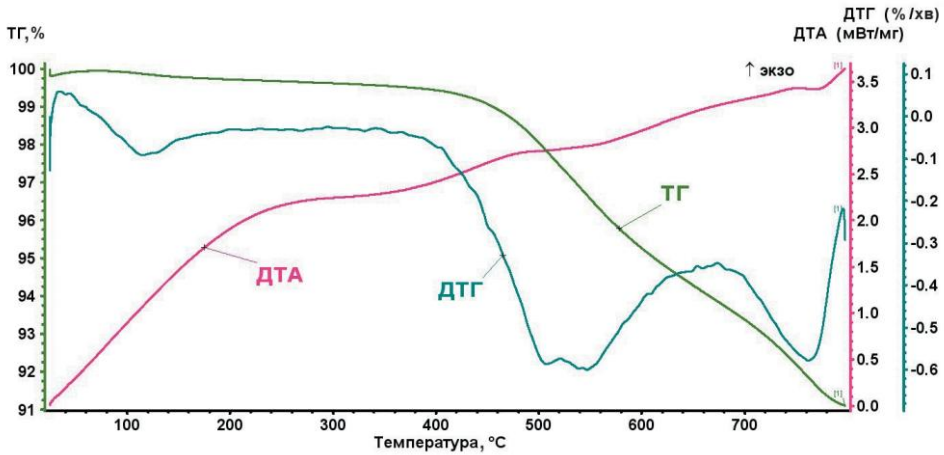


Рис. 6. Термічна крива піролізу зразка 34 ПК

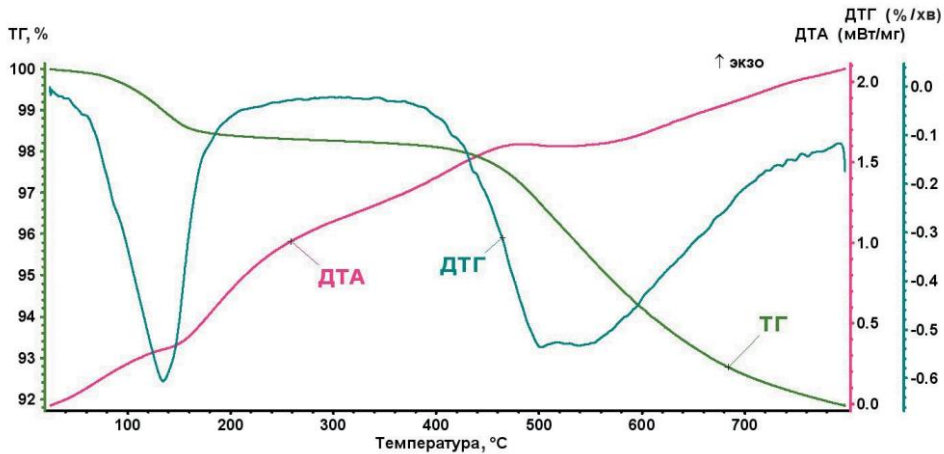


Рис. 7. Термічна крива піролізу зразка 36 ЗВ

Петрофізичні дослідження. Методика петрофізичних лабораторних досліджень керна повинна включати повний комплекс методів вивчення властивостей матриці породи, діагностики й оцінки фізико-механічних параметрів колектору загалом, незалежно від попередніх висновків про вид і характер порового простору цих відкладів. Дослідження зразків проводяться згідно з існуючими вимогами за відомими методиками як на стандартному, так і спеціально спроектованому обладнанні.

Першим кроком у таких дослідженнях є візуальне вивчення керна, в результаті чого фіксуються наявні тріщини, стілоліти й інші включення та неоднорідності породи, їх розміри, орієнтація. Ці дані подаються у формі таблиць, обробка яких проводиться статистичними та геометричними методами. Аналіз результатів дозволяє намітити шляхи подальших досліджень (кількість зрізів, шліфів, аншліфів та форм керна).

Експресна діагностика внутрішньої будови породи проводиться на основі вивчення акустичних параметрів, виміряних на необроблених шматках керна в різноорієнтованих напрямках. Для цього в петрофізичній лабораторії Київського національного університету імені Тараса Шевченка розроблена і виготовлена портативна установка, яка складається з основи із закріпленими акустичними давачами точкового типу, які збуджують і приймають об'ємну хвилю. Віддаль між ними плавно регулюється відповідно до розмірів керна і вимірюється з точністю до 0,01 мм. Поверхня контакту давачів і породи не впливає на хвильову картинку та величину часу проходження пружної хвилі через kern, оскільки площа контакту мала і надійність його забезпечується відповідним навантаженням на давачі, величина якого плавно міняється в межах 5–200 кг. Установка обладнана механізмом для орієнтації керна та визначення величини кута повороту, що дозволяє систематизувати заміри не тільки відносно поверхні нашарувань, а й секторів на боковій поверхні керна, що допомагає визначити напрями розповсюдження неоднорідностей (зміна величини зерна, включення різної природи та тріщини).

Результатом цього аналізу є оцінка величини анізотропії швидкості розповсюдження повздовжніх хвиль та виявлення напрямків аномально пониженої швидкості, що є ознакою наявності мікротріщин або зміни складу породи. Керн з аномальними властивостями обрізується перпендикулярно до напрямку, в якому виявлено пониження швидкості, якщо площини не руйнуються, то вони доводяться до взаємно паралельних. Площини зрізів із слідами тріщин шліфують, заповнюють білою фарбою та з допомогою цифрової камери зображення реєструється в комп'ютері і проводиться відповідна обробка. Така ж операція проводиться і для площин з характерними змінами мінералогічного складу чи викопними організмами. Частина зрізів порід обов'язково віддається для виготовлення шліфів.

Після закінчення досліджень шматків керна приступаємо до визначення характеристик параметрів матриці породи. Для цього з керна виготовлялися зразки циліндричної форми діаметром 28–30 мм і довжиною 50–80 мм. При меншій довжині зразка збільшується похибка вимірювання швидкості пружної хвилі, а при більшій – зменшується точність визначення затухання. Допустимі відхилення розмірів і точність обробки поверхні зразків регламентується такими показниками: конусність $\pm 0,2$ мм, відхилення нерівностей площин торців в межах $\pm 0,02$ мм, відхилення торців від паралельності $\pm 0,1$ мм, по перпендикулярності торців до твірної $\pm 0,5$ мм. Після механічної обробки зразки перевіряють на відсутність дефектів, невластивих породі в натурних умовах.

На залишках від обробки керна проводились порометричні дослідження (ртутна порометрія), а за необхідності – гранулометричний аналіз і мікрофауністичні дослідження.

Визначення об'ємної густини і відкритої пористості проводиться стандартними методами на стандартному обладнанні.

Вимірювання абсолютної проникності проводиться на стандартній установці ГК-5 із застосуванням удосконаленого затискувача для зразка з фіксова-

ним осьовим і боковим тиском, величина якого гарантувала повну герметизацію поверхні зразка і підтримувалась в межах 1,5–2 МПа. Вибір типу та меж вимірювання манометрів, газомірів установки проводиться методом переключень відповідно до величини проникності досліджуваного зразка.

На виготовлених циліндрах визначається відкрита пористість, величина якої порівнюється з пористістю, отриманою на залишках від обробки цього ж шматка керна, що дає змогу визначити межі зміни її та судити про однорідність даного інтервалу за пористістю.

Методика насичення циліндрів принципово не відрізняється від стандартної лише з тією різницею, що насичення відбувається у відповідно обладнаному циліндрі. Це дає можливість проводити вакуумування одночасно з повільним (регульованим) зануренням зразків в розчин, що забезпечує капілярне просякання. Швидкість опускання контролюється найнижчою величиною проникності та порометричної характеристики цієї кількості зразків. При повному зануренні зразків у розчин герметично закривається циліндр і піднімається тиск в розчині до 20–30 МПа, що є достатнім для перевищення величини капілярного тиску в найменших порах, які ще беруть участь у фільтрації.

На насичених зразках вимірюються всі петрофізичні параметри в атмосферних умовах.

Дослідження зразків в умовах, що моделюють пластові, проводиться на установці УВТ-500. Ця установка дозволяє вимірювати повздовжню деформацію зразка, зміну об'єму порового простору, абсолютну і відносну проникність, електричний опір, час розповсюдження пружних хвиль при гідростатичному чи нерівномірному трьохвісному навантаженні та температурі, яка відповідає глибинам до 10 кілометрів.

Повздовжні деформації вимірюються тензометрами чи індикаторами годинникового типу з ціною поділки 0,01 чи 0,001 мм. Зміна порового об'єму визначається кількістю витісненої порової рідини із зразка, об'єм якої, при рівності порового атмосферного тиску, вимірюється мікропіпеткою типу МП-1-20, а при перевищенні – мікропресом з ціною поділки 0,001 см.

Електричний опір визначається мостом Р5010 на частоті 1000 Гц за методикою двохелектродної схеми із введенням відповідних поправок. Параметри розповсюдження пружних хвиль (хвильова картинка, V_p , V_s , α_p , α_s) записуються на комп'ютер за допомогою спеціально розробленого і виготовленого електронного блока на частоті 0,2–1,2 МГц. Давачі випромінювання і приймання пружної хвилі виготовлені на основі дисків п'єзокераміки ЦТС-19 з відповідним узгодженням.

Похибки вимірювання параметрів характеризуються такими величинами: для інтервального часу середньоквадратична похибка становить 1,5–2 %, відносного опору – 2–2,5 %, параметра насичення – 3–5 %, відкритої пористості – 5–7 %, проникності – 10–15 %.

Коефіцієнт відкритої пористості визнається ваговим методом з використанням цифрових аналітичних ваг WPS 360/c/2 при насиченні зразків порід гасом або розчином NaCl з мінералізацією 180 г/л з використанням стандартних

методик [32], а також способом насичення зразка азотом під тиском за допомогою спеціально розробленої установки.

Коефіцієнт проникності циліндричних зразків керна визначається методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки. Рекомендується проводити вимірювання циліндричних зразків після екстрагування їх у спиртобензольній суміші [30].

Питомий електричний опір характеризує протидію одиниці об'єму речовини (гірських порід, вод) проходженню електричного струму. Він визначається речовинним складом породи, температурою і тиском, при яких вимірюється ця величина [94, 95]. Лабораторні електрометричні вимірювання зразків керна виконуються в сухому і насиченому мінералізованою водою ($M=180$ г/л) при t 20 °С за допомогою цифрового RLC-метра МНС-1100, який дозволяє виконувати високоточні вимірювання електричного опору в діапазоні від 10^{-6} до 10^{12} Ом з цифровим записом на ЕОМ за спеціальною програмою. Лабораторні вимірювання електричного опору виконуються на частоті 1000 Гц за двохелектродною схемою. Циліндричні зразки при вимірюванні вставляються у спеціальний кернотримач з електродами, що не поляризуються, які виготовлені із спеціальної графітізованої гуми. Середня відносна похибка визначення електричного опору – 2,3 %.

Для дослідження швидкостей поширення пружних хвиль у гірських породах можна застосовувати імпульсно-фазовий ультразвуковий метод [102, 103].

За допомогою ультразвукової установки проводиться вимірювання часу поширення ультразвукових хвиль повздовжніх швидкостей. Ефективна фазова швидкість поширення пружної хвилі v^* обчислюється за формулою:

$$v^* = \frac{l}{2(t - t_0)},$$

де l – довжина зразка; t_0 – час поширення ультразвукової хвилі в затримках; t – час поширення ультразвукової хвилі за наявності між затримками зразка.

Середньоквадратична похибка визначення швидкостей повздовжніх хвиль не перевищує 0,5 % на частоті 0,8 МГц. Вимірювання їх швидкості здійснюється на зразках, що орієнтовані вздовж нашарування. При контрольних вимірюваннях на еталонах та зразках встановлено, що відносна похибка вимірювань повздовжніх хвиль не перевищує 2–3 %.

Ультразвукові дослідження зразків проводяться для різних станів (після екстрагування, при повному насиченні газом та розчином NaCl).

На рис. 8 наведено приклад визначення залежності між густиною порід (ці дані є для всіх інтервалів відбору керна) та пористістю. Це дозволяє встановити пористість порід там, де вона безпосередньо не визначалась.

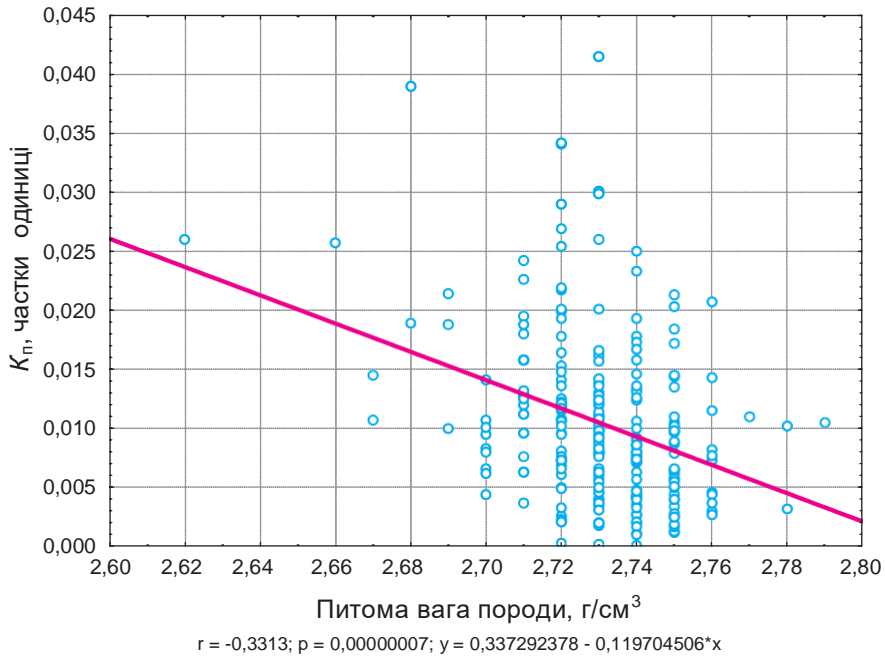


Рис. 8. Залежність абсолютної пористості від питомої ваги породи для чорносланцевих відкладів палеозою Волино-Подільської плати

2.4. ГЕОХІМІЧНІ МЕТОДИ

Велике значення для пошуків вуглеводневих газів мають геохімічні методи [20–23, 106, 112–115]. Зупинимося на питаннях компонентного складу сланцевого та супутнього вугільного газу.

Компонентний склад сланцевих газів варіює в певних межах, але аналіз наявних матеріалів показує, що його можна порівнювати із більш детально дослідженим, в тому числі і нами [212], складом супутнього газу вугільних шахт. У складі вугільних газів переважає метан (60–98,5 %), що вкладається в інтервал вмісту метану, характерний для вугільних газів взагалі – 60–98 %. У досліджених нами пробах вміст метану коливався від 64,4 до 98,5 % (табл. 5).

Таблиця 5. Дані хроматографічного аналізу супутніх газів вугілля

Місце відбору	Компонентний склад, %									
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	He	N ₂	H ₂	O ₂	CO ₂
Шахта Щеглівська-8	95,5	2,62	0,16	0,028	—	0,068	0,9	0,001	0,2	0,4
Шахта ім. А.Ф.Засядька	73,1	5,4	0,03	0,05	0,04	0,02	14,78	—	3,1	3,8

Також у вугільних газах зазвичай присутні вуглекислий газ, азот, сірководень, водень, легкі гомологи метану та інертні гази. Схожий склад газів наведено

і в роботі [19], де крім метану відзначаються також його легкі гомологи (етан, пропан і бутан), азот, вуглекислий газ, водень, кисень, оксид вуглецю, сірчистий газ, сірководень та інертні гази – гелій, неон, аргон, криптон і ксенон. В цій же праці відмічається чіткий зв'язок вмісту тяжких вуглеводнів з групами метаморфізму вугілля: максимальні вмісти етану відповідають коксовому вугіллю, пропану – жирному та коксовому, бутану – жирному. Як при зменшенні, так і при збільшенні метаморфізму вугілля спостерігалось різке збідніння вугілля на ці компоненти.

Вміст етану в досліджуваних пробах газів змінюється від 0 до 7,67, пропану – від 0 до 2,6, бутану – від 0 до 0,93 та ізобутану – від 0 до 0,74 %. З не-вуглеводневих газів визначені вуглекислий газ у кількості від 0 до 8,9 %, азот – 0,32–25,1 %, гелій – 0–0,189 %, кисень – 0–7,9 % та водень – 0–0,1 %.

Азот є найпоширенішим газом серед досліджених проб. Його особливо високі вмісти (до 50–60 %) визначені на деяких ділянках розробки суперантрацитів. Виділення водню, вуглекислого газу та азоту можливе при розкладі органічної речовини. Азот, а також кисень можуть поступати з земної атмосфери. У вугільних районах Донбасу зростання вмісту водню спостерігалось зі збільшенням ступеня метаморфізму вугілля [19]. У місцях видобутку суперантрацитів виділення вуглекислого газу досягає 25 м³/т видобутого вугілля і навіть більше, а окрім того, в місцях тектонічних розломів були визначені вмісти вуглекислого газу до 80–90 %. Підвищені вмісти вуглекислого газу також зустрічаються на деяких газових родовищах ДДЗ. Аномально високі вмісти гелію можуть бути наслідком його ендегенного підтоку.

Коефіцієнт сухості газу ($C_{HC} = V_{CH_4} / (V_{CH_4} + V_{C_2H_6})$), де V – об'єм газу в відсотках) характеризується широким розкидом – від <10 до 9510.

Вуглекислотний коефіцієнт (CDMI), який показує об'ємну частку вуглекислого газу (V_{CO_2}) у загальній суміші вуглекислого газу та метану ($V_{CH_4} + V_{CO_2}$) ($CDMI = V_{CO_2} / (V_{CH_4} + V_{CO_2}) \times 100$) змінюється від <0,001 до >66,7 %. Так, у деяких місцях видобутку суперантрацитів в Донбасі виділення вуглекислого газу досягає 25 м³ на тонну видобутого вугілля і навіть більше, а окрім того, в місцях розвитку тектонічних порушень були визначені вмісти вуглекислого газу до 80–90 % [19].

Важливе значення в геохімії вуглеводнів має ізотопний склад вуглецю метану. За літературними даними, ізотопний склад вуглецю метану сланцевих та вугільних газів знаходиться в діапазоні від –68 до –25 ‰ [63]. Результати виконаних нами аналізів вугільних газів розширюють цей діапазон – від –68 до –20,4 ‰, який потрапляє в інтервал величин, характерних для газів термогенного походження та нижній інтервал величин, що властиві біогенному метану. Однак у деяких випадках фіксувався метан, $\delta^{13}C$ якого перевищував –15 ‰, що, вірогідно, відповідає газу ендегенного походження, який був утворений за температур понад 200 °С. Відзначається зростання ізотопу ¹³C в метані з глибиною та збільшенням ступеня метаморфізму вугілля. Треба відмітити, що остання залежність не завжди зберігається і у свою чергу залежить від глибини залягання вугільного пласта. Це свідчить про перерозподіл газів вже після вуглефікації та про присутність у верхніх горизонтах газів з більш метаморфізованих глибокозалягаючих відкладів.

Основні принципи геохімічних пошуків і прогнозування скупчень вуглеводнів. Основою теорії геохімічних пошуків нафти і газу є уявлення про фільтраційно-дифузійне масоперенесення вуглеводневих сполук із покладу в осадові породи, що їх перебивають. Вертикальна міграція газу – складний процес, найінтенсивнішим проявом якого є фільтрація по системах тріщин і каналів у зонах тектонічних порушень, де рух газу переважно турбулентний. Інша складова масоперенесення – газова дифузія – відбувається в усьому масиві порід.

Мінерально-органічні середовища характеризують таким поняттям, як геохімічне поле. Останнє є формою просторового розподілу кількісних інгредієнтів твердої, рідкої або газоподібної фаз у межах певної частини газоносного басейну. У геохімічних полях, що, як правило, приурочені до певних газоносних структур, концентрації вуглеводнів доволі різні, тому поняття «поле концентрацій», що характеризує розподіл газу в геологічному просторі, поділяють на поле нормальних концентрацій (або фон) і поле аномальних концентрацій (вище або нижче за фонові значення).

Особливістю геохімічних аномалій є те, що їх визначають залежно від встановленого геохімічного фону. Аномалії характеризуються такими поняттями, як контрастність (співвідношення аномальних і фонових концентрацій) та розміри (протяжність і ширина). Залежно від проявів у різних геохімічних полях вони можуть бути літогеохімічними, газовими, гідрогеохімічними, біогеохімічними.

Геохімічні методи пошуку газу ґрунтуються на виявленні ореолів розсіювання додатних аномалій) як компонентів газових родовищ (метану та його гомологів), так і певних елементів-індикаторів (Br, B, I, NH₄, NO₂ та ін.). Важливим чинником успішного пошуку вуглеводнів є встановлення просторових і генетичних зв'язків геохімічних аномалій з геологічними структурами території досліджень. Залежно від конкретних пошукових завдань застосовують газовий (газогеохімічний), гідрогеохімічний, літогеохімічний, біогеохімічний та спеціалізований бітумінологічний методи пошуку вуглеводнів [1].

Газогеохімічний метод ґрунтується на вивченні якісного і кількісного складу газів як у свердловинах (газовий каротаж), так і над землею поверхнею (газова зйомка). Це найінформативніший метод прямого геохімічного пошуку газу, метою якого є виявлення за газовими показниками просторового положення аномалій та оцінювання їхнього зв'язку з наявністю на глибині скупчень вуглеводнів.

Другим за рівнем інформативності є *гідрогеохімічний метод*, призначений для виявлення у воді певних асоціацій елементів-індикаторів та самих вуглеводнів. Важливою ознакою, зокрема, є аномально високі концентрації у підземних водах органічної речовини. Оскільки підземні води й вуглеводневі гази здебільшого мають одні й ті самі шляхи міграції і часто утворюють єдині флюїдні системи, підземні води несуть інформацію і про наявність вуглеводнів у глибоких горизонтах земної кори.

Інші геохімічні методи пошуку газу – *біогеохімічний* (виявлення мікроорганізмів-окисників вуглеводнів), *літогеохімічний* (виявлення ознак газоносності у гірських породах) та спеціальний *бітумінологічний* (цілеспрямовані пошуки ореолів розсіювання рідких вуглеводнів нафтового ряду) – мають, зазвичай, підпорядковане значення.

Геохімічні дослідження неможливо відокремити від загального комплексу пошуково-розвідувальних робіт (геологозйомочних, геофізичних, гідрогеологічних, структурно-геоморфологічних та ін.), тому найчастіше вони носять комплексний характер. Це означає, що в процесі геохімічних побудов (карти, розрізи тощо) враховують результати інших досліджень, які так чи інакше вказують на можливу наявність у надрах вуглеводневих флюїдів.

Найважливішою складовою комплексу пошукових геохімічних досліджень є газоаналітичні методи, спрямовані на виявлення закономірностей розподілу природних газів у верхніх горизонтах геологічного розрізу як у межах газоносних, так і непродуктивних площ (що у нашому випадку є особливо важливим). Результати високоточних аналізів на сучасній аналітичній і хроматографічній апаратурі дають змогу доволі об'єктивно встановлювати загальні закономірності розподілу природних газів в осадовій товщі. Це також уможливило визначення пошукового значення окремих газових компонентів, концентрації яких на перспективних площах змінюються в досить широких межах. Чітку диференціацію вмісту вуглеводневих газів над продуктивними і «порожніми» структурами можна визначити для кожного району [1].

Висока газонасиченість тріщинуватих порід і пластових вод різновікових водонапірних комплексів на окремих ділянках земної кори, часто приурочених до вузлів перетину розломів, може означати, що вуглеводневі гази утворюються не по всій товщі осадових порід, як це стверджують деякі дослідники [29]. На нашу думку, це підтверджує існування певних каналів міграції газоводяних потоків, по яких підземні води і природний газ циркулюють досі. Оскільки просторовий збіг газових і гідрогеохімічних ореолів з контурами аномальних теплових полів у різних регіонах трапляється доволі часто, можна стверджувати, що тепловий потік є важливою прогностичною ознакою наявності скупчень вуглеводнів, тому його обов'язково слід враховувати під час аналізу результатів геохімічного пошуку газу.

Одним із важливих завдань геохімії є диференціація різних за походженням та глибиною утворення газів. Йдеться передусім про відокремлення так званих міграційних (епігенетичних) газів від тих, що генеруються породами на глибинах досліджень (сингенетичних), а також газів глибинного походження, що часто мають неорганічну природу. Виконати це завдання неможливо без *ізотопної геохімії*. Вивчення ізотопного складу природних вуглеводневих газів різного генезису вказує на те, що вони відрізняються за ізотопним складом вуглецю, водню, кисню. Такими методами можна розрізняти вуглеводні біохімічного, метаморфогенного та гіпогенного походження.

Крім вуглеводнів велике значення у газовій геохімії мають дослідження азоту, кисню, гелію та аргону. Всі вони не лише несуть інформацію про геохімічні процеси у земній корі, а й у багатьох випадках виконують роль пошукових показників газових родовищ. Особливо цікавим є гелій, який виявлено у переважній більшості родовищ нафти і газу. Гелієву зйомку успішно використовують у різних регіонах у процесі пошуку вуглеводнів.

Слід підкреслити, що вплив процесів міграції вуглеводнів на геохімічні параметри флюїдів може бути доволі значним, тому особливості міграції слід

враховувати при обґрунтуванні газогеохімічних пошукових критеріїв. Це стосується і прогнозування хімічного складу природних газів. Найбільшу увагу потрібно приділяти геолого-геохімічним умовам міграції вуглеводневих газів як під час формування покладів (вторинна міграція), так і в умовах переформування родовищ із розсіюванням метану та його гомологів. Рух газу за вторинної міграції може відбуватися як в активному (турбулентному), так і пасивному (ламінальному) режимі. Це, у свою чергу, значною мірою пов'язане з переміщенням підземних вод, напірний характер яких сприяє міграції вуглеводневих флюїдів. При досягненні останніми порід з низьким коефіцієнтом фільтрації збільшується капілярний тиск і починають формуватися газові поклади.

Оскільки газ і вода мають спільні шляхи міграції, то їх геохімічна роль у певні періоди геологічної історії дуже подібна. Саме через це гідрогеологічні (гідрогеохімічні) показники нафтогазоносності дуже важливі, тим більше, що гідрогеологічне опробування на багатьох площах проводиться доволі ретельно.

2.5. ОСНОВНІ ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

Основні задачі досліджень в напрямі вивчення проблематики сланцевого газу:

1. Збір, узагальнення і аналіз даних по світових ресурсах вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами: геологічна будова сланцевих басейнів і окремих родовищ, їх склад, літологічні особливості порід, технологія розробки.

За довгий час декілька американських компаній, які займалися освоєнням ресурсів вуглеводнів, і в першу чергу – природного газу, подолали технічні труднощі, пов'язані з вилученням вуглеводнів, зосереджених у сланцевих породах (власне сланцях, глинистих породах, аргілітах та ін.), що дозволило їм організувати рентабельний видобуток природного газу з джерел, на який інші, навіть великі світові компанії раніше не звертали уваги. Зрозуміло, що наступним кроком в освоєнні таких ресурсів природного газу мають стати порівняльні оцінки вже наявних виробничих структур для пошуків аналогічних утворень з метою започаткування в подальшому їх розробки. Деякі з європейських компаній створили спільні підприємства з американськими, які вже володіють технологіями вилучення такого виду природного газу і видобувають його з низки ліцензійних ділянок у США, з метою, власне, запозичення цих технологій і освоєння їх своїми працівниками для розробки перспективних ділянок в Європі або на інших континентах. Такі кроки свідчать про серйозність намірів таких компаній і вказують на правильний шлях освоєння технологій гідророзриву та виділення геологічних структур із сприятливими умовами для локалізації в них сланцевого газу. Збір геологічних, петрографічних, геофізичних та інших даних по ділянках і родовищах, які уже освоюються в США та плануються до освоєння в Канаді, має на меті виділити ті особливості, що можуть вказувати на перспективність і можливі ресурси потенційних об'єктів.

2. Геологічний, літолого-стратиграфічний і фаціальний аналіз потенційних структур і товщ сланцевих басейнів України.

Формації, перспективні на сланцевий газ, як традиційні флюїдоупори, раніше в Україні ніколи не розглядалися і не вивчалися як можливе джерело газу. Тому необхідна докорінна переоцінка значного фактичного матеріалу, накопиченого за багаторічні дослідження. Геологічний матеріал по структурах та ділянках, які раніше вивчалися чи розвідувалися на традиційні види викопного палива, потрібно зібрати, систематизувати і опрацювати для створення геологічних моделей потенційних об'єктів на виявлення та оцінку можливостей освоєння сланцевого газу в них, маючи за зразки об'єкти, що перебувають у промисловій розробці.

3. Аналіз матеріалів буріння і геофізичних досліджень свердловин в межах цих структур.

Оцінка потенціалу структур та товщ, що містять глинисті, сланцеві та інші породи, як імовірних резервуарів сланцевого газу можлива за умов переінтерпретації одержаних раніше геологічних та геофізичних даних, спрямованих на оцінку традиційних ресурсів, без врахування невідомих на цей час інших джерел вуглеводнів. Кількісні підрахунки об'ємів товщ з глинистими породами, поширення їх на глибину, взаємовідносини із іншими породами розрізів, що відрізняються іншими фізичними властивостями та проникністю необхідні для визначення масштабів розповсюдження перспективних об'єктів.

4. Вивчення речовинного складу, петрофізичних, петрографічних, мінералогічних особливостей сланців, їх систематика і типізація як можливих газовмісних об'єктів.

Сукупність даних повинна бути отримана під час вивчення речовинного складу порід розрізів перспективних структур та ділянок, власне газоносних утворень, характерів переходів між ними, враховуючи різницю у фізичних властивостях окремих пластів і горизонтів, що має сприяти оцінці ємності продуктивних утворень та масштабах зосередження в них вуглеводнів, а також для планування можливих схем освоєння перспективних за об'ємами ділянок для збереження екологічної рівноваги в гідрорежимі території та уникнення потрапляння важких металів і інших негативних факторів. При вивченні фізичних властивостей гірських порід не слід забувати про останні технологічні розробки у цій галузі, зокрема, про методику Carbolog

5. Вивчення форми знаходження вуглеводнів, їх компонентного складу, ізотопних особливостей вуглецю, водню та ін.

Визначення фазових форм і компонентного складу вуглеводнів у продуктивних горизонтах та товщах необхідне для створення системи заходів максимально повного вилучення вуглеводневих фаз, оцінки впливу хімічних реагентів, які можуть застосовуватись для підвищення газо- та нафтовіддачі пластів та забруднювати середовище, передбачення шляхів міграції вуглеводнів за неконтрольованого процесу при форс-мажорних обставинах, а також ізотопних індикаторів природи вуглеводнів та їх розподілу після операцій вилучення основної частини покладів.

6. Аналіз можливостей геофізичних методів, зокрема, 3D моделювання, для попередньої оцінки потенційного значення сланців як джерела вуглеводнів та ролі геологічних структур для їх локалізації.

Крім необхідного комплексу геофізичних досліджень при вивченні свердловин, що регламентуються нормативними документами, потрібні вихідні геофізичні дані при проведенні моделювання і формування геологічних образів потенційних перспективних блоків із можливим обґрунтуванням місць зосередження експлуатаційних бурових свердловин, щоб забезпечувати екологічні вимоги при розробці промислових об'єктів. При цьому необхідно провести оцінку можливостей виявлення неконтрольованих шляхів перетоків робочих рідин по зонах природної тріщинуватості і утворення нових розривів при експлуатаційних роботах.

7. Створення геолого-геохімічної моделі формування родовищ вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами.

На основі вивчення геолого-геофізичних та структурних особливостей перспективних ділянок та блоків, дослідження речовинного складу потенційних вуглеводневих утворень та порід, що з ними асоціюють, визначення форм локалізації та можливої міграції вуглеводнів повинна бути створена геолого-геохімічна модель формування родовища вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими та глинистими утвореннями, та поведінки вуглеводнів, води і використаних хімічних реагентів для стимулювання газо- та нафтовіддачі під час експлуатаційних робіт і передбачення можливих зрушень екологічної рівноваги при завершенні експлуатації.

8. Розробка наукових основ оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів цих джерел.

Враховуючи відміну у формах локалізації вуглеводнів, пов'язаних з глинистими і сланцевими утвореннями, від традиційних джерел вуглеводнів, залежність об'ємів вилучення вуглеводнів від технологій які використовуються для стимуляції віддачі у продуктивних горизонтах і пластах, необхідно визначити основні параметри для оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів для їх обліку та експлуатації.

9. Геолого-економічна оцінка доцільності використання родовищ вуглеводнів, пов'язаних із сланцями, для забезпечення енергетичних потреб країни.

Ресурси вуглеводнів, зосереджені в глинистих та сланцевих породах, як і ресурси метану у вугленосних товщах є новими джерелами вуглеводнів, які раніше не використовувались в Україні чи використовувались локально. Доцільність використання таких ресурсів, крім власне оцінки загальних об'ємів вуглеводнів із таких джерел, повинна також визначатись із врахуванням технічних, економічних та екологічних чинників, що сприятимуть чи навпаки перешкоджатимуть освоєнню цих ресурсів. Рентабельність майбутніх виробництв має бути оцінена за умови визначення ціни на землю у районах майбутніх промислів, особливо сільськогосподарського призначення, врахування коштів на рентні виплати за іншого відношення до вартості цих земель, розмірів можливої компенсації при екологічних порушеннях та завершенні операційних етапів робіт. Інші чинники повинні використовуватись для оцінки переваг робіт на старих, традиційних промислах, наприклад при роботах по відновленню старих і виснажених свердловин, першочерговому впровадженні, наприклад, методів вилучення метану із вугленосних товщ в районах впливу вугільних шахт як необхідної процедури для забезпечення безаварійної діяльності і підземної розробки вугілля та інші.

3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

3.1. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

З результатів аналізу геолого-геофізичних матеріалів, лабораторних досліджень, а також за комплексом визначених основних та додаткових критеріїв встановлено, що найперспективнішими на сланцевий газ в Україні є такі комплекси: девонський, нижньо-, середньо- та верхньокам'яновугільний – у межах ДДЗ; вендський, кембрійський та силурійський – у межах Волино-Поділля; девонський, візейсько-серпуховський, середньоюрський – у Переддобрудзькому прогині; аптський та альбський – у межах рівнинного Криму. Запропоновано таку методику кількісної оцінки ресурсів сланцевого газу [240].

При підрахунку ресурсів вільного і сорбованого газу в сланцевих відкладах в межах Східного, Західного і Південного НГР України для кожного перспективного комплексу враховано такі параметри [31, 38, 44, 46]:

- площа ділянки;
- глибина залягання комплексу;
- потужність колектору (ефективна);
- коефіцієнт пористості;
- коефіцієнт газонасичення;
- пластова температура;
- пластовий тиск;
- щільність порід.

Підрахунок ресурсів газу сланцевих товщ включає підрахунки по двох категоріях: підрахунок вільного газу в звичайному порово-тріщинному об'ємі та підрахунок газу, що знаходиться в сланцевих відкладах в сорбованому стані. Підрахунок вільного газу здійснюється об'ємним методом за формулою [38, 46, 240]:

$$V_{\text{геол}} = F \cdot h \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} \cdot f \cdot K_{\text{р}}, \quad (3.1)$$

де $V_{\text{геол}}$ – геологічні ресурси газу; F – площа підрахункової ділянки; h – потужність колектору (ефективна); $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт пористості; $K_{\text{г}}$ – коефіцієнт газонасиченості; f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури; $K_{\text{р}}$ – поправка на тиск для приведення об'єму газу до об'єму при стандартному тиску.

За цією формулою визначені ресурси газу для кожного перспективного комплексу [240]. Параметр F визначався шляхом виміру площі ділянки підра-

хунку на плані. Параметри h , K_p , K_r визначалися за даними каротажних діаграм по окремих свердловинах або, якщо такі дані були відсутні, використовувались регіональні карти для окремих горизонтів. На основі проведеного аналізу коефіцієнт газонасиченості для всіх комплексів і ділянок прийнято на рівні 0,55. Параметр f визначався за формулою:

$$f = \frac{273 + t_{ct}}{273 + T_{п}} \quad (3.2),$$

де $t_{ct} = 20^\circ\text{C}$ (середня температура на поверхні), $T_{п}$ – середня пластова температура на підрахунковій ділянці у відповідному продуктивному комплексі, яка визначалась за фактичними даними або за картами температур Р.М. Новосилецького

Поправка на тиск визначалась за формулою

$$K_p = \frac{P_{пл} \alpha - P_k \alpha_k}{P_{ct}}, \quad (3.3)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск (МПа); P_k – кінцевий, залишковий пластовий тиск (в кінці розробки, МПа); α , α_k – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта відповідно для $P_{пл}$ і P_k ; P_{ct} – стандартний тиск, що дорівнює 0,1 МПа; $P_{пл}$ – пластовий тиск брався по фактичних вимірах у свердловинах, а якщо такі дані були відсутні, то цей параметр визначався за формулою

$$P_{пл} = \frac{H\gamma}{10}, \quad (3.4)$$

де H – глибина (м); γ – питома вага пластової води ($\approx 1,05$).

Поправка α – на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта визначається за формулою:

$$\alpha = \frac{1}{Z}, \quad (3.5)$$

де Z – коефіцієнт стисливості газу, залежний від складу газу, тиску і температури; він точно визначається за пластовими пробами лабораторним шляхом; приблизно оцінюється по експериментальних кривих.

За графіками Z визначається таким чином (Інструкція з дослідження газових свердловин):

1. Визначається псевдокритичний (середньокритичний) тиск P_r і псевдокритична (середньокритична) температура T_r . За відносну питому вагу газу по повітрю приймаємо питому вагу метану – 0,60. Таким чином, $P_r = 4,76$ МПа, а $T_r = 200$ К.

2. Маючи P_r і T_r , визначаються приведені псевдокритичні тиск P_R і температура T_R за формулами:

$$P_R = \frac{P_{пл}}{P_r}; \quad T_R = \frac{T_{пл}}{T_r}, \quad (3.6, 3.7)$$

де $P_{пл}$ і $T_{пл}$ – усереднені пластові тиск і температура у відкладах підрахункової ділянки.

3. Для одержаних P_R і T_R за кривими графіка Брауна визначається коефіцієнт стисливості газу Z , а потім α – поправку на відхилення вуглеводневих

газів від закону Бойля–Маріотта ($\alpha = \frac{1}{Z}$), яку і підставляємо в підрахункову формулу.

4. Аналогічно визначається α_k для кінцевого тиску (при тиску на усті свердловини рівному 0,1 МПа).

Для оцінки ресурсів газу в млрд м³ при підрахунку враховані відповідні перерахункові множники.

Для кількісної оцінки ресурсів сорбованого газу сланцевих відкладів проведено аналіз даних по басейнах Північної Америки, наведених в літературних джерелах та безпосередньо отриманих від представників іноземних компаній, що займаються видобутком сланцевого газу. Встановлено, що можлива кількість сорбованого газу в породі описується формулою Ленгмюра і при певному вмісті $S_{орг}$ та температурі змінюється в залежності від тиску. Для різного вмісту $S_{орг}$ ця залежність має різні значення газонасиченості [167].

Як видно з рис. 9, до значень тиску приблизно рівному 15–20 МПа газонасиченість різко зростає, а потім майже не змінюється, що пояснюється наближенням до максимальних сорбційних можливостей породи. Тому значення вмісту сорбованого газу в породі визначено за наведеним графіком, в залежності від середніх термобаричних умов і вмісту органічної речовини. Для підрахунку видобувних ресурсів газу отримані загальні геологічні ресурси $V_{геол}$ помножуються на коефіцієнт вилучення газу $K_{вил.}$, який відповідно до «Методичних вказівок по кількісній оцінці ресурсів ВВ» (1987 р.) для традиційних газових родовищ приймається рівним 0,85.

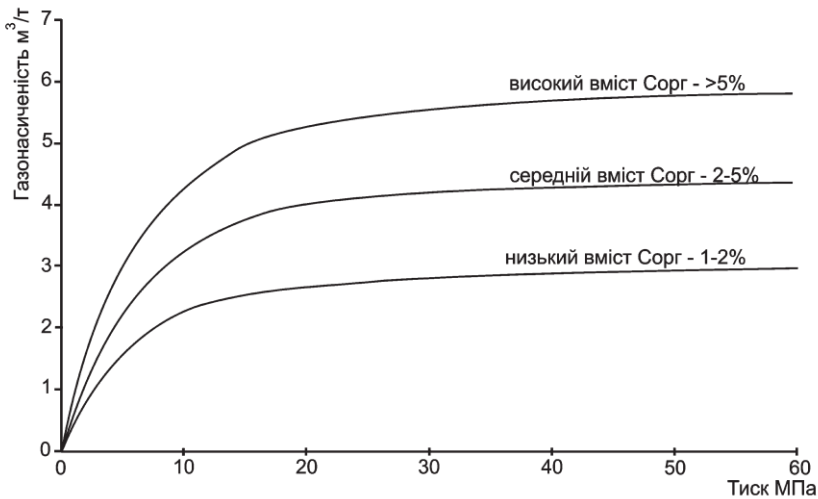


Рис. 9. Залежності Ленгмюра для сорбованого газу

Для газу в сланцевих відкладах коефіцієнт вилучення буде, безсумнівно, меншим. Він приймається авторами на основі методу експертних оцінок серед українських спеціалістів та американського досвіду видобутку такого газу. Зокрема, американські дані показують, що для родовищ щільного газу коефіцієнт вилучення становить 0,25–0,50, а на родовищах сланцевого газу – 0,13–0,79

3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

(в середньому 0,33). В роботі прийняті такі значення коефіцієнтів вилучення: 0,35 – для вільного газу і 0,15 – для сорбованого газу у сланцевих відкладах. Для відповідних значень коефіцієнта вилучення розраховані і величини щільності ресурсів газу на одиницю площі табл. 6–8.

Таблиця 6. Ресурси газу в сланцевих відкладах Східного регіону [78]

Параметри	Комплекси				Всього
	C ₃	C ₂	C ₁	D	
Комплекс					
Площа, км ²	9100	12 350	19 100	5250	
Глибина, м	2000	3700	4000	3900	
Потужність, м	150	180	100	70	
К пористості	0,03	0,03	0,02	0,02	
К газонасиченості	0,55	0,55	0,55	0,55	
Пластова t, °C	65	80	110	90	
Пластовий тиск, МПа	21	39	43	40	
Вміст C _{орг.}	1,1	1,5	3,5	1,1	
Поправка на t	0,867	0,830	0,765	0,807	
Поправка на тиск	227,8	362,9	388,2	367,0	
Газ вільний					
Геологічні ресурси, млрд м ³	4448,5	9206,8	6863,4	1197,6	217 16,4
Видобувні ресурси (K 0,35)	1557,0	3222,4	2402,2	419,2	7600,7
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	171	261	126	80	
Газ сорбований					
Щільність порід	2,3	2,6	2,6	2,6	
Газонасиченість, м ³ /т	2,60	2,28	4,27	1,85	
Геологічні ресурси, млрд м ³	8253,7	13 080,3	21 429,4	1775,7	44 539,1
Видобувні ресурси (K 0,35)	1238,0	1962,0	3214,4	266,4	6680,9
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	136	159	168	51	
Всього					
Геологічні ресурси, млрд м ³	12 702,1	22 287,2	28 292,8	2973,3	66 255,4
Видобувні ресурси (K 0,35)	2795,0	5184,4	5616,6	685,5	14 281,6
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	307	420	294	131	

Таблиця 7. Ресурси газу в сланцевих відкладах Західного регіону [240]

Параметри	Комплекси		Всього
	V+Є	S	
Комплекс			
Площа, км ²	8670	14 500	
Глибина, м	2600	2600	
Потужність, м	50	70	
К пористості	0,025	0,03	
К газонасиченості	0,55	0,55	
Пластова t, °C	64,2	51	
Пластовий тиск, МПа	27	20,7	
Вміст C _{орг.}	2,1	2,0	
Поправка на t	0,869	0,904	
Поправка на тиск	282,21	230,56	

3.1. Методика кількісної оцінки ресурсів сланцевого газу

Продовження таблиці 7

Параметри	Комплекси		Всього
Газ вільний			
Геологічні ресурси, млрд м ³	1462	3492	4954
Видобувні ресурси (К 0,35)	512	1222	1734
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	59	84	72
Газ сорбований			
Щільність порід	2,80	2,74	
Газонасиченість, м ³ /т	2,78	2,68	
Геологічні ресурси, млрд м ³	3374	7453	10 828
Видобувні ресурси (К 0,35)	506	1118	1624
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	58	77	68
Всього			
Геологічні ресурси, млрд м ³	4836	10 945	15 781
Видобувні ресурси (К 0,35)	1018	2340	3358
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	117	161	139

Таблиця 8. Ресурси газу в сланцевих відкладах Південного регіону [240]

Параметри	Передобрудзький прогин			Рівнинний Крим		Всього
	D ₁	C _{1v-s}	J ₂	K _{1ap2-3}	K _{1al2-3}	
Комплекс	D ₁	C _{1v-s}	J ₂	K _{1ap2-3}	K _{1al2-3}	
Площа, км ²	880	575	3343	5253	17 427	
Глибина, м	4000	1800	2000	4200	3800	
Потужність, м	150	50	100	80	150	
К пористості	0,025	0,02	0,03	0,02	0,02	
К газонасиченості	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
Пластова t, °С	78	45	50	130	115	
Пластовий тиск, МПа	38	21	24	40	35	
Вміст C _{орг.}	2,0	1,7	6,5	1,1	1,2	
Поправка на t	0,835	0,921	0,907	0,727	0,755	
Поправка на тиск	357,08	236,33	262,29	360,64	329,18	
Газ вільний						
Геологічні ресурси, млрд м ³	541	69	1312	1098	6498	9518
Видобувні ресурси (К 0,35)	189	24	459	384	2274	3331
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	215	42	137	73	130	120
Газ сорбований						
Щільність порід	2,6	2,4	2,4	2,7	2,6	
Газонасиченість, м ³ /т	2,9	2,7	5,4	2,9	2,85	
Геологічні ресурси, млрд м ³	1011	181	4287	3229	19 497	28 206
Видобувні ресурси (К 0,35)	152	27	643	484	2925	4231
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²						
Всього						
Геологічні ресурси, млрд м ³	1552	250	5600	4327	25 995	37 724
Видобувні ресурси (К 0,35)	341	51	1102	869	5199	7562
Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²	387	89	330	166	298	254

Як видно з таблиць, найбільші ресурси сланцевого газу зосереджені в ДДЗ. Загальні геологічні ресурси становлять тут 66,3 трлн м³, видобувні –14,3 трлн м³. Розподіл по комплексах такий: нижньокам'яновугільний комплекс з видобувними ресурсами 5,6 трлн м³ (39 % загальних ресурсів регіону); середньокам'яновугільний комплекс з видобувними ресурсами 5,2 трлн м³ газу (36 %); ресурси девонського і верхньокам'яновугільного комплексів значно менші й становлять відповідно 0,7 трлн м³ (4,8 %) і 2,8 трлн м³ (19 %).

За щільністю на одиницю площі, яка найкраще характеризує перспективність території, перше місце посідає середньокам'яновугільний комплекс – 420 млн м³/км², друге – верхньокам'яновугільний зі щільністю 307 млн м³/км², на третьому – нижньокам'яновугільний зі щільністю 294 млн м³/км², найменші щільності в девонському комплексі – 131 млн м³/км².

Геологічні ресурси Південного регіону майже в два рази менші – 37,72 трлн м³, видобувні 7,56 трлн м³. Видобувні ресурси альбського комплексу рівнинного Криму сягають 5,2 трлн м³ (69 % загальних ресурсів регіону); середньоюрського комплексу Переддобрудзького прогину – 1,1 трлн м³ (15 %); аптського комплексу рівнинного Криму – 868,6 млрд м³ (11 %); девонського комплексу Переддобрудзького прогину – 341 млрд м³ (5 %); візейсько-серпуховського комплексу – 51 млрд м³ газу (1 %).

Найбільша щільність на одиницю площі припадає на девонській (387 млн м³/км²) і середньоюрській (329 млн м³/км²) комплекси Переддобрудзького прогину; в альбському комплексі рівнинного Криму вона становить 298 млн м³/км², у аптському і візейсько-серпуховському комплексах – 166 млн м³/км² і 89 млн м³/км² відповідно.

У Волино-Подільській області Західного НГР зосереджено 15,8 трлн м³ геологічних або 3,4 трлн м³ видобувних ресурсів, що пов'язано з незначними, порівняно з іншими регіонами, площами розповсюдження та товщинами перспективних відкладів. В межах Волино-Поділля відклади силуру вміщують 2,3 трлн м³ видобувних ресурсів з середньою щільністю 161,4 млн м³/км², венд-кембрійські – 1,0 трлн м³ видобувних ресурсів з середньою щільністю 117,4 млн м³/км².

Таким чином, загальні геологічні ресурси газу в сланцевих відкладах загалом по Україні становлять 119,7 трлн м³, в тому числі видобувні 25,2 трлн м³ [78, 240].

Близький механізм оцінки ресурсів газу сланцевих товщ передбачений в розробках Державної комісії України по запасах корисних копалин [65]. Передбачені такі пошуково-прогнозні критерії виділення перспективних літостратиграфічних комплексів і ділянок газоносних сланцевих товщ:

- наявність бітумогазоносних літостратиграфічних комплексів осадових порід (сланці та аргіліти) з вмістом POP 1–25 %;
- ступінь катагенетичних перетворень відповідає основній фазі газоутворення ($R_o=0,8-2,5$ %);
- низька пористість і проникність;
- вміст глинистої та гідрослюдистої складової не більше 50 %, достатній вміст кварцу;

- глибини залягання достатні для застосування методів штучного розуцільнення продуктивних порід без шкоди для навколишнього природного середовища;
- підвищені значення теплового потоку надр.

Підрахунок ресурсів нетрадиційного газу пропонується проводити об'ємним методом на основі дослідження кернового матеріалу, результатів геофізичних досліджень свердловин і випробування потенційно продуктивних пластів. Вихідними розрахунковими параметрами слугують:

- площа перспективної сланцевої товщі;
- середня загальна товщина сланцевої товщі;
- середньозважена пористість;
- величина пластового тиску;
- коефіцієнт газонасиченості;
- вміст ОР та ступінь її перетворення.

Підрахунок загальних ресурсів газу запропоновано проводити за формулою:

$$Q_{\text{гст}} = S h m K_f (P_n \alpha - P_k \alpha_k),$$

де $Q_{\text{гст}}$ – загальні ресурси газу сланцевих товщ, млн м^3 ; S – площа покладу газу найбільш продуктивних межах сланцевої товщі, м^2 ; h – товщина пористої (продуктивної) частини сланцевої товщі, м; m – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці (приймається середнє значення відкритої пористості в межах газонасиченої сланцевої товщі); K_f – коефіцієнт газонасиченості за даними геофізичних досліджень, частка одиниці (приймається за даними геофізичних досліджень, або умовно 0,5); f – поправка на температуру; P_n – середнє значення початкового пластового тиску у покладі газу сланцевих товщ, МПа (за відсутності фактичних даних приймається на рівні гідростатичного тиску); P_k – кінцевий пластовий тиск, приймається на рівні 0,1 МПа; α , α_k – стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта.

Обчислені загальні ресурси газу сланцевих товщ приводяться до загальноприйнятих стандартних умов ($P = 0,1$ МПа, $t = 20$ °С).

Для оцінки сорбованого та закритого в порах сланцевого газу використовується методика, що основана на об'ємному методі газонасиченості породи:

$$Q = F h \rho_n X_n,$$

де Q – початкові геологічні запаси газу, приведені до стандартних умов, млн м^3 ; F – площа газонасиченості, м^2 ; h – товщина перспективної товщі, м; ρ_n – щільність порід, $\text{кг}/\text{м}^3$; X_n – газонасиченість порід, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Визначення газонасиченості порід здійснюється чи шляхом десорбції керна, відібраного зі збереженням пластових умов, чи на підставі графіків залежності газонасиченості від пластового тиску та вмісту $C_{\text{орг}}$ (залежності Ленгмюра). Для визначення видобувних ресурсів газу приймається коефіцієнт газовіддачі в межах 0,2–0,3.

3.2. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ АЛЕВРО-ПІЩАНИХ ПОРОДАХ

Перспективні на газ ущільнені алевро-піщані породи встановлені в девонському, нижньокам'яновугільному, середньокам'яновугільному та верхньокам'яновугільному комплексах ДДЗ і в кембрійських відкладах Волино-Подільської плити. Методика кількісної оцінки ущільненого газу практично не відрізняється від такої для сланцевого газу [79, 205, 240].

Для оцінки ресурсів газу в млрд м³ при підрахунку враховані відповідні перерахункові множники. Для підрахунку видобувних ресурсів газу отримані загальні геологічні ресурси $V_{\text{геол}}$ помножуються на коефіцієнт вилучення газу $K_{\text{вил.}}$, який для традиційних газових родовищ приймається рівним 0,85.

Для газу в ущільнених алевро-піщаних породах коефіцієнт вилучення буде, безсумнівно, меншим. Він приймається авторами на основі методу експертних оцінок серед українських спеціалістів та американського досвіду видобутку такого газу. Зокрема, американські дані показують, що для родовищ щільного газу коефіцієнт вилучення становить 0,25–0,50 [31]. Бажаючи надати оцінкам найбільшу реальність, автори зупинилися на дещо менших від середнього значення коефіцієнтах вилучення – 0,35 для газу щільних колекторів. Для відповідних значень коефіцієнта вилучення розраховані і величини щільності ресурсів газу на одиницю площі.

Для кожної виділеної високоперспективної зони, розташованих в межах Східного та Західного НГР, був проведений підрахунок ресурсів газу по вказаній вище методиці. Результати даного підрахунку з відповідними вихідними даними по кожній високоперспективній зоні для девонського, нижньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та верхньокам'яновугільного комплексів для Східного регіону та кембрійського комплексу для Західного регіону наведені в табл. 9.

Загальні ресурси газу в ущільнених алевро-піщаних породах палеозойського комплексу в межах високоперспективних зон Східного НГР становлять 9,7 трлн м³, з них видобувні – близько 3,4 трлн м³. Найбільшими перспективами характеризуються середньокам'яновугільні відклади із геологічними ресурсами 5,8 трлн м³, далі верхньо- і нижньокам'яновугільні – 1,8 та 1,7 трлн м³; девонські відклади – 0,4 трлн м³. Видобувні ресурси становлять відповідно 2,0; 0,6 і 0,6 та 0,14 трлн м³.

Загалом загальні ресурси газу ущільнених алевро-піщаних порід Східного регіону (в межах високоперспективних і перспективних зон) оцінюються в 23,8 трлн м³, а видобувні в 8,3 трлн м³, близько половини з яких зосереджено в середньокам'яновугільному комплексі.

Загальні ресурси газу в ущільнених алевро-піщаних породах палеозойського комплексу (кембрійські відклади) в межах виділеної високоперспективної зони для Західного НГР становлять 1,9 трлн м³, з них видобувні – 0,65 трлн м³.

В цілому по Західному НГР загальні ресурси газу ущільнених алевро-піщаних порід (в межах високоперспективних і перспективних зон) оцінені в

Таблиця 9. Оцінка ресурсів газу на високоперспективних ділянках в ущільнених породах палеозойського комплексу Східного та Західного НГР [79]

Комплекс / назва високоперспективної зони	Площа (км ²)	Глибина середня (м)	Товщина колектору ефективна (м)	Коефіцієнт пористості	Коефіцієнт газонасиченості	Пластова температура (°C)	Пластовий тиск (МПа)	Поправка на температуру	Поправка на тиск	Загальні геологічні ресурси, млрд м ³	Видобувні ресурси (К вил. 0,35)	Щільність, МАН м ³ /км ²
Східний НГР (ДДЗ)												
С ₃												
Святогірсько-Артемівська	1170	3000	130	0,06	0,65	60	31,9	0,880	338	1 765,5	617,9	528
С ₂												
Веселівська	420	4000	120	0,06	0,65	90	42,6	0,807	393	623,0	218,0	519
Співаківсько-Артемівська	2390	3500	150	0,06	0,65	75	37,2	0,842	367	4 324,4	1 513,6	633
Кальміус-Торецька	510	2800	150	0,06	0,65	55	29,8	0,893	321	855,0	299,2	587
С ₁												
Солохівсько-Опішнянська	860	4200	50	0,05	0,65	100	44,7	0,786	398	872,8	305,5	355
Катеринівсько-Близнюківська	1060	3800	80	0,05	0,65	90	40,4	0,807	376	837,4	293,1	277
D												
Колайдинцівська	80	4200	150	0,05	0,65	100	44,7	0,786	396	121,3	42,4	530
Боярсько-Шедівська	220	3500	130	0,05	0,65	85	37,2	0,818	360	274,0	95,9	436
Всього по регіону										9 673,4	3 385,7	
Західний НГР (Волино-Поділля)												
Є												
Князівсько-Перемишлянська	1480	2925	110	0,06	0,65	60	31,9	0,880	333	1 859,9	650,9	439,9

2,7 трлн м³, а видобувні 0,85 трлн м³, близько половини з яких зосереджено в середньокам'яновугільному комплексі.

Сумарні геологічні ресурси газу ущільнених порід по всіх регіонах України становлять 26,5 трлн м³, видобувні – 9,2 трлн м³.

3.3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

3.3.1. Огляд існуючих методик і оцінок ресурсів метану

Методика кількісної оцінки ресурсів метану вугільних пластів наводиться за результатами звіту [225].

До 2009 р. затвердженої методики підрахунку запасів метану на вугільних родовищах не було. У зв'язку з цим використовувалася методика, розроблена ДРГП «Донецькгеологія» і ВО «Укрвуглегеологія» [34, 35]. За рідкісним винятком, за нижню межу газоносності при підрахунку запасів вугільного газу в Україні прийнято значення 10 м³/т с. б. м.

У 2009 р. наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 07.11.2008 р. № 523 затверджена Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів (zareestrowana в Міністерстві юстиції України 12.01.2009 р. за № 7/16023) і затверджені методичні вказівки з підрахунку запасів шахтного метану вуглегазових родовищ, згідно з наказом ДКЗ України № 161 від 29.04.2009 р.

На даний час у світі існує велика кількість (понад 150) методик та інструкцій по підрахунку запасів. Більше того, спеціалісти переважно не дотримуються більш-менш усталеної термінологічної понятійної бази у визначенні категорій ресурсів та запасів, плутаючи навіть категорії ресурсів з категоріями запасів та навпаки. Тому звести позиції різних дослідників, навіть працюючих в одному і тому ж осадовому басейні, до одного знаменника не завжди вдається. Нижче, щоб розібратись з проблемою запасів метану в осадовому басейні Донбасу, ми скористаємось вже введеною понятійною базою у вугільній промисловості щодо видобутку метану з вугільних порід [17, 18], якою визначаються поняття ресурсів, геологічних, реальних та видобувних запасів:

- *ресурси вуглеводневих газів* – об'єми метану у вугільних пластах (потужністю 0,1 м і більше в межах глибин оцінки запасів вугілля) розраховані за орієнтовними даними газоносності (метаноемності) або прийняті згідно з методом аналогії;
- *геологічні запаси* – об'єми метану у вугільних пластах потужністю 0,3 м і більше, розраховані за фактичними значеннями газоносності (метаноемності);
- *реальні запаси* – геологічні запаси скоректовані з урахуванням залишкової газоносності;

- *залишкова газонасність* – об'єм газу (метану), який міститься в одиниці об'єму або маси вугілля чи порід, вилучених із свердловини або гірничої виробки без застосування заходів із збереження її природної газонасності, приведеної до нормальних умов, тобто при 20 °С і при 760 мм. рт. ст. ($\text{м}^3/\text{т}$ або $\text{м}^3/\text{м}^3$);
- *промислові (видобувні) запаси* – частина реальних запасів, яка може бути видобута із вугільних пластів потужністю понад 0,3 м із використанням сучасних методів і технічних засобів інтенсифікації припливів і / або технологій шахтної дегазації.

Поняття ресурсів та запасів для нетрадиційних колекторів відрізняються від таких для традиційних. Якщо для традиційного колектору величини запасів та ресурсів залежать від пористості породи-колектору, то для нетрадиційного – від метаноємності вугілля та його здатності віддавати метан.

Вітчизняною методикою передбачається підрахунок ресурсів газу не лише у вугільних пластах, але й у вуглистих породах, тобто в усіх породах з високим вмістом розсіяної органічної речовини. Зони з шарами та прошарками вугілля, поширені в покрівлі вугільних пластів в Донбасі на віддалі до 150–180 м, а від подошви – на глибину до 50–60 м, разом з вугільними пластами приймаються як об'єкти оцінки запасів (ресурсів) газу [17].

Методика зарубіжних фірм («Amoco production Company», «Enron», «Kelt» та ін.) розроблена для видобутку газу безпосередньо з вугільного пласта, не зачепленого процесом експлуатації. При цьому об'єктами видобутку газу служать не шахти, а детально розвідані ділянки, джерелом – газоносне вугілля потужністю не менше 0,3 м, тобто *геологічні* запаси. Видобуток газу з вугілля здійснюється через свердловини, що пробурені із земної поверхні. Інтенсифікація газовіддачі досягається методом гідророзриву вугільних пластів. Цей метод називається безшахтним [17].

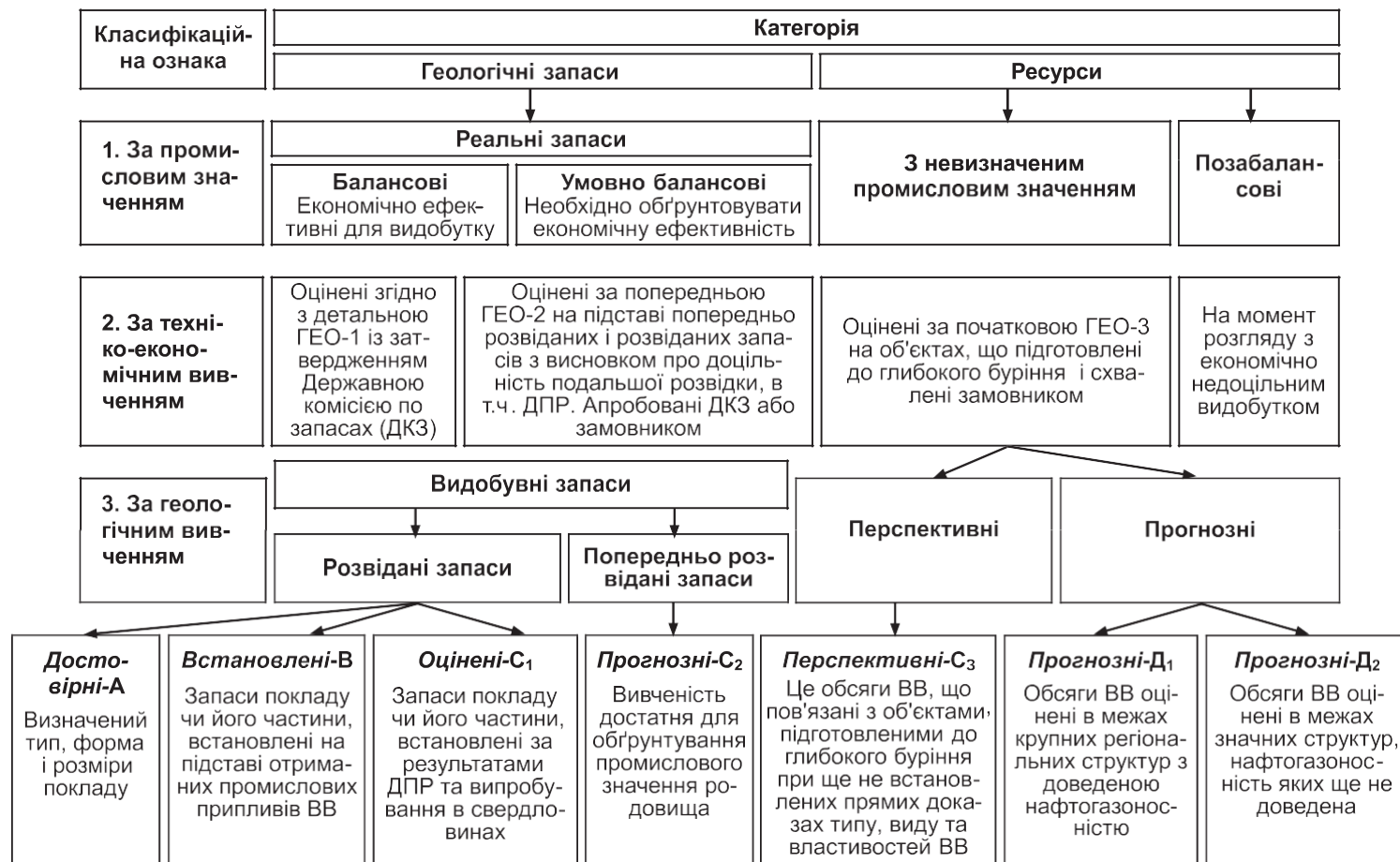
В Україні прийнята наведена нижче класифікація запасів і ресурсів (рис. 10). Інформація про сутність та призначення запасів категорій C_1 , C_2 та C_3 у вугільних пластах наведена в табл. 10. Як правило, лише в результаті пробної експлуатації свердловин отримуються необхідні параметри для переведення ресурсів метану в запаси промислових категорій, а також відпрацьовуються технології освоєння родовища вугільного метану.

Ресурси та запаси. За даними компанії Halliburton обсяги світових запасів метану власне у вугільних пластах становлять близько 210 трлн м^3 , у тому числі в США – більше 19,6 трлн м^3 , з яких рентабельних *видобувних* запасів – близько 2,8 трлн м^3 . За оцінками інших експертів, сумарні *геологічні* запаси вугільного метану в усьому світі, пораховані згідно з кількістю балансового вугілля, становлять близько 32 трлн м^3 [194].

Розрахунок кількості метану, який утворився із розсіяної органічної речовини в Донецькому басейні [17]:

- з промислових вугільних пластів – 22 трлн м^3 ;
- з непромислових вугільних пластів – 24 трлн м^3 ;
- з розсіяної органічної речовини – 231 трлн м^3 .

Всього: 277 трлн м^3 . Але загальна кількість метану, сорбованого вугіллям Донбасу, становить лише 1,3 трлн м^3 (оцінка вітчизняних спеціалістів).



ГЕО – геолого-економічна оцінка; ДПР – дослідно-промислова розробка.

Рис. 10. Схема класифікації ресурсів та запасів згідно з Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів (1998 р., 2009 р.) з доповненнями

Таблиця 10. Визначення категорії запасів шахтного метану за ступенем геологічного вивчення згідно з Інструкцією із застосування Класифікації запасів і ресурсів (2009 р.)

Категорія запасів	Визначення	Використання
C ₁ розвідані	Запаси шахтного метану, що будуть вилучені під час розробки розвіданих балансових вугільних пластів із запасами класу 111 та 121	Для опрацювання проектів вентиляції і дегазації видобувних гірничих виробок під час розробки вугільних пластів
C ₂ попередньо розвідані	Запаси шахтного метану, що будуть вилучені під час розробки попередньо розвіданих балансових вугільних пластів із вірогідними запасами класу 122	Для визначення промислового значення запасів та доцільності подальшого геологічного вивчення та видобутку
C ₃ перспективні ресурси	Запаси шахтного метану, що можуть бути вилучені під час розробки попередньо розвіданих балансових вугільних пластів з вірогідним запасами класу 122 (ступінь геологічного вивчення метаноносності не відповідає вимогам Інструкції)	Для визначення промислового значення запасів та доцільності подальшого геологічного вивчення та видобутку

Ресурси. В колекторах карбонової товщі Донбасу, за даними УкрНДІГаз, міститься 25,538 трлн м³ метану, а за даними ВО «Укрвуглегеологія» – 11,86 трлн м³ (табл. 11).

Таблиця 11. Ресурси газу в колекторах карбонової товщі Донбасу згідно з даними УкрНДІГаз та «Укрвуглегеологія» (Конарев В.В.)

Колектори	УкрНДІГаз		ВО «Укрвуглегеологія»	
	мрда м ³	%	мрда м ³	%
Вугільні пласти потужністю більше 0,3 м	1164	4,6	1460	12,3
Вугільні пласти потужністю менше 0,3 м	3374	13,3	—	—
Вмісні породи	20 820	82,1	9740	82,1
У водорозчинному стані	—	—	460	3,9
Вільний газ у пісковиках і геологічних пастках	—	—	200	1,7
Всього вуглепородний масив	25 538	100,0	11 860	100,0

Розбіжність в оцінках можливо пояснюється відмінностями у використанні глибини оцінки. Так, Н.В. Жикаляк [39] наводить такі дані: на глибинах 0,5–1,8 км знаходиться 12,0 трлн м³ метану, а на глибинах 0,5–4,0 км – 25,4 трлн м³ (табл. 12). Ці величини досить добре співвідносяться з наведеними в табл. 11.

Найбільша кількість газу міститься у вмісних породах – 82,1%. Але коефіцієнт переводу ресурсів у запаси для вмісних порід малий, тому в кінцевому рахунку запаси метану у вугіллі та пісковиках стають співмірними.

Щодо пісковиків, то, на думку А.М. Ковалю (2008 р.), низька пористість (менше 5–7%) у пісковиках починає домінувати при катагенезі, що відповідає марочному складу вугілля К (коксове) та вище. Про наявність значних запасів ВВ у таких пісковиках свідчать такі факти. Шахти, що розробляють вугільні

пласти на південних крилах Кальміус-Торецької котловини (наприклад у м. Донецьк), при видобуванні вугільного пласта на площі 1 км² вилучають супутньо 200–500 млн м³ вуглеводневого газу із вмісних ущільнених порід. Площа порід, суцільно насичених вуглеводневим газом, в районі ДСС на глибинах до 2–3 км становить кілька тисяч квадратних кілометрів, а ресурси такого газу вимірюються трильйонами кубометрів.

Таблиця 12. Структура ресурсів та геологічних запасів метану в Донбасі (трлн м³) [39]

1. Загальні ресурси газу–метану у всій кам'яновугільній товщі Донбасу:	
на глибинах 0,5–1,8 км	12,0
на глибинах 0,5–4,0 км	25,4
2. Геологічні ресурси (запаси) газу-метану на всій території	6,5–8,0
3. Геологічні ресурси (запаси) газу-метану лише на полях шахт та перспективних ділянках, в тому числі:	3,7–4,0
• сорбованого вугіллям метану при природній газонасності вугілля більше 10 м ³ /т с. б. м.	1,083
• скупчень вільного газу – метану у вуглевмісних пісковиках привідкритій їх пористості більше 5 % (дані УкрНДІГаз)	0,140
• у вмісних породах вугленосних товщ, не менше	2,500

Багато газу (13,3 %) за даними УкрНДІГаз вміщують малопотужні (менше 0,3 м) вугільні пласти, тоді як на робочі пласти (>0,3 м) припадає лише 4,6 % ресурсів. ВО «Укрвуглегеологія», не надає оцінок вмісту газу в малопотужних вугільних пластах, але перспективність робочих вугільних пластів оцінює приблизно в 2,5 рази вище (12,3 % проти 4,6 %). В кількісному виразі в робочих вугільних пластах УкрНДІГаз дає 1,164 трлн м³, а ВО «Укрвуглегеологія» – 1,46 трлн м³, до того ж остання оцінка стосується, як підкреслювалося вище, менших глибин оцінки, а саме 0,5–1,8 км. Такі розбіжності свідчать про недосконалість методики оцінювання ресурсів. Розподіл ресурсів по промислових районах наведено у табл. 13.

Ресурси вільного газу (1,7 % від загальних) ВО «Укрвуглегеологія» оцінює величиною 0,2 трлн м³, з них розвіданих – 0,18 трлн м³. Як бачимо, вільний газ, що контролюється традиційними (антиклінальними та неантиклінальними) пастками, скоріш за все не має самостійного пошукового інтересу, а повинен опішукуватися попутно з нетрадиційним газом.

Треба уточнити, що запаси вільного газу знаходяться переважно на периферії Донбасу. Так, лише з певною умовністю можна відносити до Донбасу Зачепілівсько-Левенцівську зону, в межах якої знаходяться два десятки перспективних структур, в 13 з яких відкриті газові і газоконденсатні родовища з початковими розвіданими запасами вільного газу від 0,4–0,7 млрд м³ (Голубівське, Миколаївське родовища) до 7,0–17,6 млрд м³ (Кременівське, Пролетарське).

На північних окраїнах Донбасу в Луганській області в принасувній зоні, що простяглася з південного сходу на північний захід на 350 км при ширині зони від 10 до 35 км, відкрито 15 газоконденсатних родовищ з початковими розвіданими запасами від 1,3–2,1 до 7,8–10,5 млрд м³ переважно у відкладах московського та башкирського ярусів середнього карбону [17, 18].

Таблиця 13. Обсяги та щільності ресурсів вуглеводневих газів у вугільних пластах (Коваль А.М., 2008 р.)

ГПР	Ресурси, млрд м ³	Щільність ресурсів, млн м ³ /км ²
Павлоградсько-Петропавлівський	31	12
Красноармійський	187	98
Красноармійський Західний	35	53
Південно-Донбаський	172	54
Донецько-Макіївський	72	133
Центральний	142	172
Лисичанський	42	142
Мар'ївський	60	79
Алмазний	58	152
Луганський	40	43
Селезньовський	103	152
Краснодонський	66,5	55
Боково-Хрустальський	61	40
Всього:	1069,5	

Антиклінальні структури Донецької складчастої споруди, південної та північної зон дрібної складчастості як потенційні вмістилища запасів вільного газу, представляють значно менший пошуковий інтерес щонайменше з двох причин:

- відсутності регіональної нижньопермської екрануючої товщі на склепінєвих частинах структур, оскільки тут на поверхню, частіше всього, виходять кам'яновугільні відклади;
- нерідко круті нахили крил структур і постседиментаційне (після нижньопермського часу) їх формування, що також не сприяло збереженості покладів ВВ в цих структурах; тому і для антиклінальних об'єктів основними резервуарами метану є нетрадиційні – малопроникні пісковики, сланці, вугільні пласти, хоч за межами вугільного Донбасу останні набувають підпорядкованого значення.

Геологічні запаси. Геологічні запаси метану приблизно в 2–3 рази менші величини ресурсів і для всієї території Донбасу становлять 6,5–8,0 трлн м³ [39]. З цих запасів половина (3,7–4,0 трлн м³) міститься на полях шахт та на перспективних ділянках. Конарев В.В. (2009 р.) із загальних ресурсів газу в Донбасі розміром 22,2 трлн м³ виділяє промислових запасів (тобто в нашій класифікації – геологічних) – 11,6 трлн м³ (табл. 14).

Таблиця 14. Геологічні та реальні запаси метану Донбасу (трлн м³) (Конарев В.В., 2009 р.)

Загальні ресурси в породах та вугільних пластах:	22,2
у тому числі промислові (геологічні запаси)	11,6
у тому числі придатні для видобутку (реальні) (коефіцієнт 0,3)	3–3,7

Треба зазначити, що в структурі геологічних та реальних запасів знаходиться метан як вугільних пластів, так і вмісних порід. Якщо реальні запаси метану

3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

у власне вугільних пластах становлять близько 1 трлн м³, то 2,0–2,7 трлн м³ метану припадає на вмісні породи. Але метаноємність пісковиків на порядок менша, тому реальних запасів у них менше, ніж у вугільних пластах. Запаси, що придатні до видобутку, у 3–4 рази більші підтверджених запасів природного газу в Україні (1,118 трлн м³).

Кількість сорбованого вугіллям метану при природній газоносності вугілля більше 10 м³ на т. с. б. м становить 1,083 трлн м³. Оскільки ресурси газу у вугільних пластах за даними УкрНДІГаз становлять 1,164, а за даними ВО «Укр-вуглегеологія» – 1,46 трлн м³ (це по всій території Донбасу), то можна зробити висновок, що в межах існуючих шахт і перспективних ділянок зосереджені практично всі геологічні запаси сорбованого вугіллям метану. При справедливості такого висновку коефіцієнт переводу ресурсів у геологічні запаси для сорбованого вугіллям метану в середньому дорівнюватимуть:

$$1,083 : (1,164 + 1,46) / 2 = 0,825, \text{ тобто досить високий.}$$

Якщо в межах шахт і перспективних ділянок зосереджено 1,083 трлн м³ метану, то в межах найперспективніших геолого-промислових районів – 0,8553 трлн м³, більше 80 % геологічних запасів метану вугільних пластів (табл. 15).

Таблиця 15. Ресурси метану у вугільних пластах [40]

ГПР	Кількість вугільних пластів	Ресурси метану у вугільних пластах, млрд м ³
Червоноармійський	33	231,5
Донецько-Макіївський	59	202,1
Центральний	46	84,8
Торезько-Сніжнянський	39	37,5
Лисичанський	25	22,5
Луганський	39	47,5
Алмазно-Мар'ївський	53	81,2
Краснодонський	24	56,2
Боково-Хрустальний	31	40,1
Селезнівський	32	51,9
Всього:		855,3

По вільному газу-метану у вуглевмісних пісковиках при їх пористості більше 5 % геологічні запаси на полях шахт і перспективних ділянок становлять 0,14 трлн м³ метану. Враховуючи, що всі ресурси вільного метану по всій території Донбасу становлять 0,2 трлн м³, можна зробити висновок, що коефіцієнт переводу ресурсів вільного метану у геологічні запаси має бути близьким до одиниці.

У вмісних породах шахт та перспективних ділянок за прогнозами Жикаляка Н.В. [39] зосереджено 2,5 трлн м³ метану. Коефіцієнт переводу ресурсів метану вмісних порід у геологічні запаси складе (див. табл. 12):

$$(2,5 \times 2) : (20,82 + 9,74) / 2 = 0,32$$

Для перерахунку прийнято, що газоносність вмісних пісковиків приблизно однакова по всій території Донбасу.

За оцінкою І. Ященко (2009 р.) загальні ресурси газу метану вугільних родовищ України становлять 12,0 трлн м³, у тому числі ті, які потенційно можна видобути – 1,1 трлн м³ (у тому числі запаси на діючих шахтах – 0,134 трлн м³). Автономов К. (2009 р.) також оцінює запаси шахтного метану в 12,0 трлн м³, у тому числі придатні для видобутку – в 1 трлн м³.

За оцінкою Ковалю А.М. (2008 р.) величина реальних запасів у вугільних пластах (робочих і неробочих) становить 1,178 трлн м³, але у вугільних пластах промислової потужності зосереджено лише 0,608 трлн м³ (табл. 16). Окрім цього на більших глибинах (більше 1800 м) прогнозується наявність ще до 1 трлн м³ метану.

Видобувні запаси. Загальні підраховані (видобувні) запаси метану в Донбасі, включаючи вугільні і неугільні пласти становлять 1,2 трлн м³, що дорівнює приблизно третині реальних запасів (табл. 17).

Таблиця 16. Структура запасів метану в Донбасі (трлн м³) (Коваль А. М., 2008 р.)

Сумарні ресурси вуглеводневого газу у вугільних пластах до глибин 1600–1800 м: у тому числі: у вугільних пластах промислової потужності у неробочих пластах	1,178 0,608 0,570
Крім того, за контуром оцінки запасів вугільних пластів (на більших глибинах) прогнозується:	0,916

Таблиця 17. Підраховані запаси метану (трлн м³) [40]

Геологічні запаси	11,9
Реальні запаси	3,7
Підраховані запаси, у тому числі:	1,2
- на полях діючих шахт	0,97
- в межах ресурсів вугілля	0,208

Згідно з Державного балансу запасів на діючих шахтах і резервних ділянках на 01.01.2010 р. зосереджено приблизно 0,308 трлн м³ видобувних запасів вугільного метану (табл. 18).

Таблиця 18. Структура запасів вугільного метану Донбасу на діючих шахтах і резервних ділянках згідно з Державним балансом запасів на 01.01.2010 р. (млрд м³)

Категорія запасів	Запаси	У тому числі запаси, що розробляються
C ₁	162	64
C ₂	117	48
C ₂ пл. суп	36	29
C ₁ + C ₂ + C ₂ пл. суп	308	141

Примітка. Кількість об'єктів, всього – 183, у тому числі, що розробляються – 95; видобуток за 2009 р. – 0,052 млрд м³; втрати внаслідок видобутку вугілля (погашено) за 2009 р. – 0,538 млрд м³

Якщо обмежитись найперспективнішими територіями Донбасу площею 8133,8 км² (табл. 19), то видобувні запаси метану вугільних пластів робочої потужності за категоріями С₁ + С₂ становлять 0,216 трлн м³, а у неробочих пластах – 0,383 трлн м³. Наведемо також дані підрахунку видобувних запасів у межах окремої шахти (шахта імені О.О. Скочинського, 2010р.), табл. 20.

Таблиця 19. Дослідний підрахунок запасів та ресурсів газу по вугільних пластах до відмітки –1800 м [19]

Категорія	Ресурси (запаси) метану (млрд м ³)	
	по робочих вугільних пластах	по неробочих вугільних пластах
С ₁	72,22	93,71
С ₂	143,40	289,24
С ₃	247,13	256,55
Д ₁	50,27	79,79
Д ₂	19,57	19,18
С ₁ + С ₂	215,62	382,95
С ₂ + Д ₁ + Д ₂	316,96	755,52

Примітка. Територія сумарною площею 8133,8 км² включала Красноармійський північний, південний та західний підрайони, Південно-західну вільну площу, Південнодонбаський ГПР, західну частину Донецько-Макіївського ГПР, Південну вільну площу.

Таблиця 20. Запаси метану на полі шахти імені О.О. Скочинського станом на 01.01.2008 р. згідно з Держбалансом запасів на 01.01.2010 р.

Ресурси (запаси)	Ресурси (запаси) метану (млрд м ³) категорії			
	С ₁ – розвідані (оцінені)	С ₂ – попередньо розвідані (прогнози)	С ₃ – перспективні	Д ₁ – прогнози
Балансові запаси метану у вугленосних пластах та їх супутниках	0,786	2,815	-	-
Ресурси з невизначеним промисловим значенням у вугільних пластах та їх супутниках	-	1,981		
У витриманих горизонтах пісковиків світи С ₂ ³ підраховано: ресурси метану (перспективні) ресурси метану (прогнози)	-	-	23,888	- 4,265

Як бачимо, за категорією С₂ видобувні запаси становлять близько 4 млрд м³ метану. Окрім цього, можна очікувати, що і перспективні ресурси в пісковиках можуть додати до видобувних запасів близьку до названої величину, що дозволяє оцінювати видобувні запаси шахти обсягом близько 7 млрд м³ метану.

3.3.2. Принципи оцінки ресурсів вугільного газу

Для підрахунку ресурсів вугільного газу необхідно враховувати такі вихідні дані:

- природна газоносність пластів приймається за даними випробування;
- для невипробуваних пластів показники їх газоносності приймаються за аналогією з суміжними або зближеними вивченими пластами;

- коли газонасиченість вугільних пластів вивчена недостатньо або прийнята за аналогією зі зближеними пластами, підраховані запаси метану належать до категорії C_2 ;
- запаси газу, підраховані в пластах із забалансовими запасами вугілля і в неробочих пластах, належать до категорії C_2 .

У 1988 р. Мінгео СРСР прийняло «Методичне керівництво з оцінки ресурсів вуглеводневих газів вугільних родовищ як супутньої корисної копалини». В 1987 р. ДКЗ при Раді Міністрів СРСР розробила і ухвалила обов'язкові для всіх відомств «Тимчасові методичні вимоги до геолого-економічної оцінки і підрахунку запасів метану у вугільних пластах». Об'єктами підрахунку ресурсів є:

- газу, що містяться в кондиційних пластах вугілля при газонасиченості 10 м³/т с. б. м. та більше (виключаючи зони розвитку високометаморфізованих антрацитів 11А-14А);
- газу, що містяться у вугільних пропластках потужністю від 0,1 м і вище;
- розсіяні газу, що містяться у вуглевмісних породах (вуглистих і безвуглистих);
- скупчення вільних вуглеводневих газів.

Методика оцінки. Оцінка прогнозних ресурсів вільних газів виконується в межах глибин оцінки ресурсів і запасів вугілля. Кількість газу, що міститься у робочих вугільних пластах, підраховується за формулою:

$$Q_p = p \cdot x_{\text{вуг.}} \cdot \frac{100 - (A^d + W^{\text{max}})}{100},$$

де Q_p – ресурси газу у робочих вугільних пластах, млн м³; p – запаси або ресурси вугілля в пластах, млн т; $x_{\text{вуг.}}$ – газонасиченість вугільних пластів, м³/т с. б. м.; A^d – середньопластова зольність вугілля, %; W_{max} – середньопластова максимальна вологоємність вугілля, %

Рівняння для оцінки ресурсів метану в неробочих пластах і прошарках ($Q_{\text{нр}}$) має вигляд:

$$Q_p = Q_{\text{н}} \cdot \lambda,$$

де λ – відношення сумарної потужності (або запасів) неробочих пластів до робочих.

Розрахунок кількості розсіяних газів у вуглевмісних породах здійснюється по задалегідь визначеній їх природній газонасиченості за формулою:

$$Q_{\text{н}} = S \cdot H \cdot 2,5 \cdot x_{\text{н}},$$

де $Q_{\text{н}}$ – ресурси розсіяних вуглеводневих газів у вуглевмісних породах, млн м³; S – площа ділянки, шахтного поля, м²; H – потужність вугленосних відкладів, які залучаються в дегазацію, м; 2,5 – середня щільність порід, т/м³; $x_{\text{н}}$ – природна газонасиченість порід, м³/т.

Оцінка ресурсів вільного газу, накопиченого в пастках, проводиться за допомогою об'ємного методу за формулою:

$$V = S \cdot H_{\text{ср}} \cdot K_{\text{п}} \cdot K_{\text{г}} (P_0 \cdot \alpha_0 - P_{\text{к}} \cdot \alpha_{\text{к}}) \cdot f,$$

де V – об'єм газу, що вилучається, м³; S – площа накопичення вільного газу, м²; $H_{\text{ср}}$ – середня газонасичена потужність пласта, м; $K_{\text{п}}$ – середній коефіцієнт

відкритої пористості; K_r – середній коефіцієнт газонасиченості; P_0 – середній початковий пластовий тиск в газовому покладі, $1 \cdot 10^5$ Па; P_k – середній залишковий тиск в пласті при встановленні на усті свердловини тиску $1 \cdot 10^5$ Па; α_0 і α_k – поправки на відхилення стану пластового газу від закону Бойля–Маріотта для тисків P_0 і P_k ; f – поправка на температуру при приведенні об'єму газу до стандартної температури

Параметри для розподілу вугільних пластів на робочі і неробочі. Вугільний пласт є робочим, якщо його потужність (сума потужностей пропластків при складній будові) $\geq 0,45$ м, а середньопластова зольність, включаючи породні прошарки і вуглисті пачки в покрівлі і підшві, не перевищує 40 %. При потужності пласта менше 0,45 м або коли середньопластова зольність перевищує 40 % пласт належить до неробочих. Малопотужні вугільні пласти гірше піддаються гідророзривам, тому належать до позабалансових.

3.3.3. Висновки

1. За різними оцінками загальні прогнозні ресурси метану в породах і вугільних пластах вугленосних відкладів Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м становлять від 4–6 до 22 трлн м³, а промислові – 11,9 трлн м³, із яких 3,3 трлн м³ придатні до вилучення. Близько 1,0 трлн м³ газу оцінюються як видобувні.

2. Цей газ зосереджений в основному в трьох типах природних газових резервуарів. Перший – традиційний, пов'язаний переважно з теригенними породами з кондиційними колекторами та прийнятною для вилучення з них газу проникністю, який вміщує вільний газ, тому потребує наявності пасткових умов. На даний час переважно по периферії Донбасу розвідано понад 30 родовищ вільного метану із загальними запасами вільного газу 180 млрд м³, у тому числі виявленими – 60 млрд м³. Вважається, що із загальної суми промислових ресурсів в 11,9 трлн м³ в Донбасі на вільний газ припадає приблизно 5–15 %, або ж приблизно 0,98 трлн м³. Не виключено, що видобувні запаси вільного газу в Донбасі виявляться незначними в порівнянні з промисловими, оскільки внаслідок зруйнованості первинних покладів запаси вільного газу розосереджені у великій кількості дуже дрібних малорентабельних вторинних покладів.

3. Другий тип – ущільнені пісковики, які характеризуються достатньою для вмісту промислових запасів метану пористістю. Із 11,9 трлн м³ промислових ресурсів метану в Донбасі найбільша частка припадає на резервуари цього типу – 8,838 трлн м³. Але метаноємність цих резервуарів невисока. Прогнозні обсяги метану в малопроникних пісковиках, рівноцінних за видобувними характеристиками метану вугільних пластів, становлять 0,93 трлн м³, тобто приблизно стільки ж промислових ресурсів, скільки їх міститься у вигляді вільного газу в традиційних пастках ВВ. При застосуванні сучасних технологій вилучення видобувні запаси метану з малопроникних пісковиків можуть становити до 30–40 % від промислових запасів. Попутно буде вилучатися метан із покладів вільного газу, а також не оцінений окремо сланцевий газ, що в сумі дозволяє прогнозувати видобувні запаси в обсязі не менше 0,5–0,6 трлн м³.

4. Третій – вугільні пласти з сорбованим газом, які можуть не мати ані пористості, ані проникності, але в реальності характеризуються деякою первинною чи набутою (постседиментаційною) тріщинуватістю, яка не забезпечує необхідної для вилучення метану проникності і загалом не є промисловим колектором, але створює сприятливі передумови для вилучення метану з вугільного пласта в результаті проведення гідророзриву. Власне вугільні пласти за видобувними властивостями вміщують найбільше промислових ресурсів метану – 1,39 трлн м³. При застосуванні сучасних технологій вилучення видобувні запаси метану з вугільних пластів можуть скласти 30–40 % промислових, тобто 0,42–0,56 трлн м³.

5. Таким чином, ресурси що потенційно можуть вилучатися свердловиною дегазацією, тобто реальні запаси, мають такий вигляд: у вугільних пластах – 1,39 трлн м³, у малопроникних пісковиках – 0,93 трлн м³, у традиційних колекторах (вільний газ) – 0,98 трлн м³. Всього: 3,3 трлн м³. Це у 3 рази більше підтверджених запасів природного газу в Україні (1,118 трлн м³), що свідчить на користь перспективності постановки пошукових робіт на метан вугільних товщ Донбасу. Видобувні запаси із всіх трьох типів колекторів можуть скласти близько 1 трлн м³.

6. Проблему ресурсної вуглеводневої бази для осадової товщі Донбасу більш-менш задовільно вивчено лише для вугільних резервуарів. Однак лишається багато нев'яснених питань – від термінологічних неоднозначностей до проблем підрахунку запасів за їх категорійністю. Щодо інших вище названих типів природних газових резервуарів, то для підрахунку ресурсів (запасів), що вони вміщують, перш за все необхідна інвентаризація пластів малопроникних, але перспективних пісковиків та сланцевих товщ по всій території Донбасу.

7. Важливою проблемою є нерозробленість методик підрахунку ресурсів та запасів метану. Наразі підготовлена нормативно-методична база тільки для підрахунку і державного обліку видобувних запасів шахтного метану. Потребують розробки методики підрахунку запасів для:

- метану свердловинного видобувного – метану вугільних товщ, що видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні в процесі випереджаючої і супроводжуючої видобуток вугілля дегазації;
- метану техногенних покладів у розвантажених зонах вуглепородних масивів діючих та закритих шахт, що видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні в процесі постексплуатаційної дегазації;
- метану природних покладів у непорушених вуглепородних товщах, що видобувається за технологіями нафтогазового видобутку.

8. Організація пошуково-розвідувального та експлуатаційного процесу із залученням нетрадиційних природних резервуарів не повинна орієнтуватися лише на один тип резервуара. В процес вивчення мають залучатися всі можливі типи резервуарів ВВ, які досягаються сучасним бурінням. Природно, що і технології буріння мають адаптуватися до цих більш складних умов для розкриття та вилучення ВВ з різнотипних пластів-колекторів.

3.4. ДОСВІД ПОЛЬЩІ В ОЦІНЦІ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

В Польщі можливі ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу пов'язані з широкою смугою ордовицьких і силурійських сланців, яка протягується в північно-північно-західному напрямку від кордонів з Україною до Балтійського моря. Ордовицько-силурійський басейн, приурочений до крайової, заглибленої частини Східноєвропейської платформи, за вмістом розсіяної органічної речовини поділяється на північно-західну (балтійську) і південно-східну (люблінську) частини (рис. 11) [171–173].

В межах цього басейну у 2013 р. з горизонтальної свердловини Любоціне-РБНІ6 отримано потік газу, триває вибір гідророзривного розчину в свердловині Любоціне-2Н. У зв'язку з цим актуальною є розробка методики оцінки ресурсів сланцевого газу і переоцінка таких ресурсів, яка була проведена польськими дослідниками [153]. При розробці методики автори виходили з порозуміння докорінної відмінності конвекційних та неконвекційних покладів вуглеводневої сировини, яка полягає в тому, що конвекційні родовища в межах седиментаційного басейну мають обмежений простір, чітко визначені розміри і запаси, а неконвекційні не мають. Підрахунок запасів газу здійснюється на площі, обмеженій критерієм термічної зрілості – за максимальну зрілість, при якій можуть існувати поклади природного газу, прийнято 3,5 % R_o , а як умовну межу зони насичення природним газом і нафтою прийнято ізолінію термічної зрілості 1,1 % R_o (рис. 12).

Раніше підрахунки запасів сланцевого газу наводилися в таких звітах: Wood Mackenzie [193], Advanced Resources International Inc. [156], звітах Американської інформаційної агенції (EIA) [155], PIG [123], Американської геологічної служби (USGS) [143]. З них найбільший інтерес представляють три останніх.

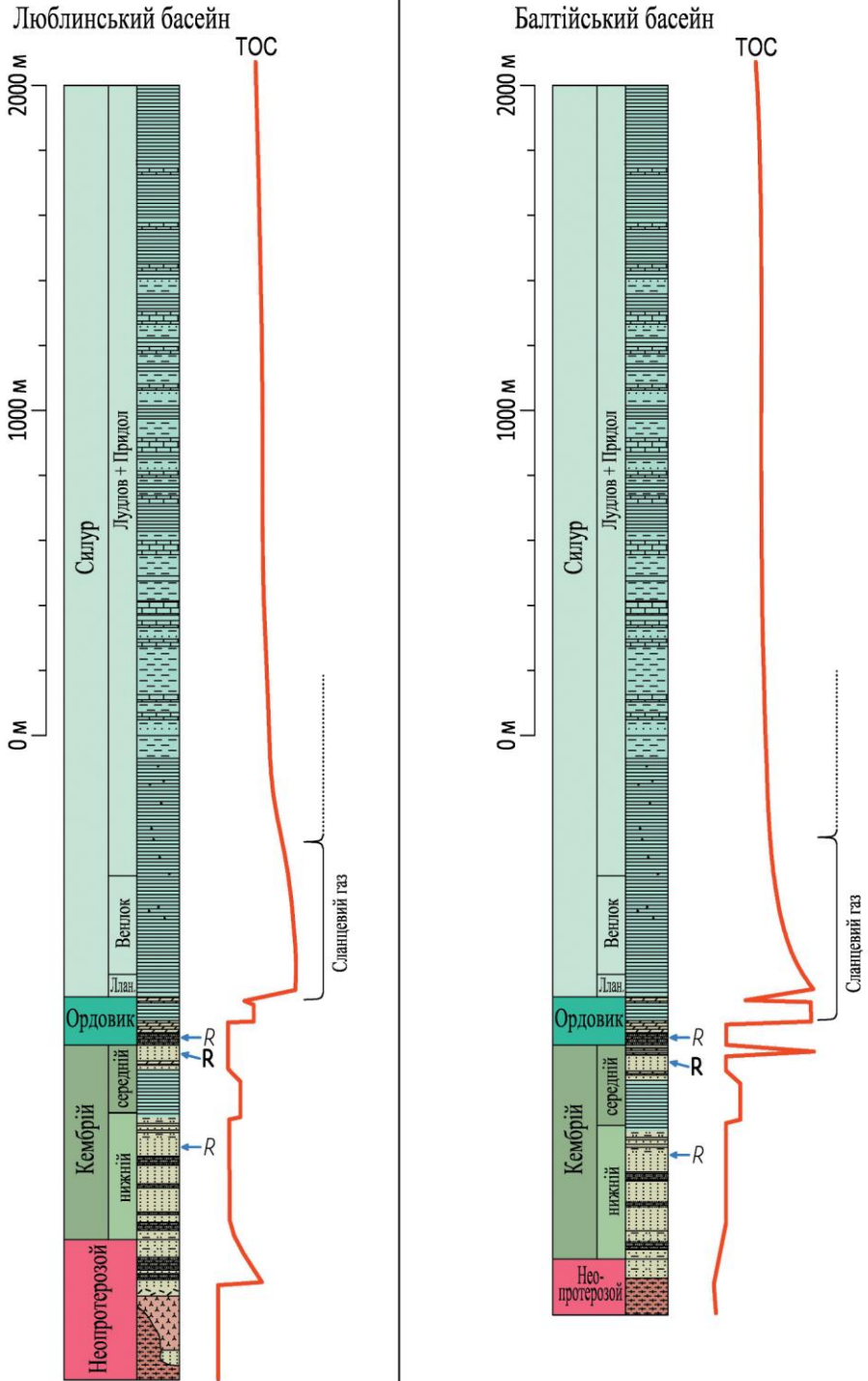
У звіті EIA наведена найвища оцінка запасів сланцевого газу в польському ордовицько-силурійському басейні – 5,3 трлн m^3 (табл. 21). Можливе завищення запасів у звіті може бути викликано такими чинниками: завищення розмірів перспективної площі та значення TOC, припущення існування надмірних тисків, завищений коефіцієнт видобування газу (23,5 %).

Звіт PIG ґрунтувався на методиці оцінки запасів газу в сланцях, яка застосовується і вдосконалюється USGS багато років. Результати звіту неоднозначні, вони оцінюються як занадто оптимістичні [134, 188] (табл. 22).

Звіт USGS. Остання оцінка газового потенціалу ордовицько-силурійських сланців на території Польщі була проведена USGS в липні 2012 р. [188]. У цьому звіті наведено найнижчі видобувні запаси газу; оцінка газового потенціалу фактично вказує на нестачу видобувних запасів газу (38 млрд m^3). В звіті враховано специфіку польських сланців, де поряд з газом знаходяться конденсати, супутній

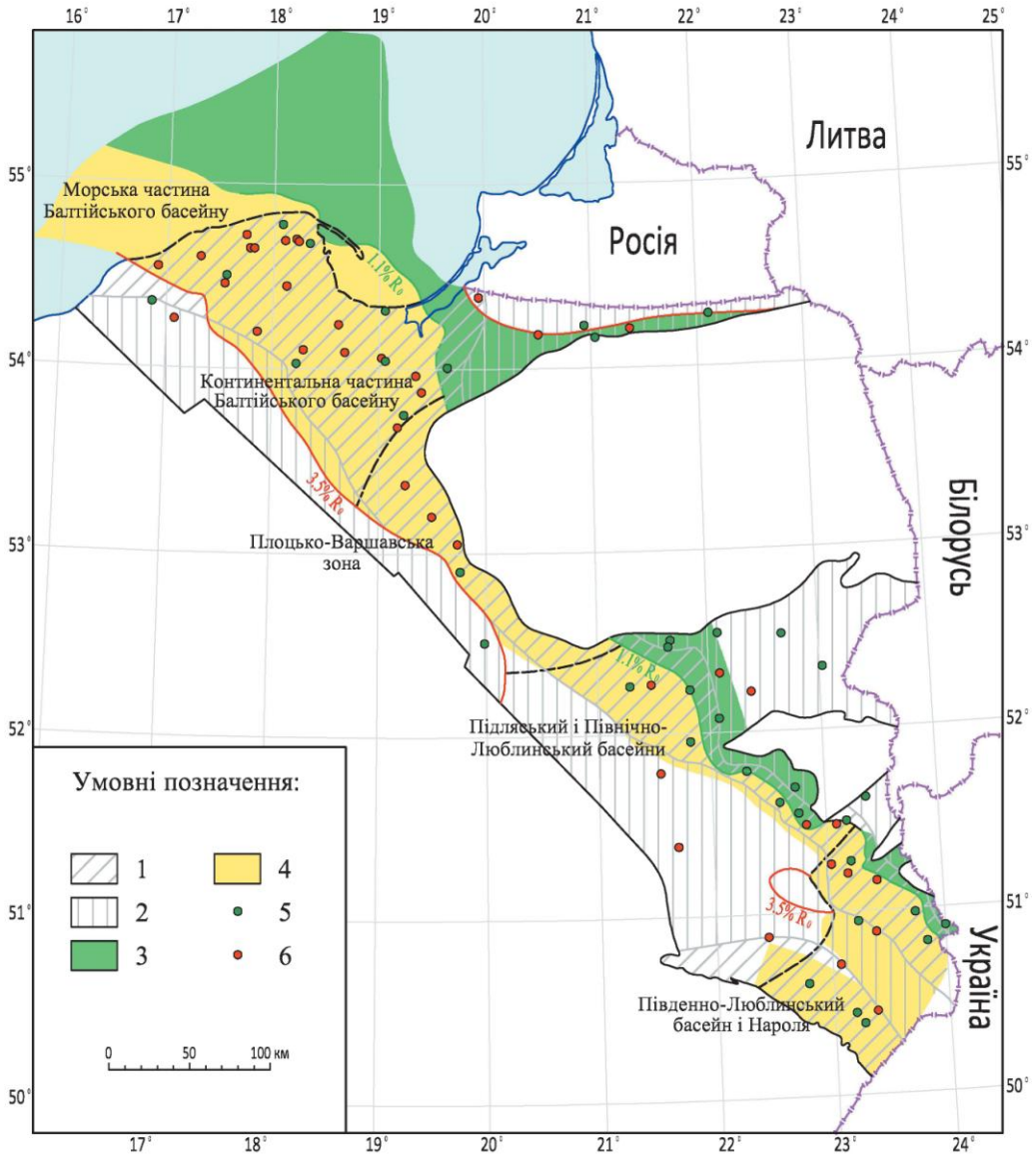
Рис. 11. Літостратиграфічні колонки нижнього палеозою Люблінського і Балтійського басейнів [172]

1 – сланці; 2 – алевроліти; 3 – вапняки; 4 – мергелі; 5 – пісковики і конгломерати; 6 – піщанисті сланці; 7 – базальти і туфи; 8 – консолідований фундамент; 9–10 – потенційні резервуари вуглеводнів: головні (9), другорядні (10).



Умовні позначення:





1 – площі з попередньо підтвердженими перспективами природного газу в сланцях нижнього палеозою; 2 – площі з невизначеними, або негативними перспективами природного газу в сланцях нижнього палеозою; 3 – площі, визначені для підрахунку сланцевої нафти; 4 – площі, визначені для підрахунку запасів сланцевого газу; 5 – свердловини минулих років; 6 – пошукові свердловини «Shale Gas».

Рис. 12. Нафтогазоносні площі сланцевих басейнів Польщі

нафті газ, а також нафта. Що стосується запасів газу, то з різним ступенем вірогідності вони оцінюються таким чином (табл. 23).

Таблиця 21. Підрахунок ресурсів сланцевого газу осадових басейнів Польщі [156]

Параметр	Балтійський	Люблинський	Підляський
Загальна площа, км ²	263 172	30 774	11 152
Перспективна площа, км ²	22 911	30 199	3432
Вік вмісних порід	Лландовер	Венлок	Лландовер
Глибина, м	2500–5000	2000–4100	1750–3460
Товщина продуктивної товщі, м	96,3	69,5	90,5
Вміст ТОС, %	4,0	1,5	6,0
Термальна зрілість, R _o , %	1,75	1,35	1,25
Щільність запасів, м ³ /км ²	1 585 314 672	863 723 166	1 552 515 058
Загальні запаси, млн м ³	14 554 938	6 286 374	1 585 752
Видобувні запаси, млн м ³	3 652 893	1 245 948	396 438

Таблиця 22. Видобувні запаси сланцевого газу в палеозойських басейнах Польщі за даними PIG, млрд м³ [134]

Площа	EUR min: 1,13 млн м ³ (0,04 Bcf)	EUR opt: 11,3 млн м ³ (0,4 Bcf)	EUR max: 28,3 млн м ³ (1,0 Bcf)
Балтійський шельф, площа максимальна 7952,4 км ²	14,8	148,4	371,1
Балтійський шельф, площа мінімальна 6192,4 км ²	11,6	115,6	289,0
Континентальна частина, площа максимальна 33 183,3 км ²	61,9	619,4	1548,6
Континентальна частина, площа мінімальна 12 347,3 км ²	23,0	230,5	576,2
Площа максимальна: 41 135,7 км ²	76,8	767,9	1919,7
Площа мінімальна: 18 539,7 км ²	34,6	346,1	865,2

Таблиця 23. Оцінка запасів сланцевого газу за даними USGS [188]

Запаси	95 %	50 %	5 %	Середнє
Загальні запаси, млрд м ³	0	27,836	115,032	38,086

У звіті використано такі оціночні параметри:

- оцінка повноти видобутку (EUR – Estimateg Ultimate Recovery);
- середня величина дренажної площі (Mean Drainage Area) для направленої буріння;
- середній показник успіху для окремих свердловин;
- одиниця оціночної поверхні (AU – Assessment Unit).

Порівняння оцінок за цими трьома звітами наведено в табл. 24.

Таблиця 24. Оціночні параметри перспективних площ

Параметр		PIG, 2012	ARI, 2011	USGS, 2012
Загальна перспективна площа, км ²	Max	64 867	56 542	20 234
	Min	37 630		8365,5
Ресурси газу, млрд м ³		346,1–767,9	5295,279	38,086

Розглянемо основні критерії підрахунку запасів, до яких належать: продуктивна площа, технічно видобувні запаси, економічно видобувні запаси.

Продуктивна площа (Productive Area) – площа, де можливий дренаж газу. В США це зазвичай 80–180 акрів (0,324 – 0,728 км²). Визначається наявність sweet spots («солодких місць»), з чим пов’язане визначення коефіцієнта успіху, визначення площі як продуктивної та ймовірність підвищеного видобутку в зв’язку з потраплянням на sweet spots.

З цим пов’язане визначення параметра оцінки повноти видобутку (EUR), яка закладається для кращої площі (sweet spots) або гіршої площі (non-sweet spots) з урахуванням можливого масштабу площі, з якої можливий дренаж газу.

У звіті PIG [123] видобувні запаси визначені шляхом прийняття для всього басейну коефіцієнта оцінки повного видобутку природного газу з окремою свердловини за весь період її експлуатації (EUR) з поверхні зони, яка експлуатується даною свердловиною. Основним критерієм, який визначає можливість продуктивності свердловини, є присутність формації сланців товщиною щонайменше 15 м, з вмістом ТОС не менше 2 %. Оцінка видобувних запасів природного газу в сланцях зроблена в трьох варіантах. За мінімальний варіант прийнято EUR 0,4 Bcf (1,13 млн м³), за максимальний – 1 Bcf (28,3 млн м³), що відповідає значенню найпродуктивніших басейнів США.

В США за мінімум прийнято EUR 0,02 Bcf [188]. В звіті PIG [123] коефіцієнт EUR прийнятий довільно як усереднений у відношенні до даних з діаграми на рис. 13, низький за шкалою для американських басейнів (табл. 25).

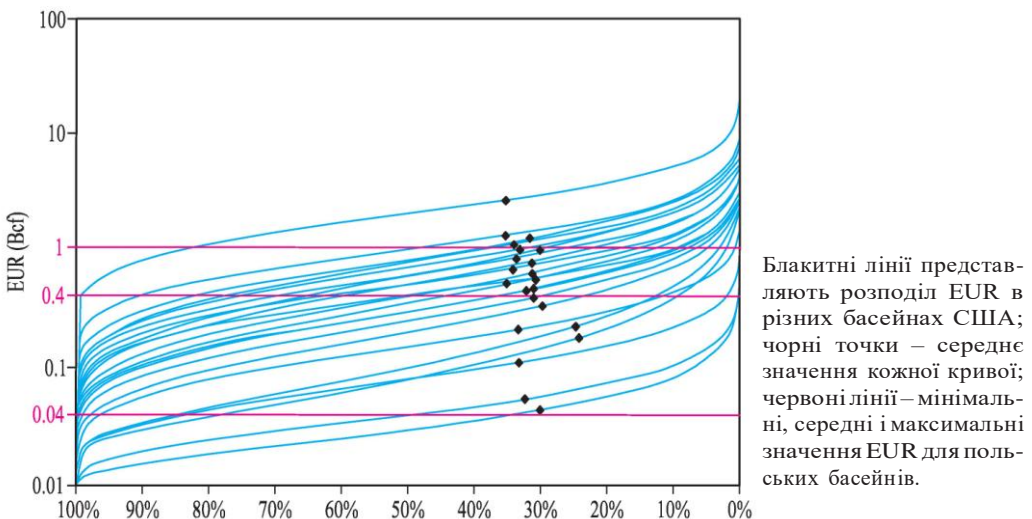


Рис. 13. Розподіл EUR за даними вивчення 26 американських басейнів [188]

Таблиця 25. Значення EUR (Bcf) в різних басейнах США і Польщі

Басейн	Вік	Мінімум	Середнє	Максимум
Хейнсвілл	J ₃	0,02	2	20
Барнет	C ₁₋₂	0,02	0,7	10
Барнет (продовження)	C ₁₋₂	0,02	0,2	5
Марселлус, Аппалацький басейн	D ₂	0,02	0,8	12
Марселлус (складчастий пояс)	D ₂	0,02	0,1	5
Марселлус (західна частина)	D ₂	0,02	0,05	5
Фейетвілл, басейн Аркома	C ₁	0,02	0,8	10
Фейетвілл, басейн Західний Арканзас	C ₁	0,02	0,3	6
Егль-Форд	K ₂	0,02	0,8	10
Вудфорд, басейн Андарак	D ₃ -C ₁	0,02	0,8	10
Вудфорд, басейн Аркома	D ₃ -C ₁	0,02	0,5	15
Польща	O ₃ -S ₁	0,04	0,4	1
Польща, прогнозовані запаси, млн м ³	O ₃ -S ₁	1,13	11,3	28,3

Цікавими є розрахунки EUR, прийняті для ордовицької сланцевої формації Утіка в США, де застосовано поділ між EUR для sweet spots і для відкладів, позбавлених sweet spots (табл. 26).

Таблиця 26. Підрахунки EUR для сланців формації Утіка в США [154]

Параметр	EUR мінімальний	EUR нормальний	EUR максимальний	EUR середній підрахований
З урахуванням sweet spots				
Середній EUR: млн м ³	5,6	16,9	31,1	17,5
Bcf	0,2	0,6	1,1	0,619
Вірогідність (Success ratios), %	75	85	95	85
Без урахування sweet spots				
Середній EUR: млн м ³	1,1	2,8	16,9	3,6
Bcf	0,04	0,1	0,6	0,128
Вірогідність (Success ratios), %	10	40	70	40

Подібний підхід можна застосовувати для оцінки ресурсів газу у відкладах Польщі, вважаючи їх за такі, де немає sweet spots. Оціночна середня величина EUR в північній частині O-S басейну може досягати 0,1 Bcf для першого року експлуатації (за урахуванням 50 % спаду продуктивності). Цей метод також рекомендує USGS [131–133].

Однією з головних проблем пошуків газу в сланцях є питання кількості, густини розміщення і об'ємів sweet spots. На думку фахівців, в межах польських осадових басейнів не варто розраховувати на значну кількість sweet spots, що ускладнює визначення оптимального розміщення свердловин для проведення гідророзриву.

Визначення продуктивних районів здійснюється не тільки на основі високого вмісту ТОС і достатньої термічної зрілості порід, але й за задовільними

параметрами крихкості порід, що забезпечує їх потенційну можливість піддаватися гідророзриву, що у свою чергу може обумовлювати високі EUR [157]. Висока крихкість породи (і, відповідно, низька пластичність) обумовлює формування складної системи тріщинуватості, яка може розвиватися на значних територіях. Одночасно в таких породних комплексах знижується так званий ефект вторинного замикання тріщин. Такі райони характеризуються високою ефективною пористістю.

Сприятливими є вертикальна поперечна ізотропія, а також наявність мікротріщин у досліджуваному породному середовищі, які дають в результаті високу НТІ (Horizontal Transverse Isotropy) [151].

Анізотропія пружності породного середовища є функцією зрілості породи, яка містить ОР [148]. Це дає можливість визначення територій з sweet spots, які можуть проявлятися у вигляді сейсмічних аномалій.

Розміщення sweet spots може визначитися також аналізом сорбційних можливостей сланцевих порід, зокрема, вміст газу залежить від здатності абсорбції метану органікою в залежності від тиску, який не обов'язково безпосередньо пов'язаний з літо- або гідростатичним градієнтом. В цій ситуації, коли більша частина газу адсорбована органічною речовиною, тип і розподіл ОР може мати ключове значення для визначення sweet spots. Кількість адсорбованого метану прямо залежить від вмісту ТОС [128].

Сприятливою умовою для утворення мікротріщин і міграції бітумів є підвищений тиск в межах басейну, який підвищує проникність і мобільність флюїдів. Тому наявність підвищених тисків в покладах є бажаним чинником, який гарантує більшу продуктивність, а падіння тиску в процесі видобутку викликає вивільнення адсорбованого газу. На цій підставі проведені розрахунки для вмісту газу в сланцевій породі, віднесені до одиниці поверхні площі родовища (табл. 27).

Таблиця 27. Вміст газу в сланцях газоносних басейнів

Басейн	Вміст газу в Bcf на площі 1 мілія ²	Вміст газу на площі 1 км ²		Видобувний газ (25 %) на площі 1 км ²	
		Bcf	м ³	Bcf	м ³
Барнет	139	53,67	1 519 773 390	13,4	379 943 347,5
Марселлус	60	23,17	656 104 890	5,8	164 026 222,5
Хейнсвілл	129	49,81	1 410 469 770	12,4	352 617 442,5

1 Bcf = 1 000 000 000 футів³ = 28 317 000 м³

На жаль, в польських осадових басейнах розподіл і кількість потенційних sweet spots не визначені. Наявних свердловин (43 до квітня 2013 р.) не вистачає для того, щоб визначити площі з високою імовірністю присутності sweet spots. Як показує досвід вивчення сланцевого басейну Фейетвілл, для визначення наявності sweet spots необхідні результати EUR з сотень свердловин [131, 133].

Таким чином, за даними USGS [188] польські осадові басейни характеризуються дуже низькими кількісними параметрами видобувних запасів газу (38 млрд м³, особливо в порівнянні з американськими басейнами. Це вказує на низьке EUR, вірогідно, на межі рентабельності.

Сумнівність низки положень, які прийняті в звітах PIG [123] і USGS [188], полягає в тому що встановлюючи однакове значення V_{cf} на 1 км^2 для всієї досліджуваної території (табл. 28) ми доводимо до надмірного усереднення величини EUR. Останні можуть бути більшими, ніж прийняті на основі величин технічно видобувних запасів (V_{cf}) на 1 км^2 , за рахунок процесу багатократного гідророзриву й більшим від закладеного відсотком віддачі газу.

Таблиця 28. Перерахунок видобувних запасів газу польських осадових басейнів з визначенням (однаковим) EUR на 1 км^2 (К видобутку – 25 %)

Звіт	м^3	Bcf
PIG, 2012		
Максимальні видобувні ресурси на мінімальній площі – $18\,539,7 \text{ км}^2$ ($865,2$ млрд м^3) і на максимальній площі – $41\,135,7 \text{ км}^2$ ($1\,919,7$ млрд м^3)	46 667 446,0	1,65
Найбільші можливі видобувні ресурси нижчого рангу ($346,1$ млрд м^3) на мінімальній площі – $18\,539,7 \text{ км}^2$ і вищого рангу ($767,9$ млрд м^3) на максимальній площі – $41\,135,7 \text{ км}^2$	18 667 422,0	0,66
Мінімальні видобувні ресурси нижчого рангу ($34,6$ млрд м^3) на мінімальній площі – $18\,359,7 \text{ км}^2$ і вищого рангу ($76,8$ млрд м^3) на максимальній площі – $41\,135,7 \text{ км}^2$	1 866 265,0	0,06
Максимальні видобувні ресурси для континентальної частини на мінімальній площі – $12\,347,3 \text{ км}^2$ ($576,2$ млрд м^3) і на максимальній площі – $33\,183,3 \text{ км}^2$ ($1\,548,6$ млрд м^3)	46 666 073,0	1,65
Найвірогідніші видобувні ресурси для континентальної частини на мінімальній площі – $12\,347,3 \text{ км}^2$ ($230,5$ млрд м^3) і на максимальній площі – $33\,183,3 \text{ км}^2$ ($619,4$ млрд м^3)	18 668 049,0	0,66
Мінімальні видобувні ресурси для континентальної частини на мінімальній площі – $12\,347,3 \text{ км}^2$ ($23,0$ млрд м^3) і на максимальній площі – $33\,183,3 \text{ км}^2$ ($61,9$ млрд м^3)	1 862 755,0	0,06
USGS, 2012		
Максимальна територія – $20\,234,3 \text{ км}^2$	5 309 612,0	0,19
Найпродуктивніша територія – $8\,363,5 \text{ км}^2$	4 218 686,0	0,15
ARI, 2011		
Найперспективніша територія – $56\,542 \text{ км}^2$	93 642 197,8	3,31

У сланцевих басейнах США здійснюється визначення найбільш продуктивних і економічно оптимальних частин басейну, відомих під назвою «core» (ядро). Це поняття не треба плутати з визначенням «sweet spots», що стосується менших територій з найкращими колекторськими параметрами. Встановлення площі «core» повинно бути пріоритетом для досліджуваних площ O-S басейну.

Технічно видобувні запаси. Для оцінки запасів сланцевого газу застосовується також визначення «технічно видобувні запаси» (TRR – Technically Recoverable Resources) [155, 150, 123]. Значні відмінності в оцінках запасів одного того ж басейну виникають як за рахунок різної оцінки площі цього басейну, так і різної оцінки можливостей технології видобутку газу. Наразі коефіцієнт видобутку сланцевого газу знаходиться в межах 15–35 % вмісту газу. При оцінці

рівня видобутку вирішальне значення мають такі фактори: мінералогія сланців, їх колекторські властивості, складність геологічної будови [140]. Коефіцієнти видобутку сланцевого газу приймається:

- 35 % – у виняткових випадках, при стабільних високих коефіцієнтах виходу газу зі свердловини;
- 30 % – для басейнів і геологічних формацій з низьким вмістом глинистих мінералів, низькою або середньою складністю геологічної будови, задовільними колекторськими властивостями сланців (підвищений тиск і висока пористість) із заповненими газом порами;
- 25 % – для басейнів і геологічних формацій із середнім вмістом глинистих матеріалів, середньою складністю геологічної будови, середніми пластовими тисками і колекторськими властивостями;
- 20 % – для басейнів і геологічних формацій з середнім або високим вмістом глинистих мінералів, середньою або високою складністю геологічної будови, нижчими від середніх колекторськими властивостями;
- 15 % – у виняткових випадках, при значній складності геологічної будови колектору і наявності низьких тисків.

Оцінюване EUR для даної свердловини залежить від прийнятого коефіцієнта видобутку газу на площі родовища.

Поняття технічно видобувних запасів (TRR) є свого роду угрупованням високого EUR [183] для свердловин, які знаходяться близько між собою (це поверхня 80 акрів = 0,32375 км² на одну свердловину, тобто 3 свердловини на 1 км²).

Видобуток газу і економічно видобувні запаси. Для оцінки запасів сланцевого газу вживається також термін визначення «економічно видобувні запаси» (ERR – Economically Recoverable Resources).

Так, в США в травні 2012 р. добовий видобуток газу з родовищ сланцевого газу на 66 % забезпечувався з трьох, а на 88 % – з шести басейнів (Haynesville, Barnett, Marcellus, Fayetteville, Eagle Ford і Woodford), решта 24 басейни давали продукцію на рівні 12 % (рис. 14). З цих 30 басейнів з травня 2012 р. 6 мають стабільний видобуток, в 6 видобуток зростає, а у 18 відбувається спад продукції.

Польський ордовицько-силурійський басейн має невизначений потенціал і рівень можливого видобутку, тому його продуктивність невідома.

Визначальними показниками продуктивності басейну слугують час можливої розробки, рівень продукції, витрати на пошуки, видобування і повернення інвестиції, а також зміни ціни газу, вартості буріння й обслуговування.

Час можливого видобутку газу зі свердловини визначає рівень видобутку (EUR). З точки зору рентабельності продукції цей час може бути значним, якщо одночасно будуть зростати ціни продажу газу й падати ціни на буріння та сервіс. Цей час може скоротитися, якщо видобуток буде зменшуватися за рахунок недоліків геологічної розвідки та зменшення кількості нових свердловин [146]. У цій ситуації економічно видобувні запаси можуть бути меншими від технічно видобувних.

З американського досвіду експлуатації родовищ сланцевого газу випливає, що збереження постійного видобутку або його зростання на певній експлуатаційній площі пов'язані з постійним збільшенням кількості пробурених свердло-

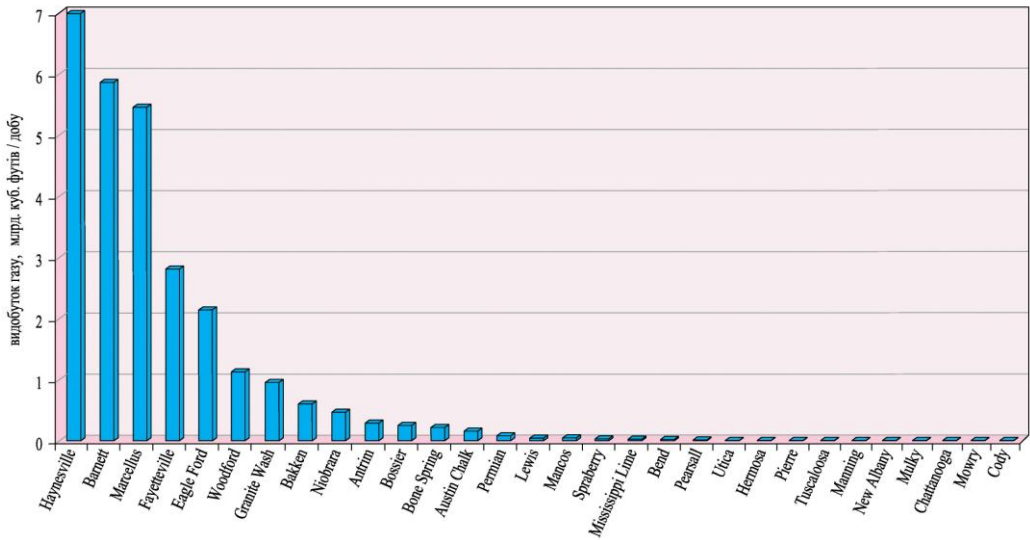


Рис. 14. Денна продукція 30 сланцевих басейнів США в травні 2012 р. [146]

вин. Відсутність зростання кількості продуктивних свердловин спричиняє спад видобутку газу. Однак генеральний тренд спаду продукції можливий навіть за умови збільшення кількості продуктивних свердловин (рис. 15а і в).

Значне падіння продуктивності свердловини відбувається вже під час початкового періоду тестування. Тому пропонується проводити не 24-годинний, а 30-денний замір продуктивності свердловини (IP).

Визначення технічно видобувних запасів тісно пов'язана з економікою, при їх оцінці необхідно враховувати економічну рентабельність видобутку газу і переходити до оцінки економічно видобувних запасів.

Як свідчить досвід експлуатації американських осадових басейнів, рано чи пізно виникає невідповідність між рівнем продукції і витратами на нові свердловини, включно з гідророзривом. Розберемо найтипівіші випадки.

Якщо ціна на газ знижується або залишається стабільною, зображений на рис. 15 б сценарій не здійсниться, обидві лінії не перетнуться, оскільки не відбудеться падіння цін на буріння й обслуговування. Так, для Польщі у майбутньому можливе падіння цін на газ, пов'язане з лібералізацією ринку і введенням в дію імпорту зрідженого газу (LNG). За таким перебігом подій видобуток газу зі сланців буде нерентабельним при низьких значеннях EUR. У разі низької рентабельності видобутку сланцевого газу його запаси незалежно від їх масштабу не будуть становити додаткової вартості.

За оцінкою [150, 123] видобуток сланцевого газу в Польщі розпочнеться не раніше 2017 р., досягне максимуму у 2027 р. і буде тривати до 2035 р. В Європі видобуток сланцевого газу розпочнеться у 2020 р. і буде продовжуватися до 2040 р.

З діаграми (рис. 15 в) видно, що польський ордовіцько-силурійський осадовий басейн перебуває на стадії пошуків і тому економічно видобувні запаси можуть бути оцінені методом екстраполяції [134].

3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

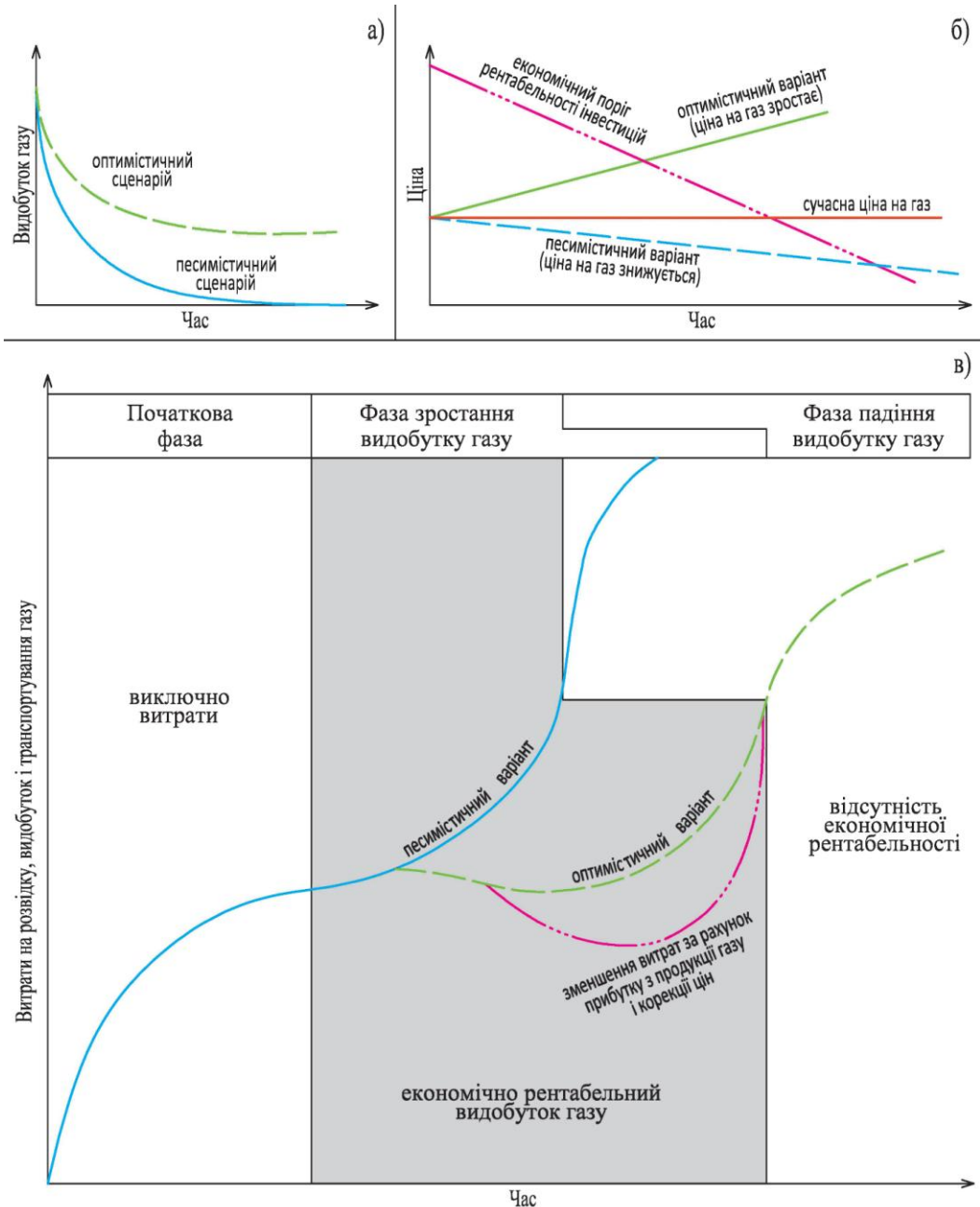


Рис. 15. а) Падіння видобутку газу під час експлуатації свердловин;
 б) схема залежності критичних факторів (час і кошти) під час розвідки і видобутку сланцевого газу;
 в) можливі сценарії видобутку сланцевого газу [146]

Пропозиції щодо перерахунку видобувних запасів сланцевого газу на площі ордовицько-силурійського басейну. Наявні підрахунки запасів сланцевого газу базувалися на різних критеріях і мали різний ступінь достовірності. Крім того, треба враховувати різницю між конвекційними і неконвекційними родовищами [150].

Оцінка видобувних запасів сланцевого газу на площі ордовицько-силурійського басейну базується на порівнянні з колекторськими параметрами сланців американо-канадських басейнів. Однак треба дуже обережно ставитися до таких порівнянь, оскільки кожен сланець і кожен осадовий басейн має свої особливості, тому оцінка кожної із площ кожного із покладів вимагають особливого підходу [145].

Головні фактори, які характеризують газоносний потенціал сланців:

- їх потужність, площа розповсюдження, об'єм;
- вміст органічної речовини;
- тип органічної речовини (газонасна, нафтоносна);
- вміст глинистих мінералів і їх тип;
- історія занурення і вік басейну осадконакопичення;
- здатність до утворення тріщин (крихкість порід або їх пластичність і здатність деформуватись);
- природна тріщинуватість.

Ці фактори (екзогенні і ендегенні) можуть змінюватись в межах різних частин седиментаційного басейну.

Головним об'єктом пошуків є збагачені ОР горизонти з підвищеним вмістом ТОС, визначені в нафтовій промисловості як *sweet spots*. Наведемо критерії і параметри оцінки, які вважаються суттєвими для оцінки продуктивних басейнів і порівняння з ними польських басейнів (табл. 29).

Запропоновано, оцінюючи запаси сланцевого газу в межах Польщі, застосовувати аналіз не цілого басейну, а його сегментів. Це набагато доцільніше, оскільки дозволяє робити більш імовірний прогноз, якій базується на більшій кількості даних. Для кожного сегмента можна визначити коефіцієнт імовірності (як у звіті [188]). Крім того, такий аналіз дає змогу аранжувати площі з точки зору ступеня пошукового ризику, що дозволяє оцінювати ризики освоєння концесійних блоків (з чим пов'язаний розмір податкових пільг).

У межах польського басейну виділені такі регіони та сегменти:

- морська частина Балтійського басейну (*offshore*);
- континентальна частина Балтійського басейну (*oushore*);
- Плоцько-Варшавська зона;
- Підляський і Північно-Люблинський басейн;
- Південно-Люблинський басейн і Нароля.

При визначенні їх перспективності враховувалися такі параметри: термічна зрілість (% R_o), вміст органічної речовини (% ТОС), потужність, глибина залягання, тектонічна будова, докази присутності конвекційного газу в басейні.

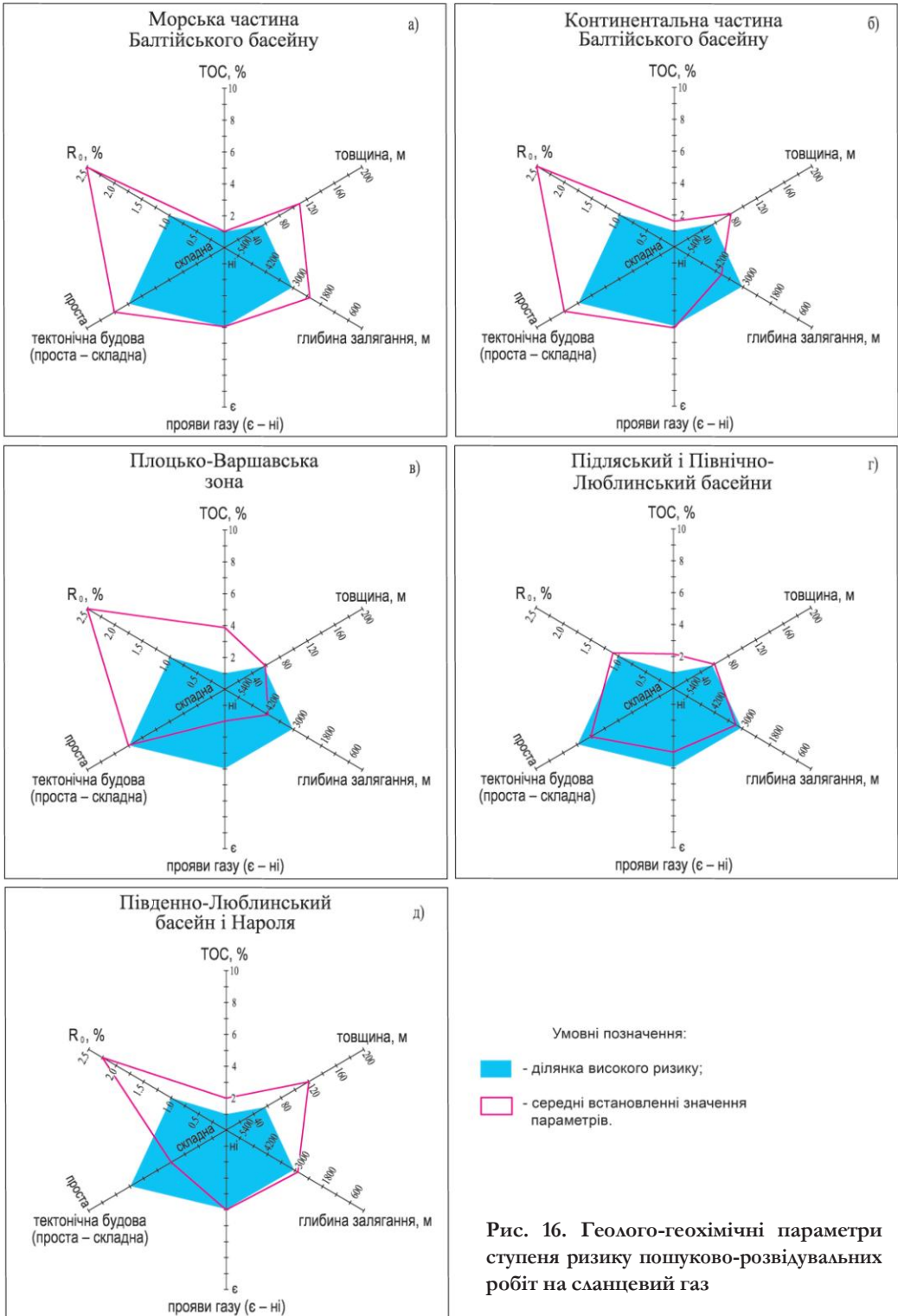
Морська частина Балтійського басейну (рис. 16 а) є найперспективнішою, хоча недостатність фактичного матеріалу ставить під сумнів об'єктивність такої оцінки. Незважаючи на це, всі встановлені значення знаходяться поза межами високого ризику. Негативно впливає низька вірогідність наявності конвекцій-

3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Таблиця 29. Критерії і параметри оцінки продуктивних басейнів

Геологічні фактори	Специфіка сланців O-S Польщі
Високий ступінь геологічної вивченості	Добре, але нерівномірне геологічне вивчення. Нові дані модифікують площі OS осадів, їх потужність та виявляють невизначені раніше тектонічні порушення
Глибина залягання потенційно продуктивної товщі, м	Балтійський басейн: 1000 (схід) – 4500 (захід); Підляська западина: 500(схід)–4000(захід); Люблинський басейн: 1000 (схід)–3500–4330 (захід); зона Білгораль-Нароль – до 1000 м
Товщина продуктивного шару $\geq 15\text{--}20$ м	Шари з такою товщиною присутні в розрізах басейнів
ТОС – не менше 2 %	Присутні серед сланців ордовику і нижнього силуру
Зрілість органічної речовини (R_o , %)	В польському O-S басейні газове вікно прийняте в межах 1,1–3,5 % R_o
Вміст газу >100 SCF/ton ($\sim 2,8$ м ³ /т) чи ≥ 30 Vcf на квадратну милю. Вуглеводневий показник керогену (HI) ≥ 250 м ² HC/2	Для свердловини Ленборк S-1 вміст газу становить: для нижнього силуру 1,1 м ³ /т (~ 40 SCF/ ton), у відкладах ордовику і силуру 7,58 м ³ /т (~ 268 SCF/ ton), досягаючи в деяких інтервалах 12,76 м ³ /т (~ 451 SCF/ ton)
Пористість ≥ 4 %, проникність ≥ 100 наноДарсі	Аналізи порового простору сланцевих порід силуру в Польщі визначені в роботі [184]
Насичення водою ≤ 45 % (S_w)	Дані відсутні
Зони аномально високих тисків $\geq 0,45$ psi/ft	В багатьох свердловинах підвищених тисків не зафіксовано; на території Поможа зафіксовано підвищені тиски близько 0,57 psi/ft
Наявність мікротріщин і пористості; низький уявний опір і високий модуль Юнга	Дані фрагментарні. В поморській частині зафіксована сильна природна тріщинуватість в поєднанні з високим коефіцієнтом крихкості
Вміст глинистих мінералів ≤ 40 % (сланці Barnett – 27 %). Присутність кварцу, що забезпечує високу крихкість порід	Не зафіксовано аналогів, наближених до параметра вмісту глинистих мінералів в сланцях Barnett
Відсутність літологічних бар'єрів (переважно вапняків), які становлять перешкоду для гідрозриву	В польському O-S басейні сланці ордовику і частково нижнього силуру розділені горизонтами вапняків, що становлять бар'єри для поширення тріщин (як приклад розріз свердловини Любоціне)
Субгоризонтальне залягання порід	На кратоні тектонічні деформації незначні; в крайовій зоні розвинені тектонічні деформації, у тому числі підняті тектонічні блоки
Наявність конвекційних родовищ газу	В польському басейні не знайдено такої залежності, вона може існувати щодо родовищ нафти в пісковиках кембрію

ного газу в цьому районі та невеликий вміст ОР. Це пов'язується з тим, що відклади ордовику і силуру переходять з глинистої в карбонатну фацію, яка характеризується меншим вмістом ОР. Крім того, слід відзначити, що до цього часу ніде у світі не проводяться пошуки і експлуатація сланцевого газу в морі.



Континентальна частина Балтійського басейну (рис. 16 б) складена ордовіцько-силурійськими сланцями з вмістом ОР 1–2 %. Вона знаходиться між зонами з низьким ступенем термічної зрілості та занадто великою глибиною залягання сланців, утворюючи широку смугу з високим пошуковим потенціалом [171, 173]. З огляду на підвищений ступінь термічної зрілості порід, можна сподіватись на сухий газ. Перспективність площі підтверджується проявами природного газу, в основному високометанового, у відкладах середнього кембрію в районі Жерновца, Леби і Косьцетини. У напрямок зони Тейсейра–Торнквіста (ТТ) глибина залягання сланців зростає, тектонічна будова ускладнюється, що обумовлює підвищення пошукового ризику і витрат на буріння.

Плоцько-Варшавська зона (рис. 16 в) – вирізняється серед інших площ найбільшим вмістом ОР. Однак глибина залягання сланців перевищує 4000 м, а термічна зрілість досягає значень вище 2,5 % R_o, що обумовлює виснаження генеративного потенціалу сланців. На площі не виявлено жодних проявів вуглеводнів, хоча формації газоносних сланців є добрими конвекційними материнськими породами. Тут відклади ордовіку і силуру розміщені поблизу західного краю Мазурсько-Сувальської височини, що забезпечує потенційну можливість утворення додаткового біогенного газу в результаті глибинного вилуговування сланців в поєднанні з циркуляцією метеорних вод.

Підляський і Північно-Люблинський басейни (рис. 16 г). Геолого-геохімічні особливості цих басейнів обумовлюють високий ступінь пошукового ризику. Головним чином це пов'язане зі складною тектонічною будовою та зниженням термічної зрілості сланців, що характерно для меж вікна генерування жирного газу. Крім того, на цій площі зафіксовано лише нечисленні прояви газу, а геологічна будова ускладнюється в зоні ТТ.

Південно-Люблинський басейн і Нароля (рис. 16 д). Потенціал цих басейнів ускладнюється широким розвитком блокової тектоніки. Середня глибина сланцевих відкладів становить близько 3000 м. Сланці венлоку, на відміну від інших басейнів, найперспективніші, оскільки верхній ордовик представлений переважно карбонатною фацією. Крім того, ця площа характеризується великою потужністю перспективних сланців та термічною зрілістю, яка відповідає вікну генерування сухого газу.

Метод порівняння басейнів. Для оцінки запасів газу Польщі необхідно враховувати досвід з розробки американських басейнів зі сланцевим газом. Запропонована методологія оцінки сланцевого газу, яка полягає в аналізі результатів порівняння басейнів [132]. Польські ордовік-силурійські сланці доцільно порівнювати зі сланцями Утіка Аппалацького басейну в США [154], які найбільш подібні їм за всіма характеристиками. Сланці Утіка дають продукцію газу, хоча й відносно слабо розвідані.

Технології видобутку. Розвиток технологій видобутку сланцевого газу, у тому числі технологій повторного і багатократного гідророзриву, спрямований насамперед на збільшення частки технічно видобувних запасів і зменшення коштів на видобуток газу (рис. 17).

На думку багатьох дослідників, сланці в Польщі нагадують сланці Марселлус, за глибиною розташування – сланці Хейнсвілл. Для їх оцінки необхідно

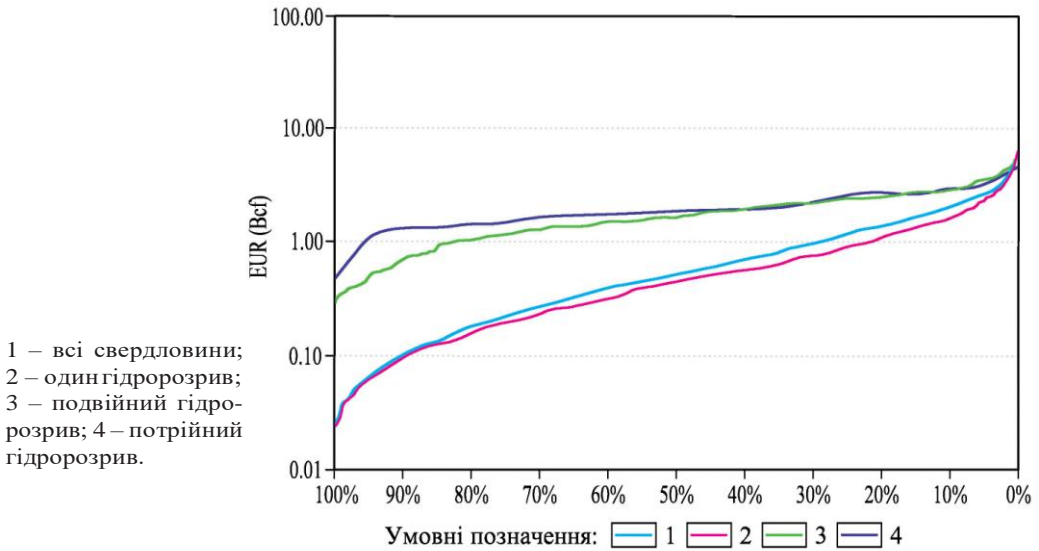


Рис. 17. Зростання EUR в басейні Барнет, розраховане для свердловин, де проведено один комплекс гідророзриву (1240 свердловин), повторний гідророзрив (156 свердловин) і проведено гідророзрив втретє (21 свердловина) [132]

пробурити сотні свердловин з гідророзривами на вертикальних ділянках для визначення можливості видобутку газу із сланців і підвищення його ефективності. Для оцінки технічно-видобувних запасів (TRR – Technically Recoverable Resources) слід ввести коефіцієнт технологічної інноваційності, а для економічної оцінки видобутку газу – технологічний коефіцієнт (TF – Technology Factor) [191].

Висновки і рекомендації. Для об'єктивної оцінки ресурсів сланцевого газу рекомендується проводити її не у цілому для сланцевого басейну, а для його частин, які розрізняються за геологічною будовою, глибиною залягання продуктивних товщ та іншими геолого-геохімічними факторами, з урахуванням sweet spots. Це дозволить виділити перспективні площі. Для кожної з таких площ визначається EUR і коефіцієнт достовірності оцінки. Додатково визначається модельний AU (одиниця оціночної поверхні) навколо наявних свердловин. Проводиться оцінка технічно-видобувних запасів сланцевого газу для перспективних площ, які у майбутньому можуть стати пошуковими концесіями. Це допоможе у визначенні вартості концесії і площі покладу.

У випадку так званих неперервних родовищ вуглеводнів (Continuous Petroleum Resources) адміністративне визначення площі вуглеводневого родовища на початковому етапі розвідки недоцільне, оскільки вся площа розташування сланцевих порід (наприклад, в межах газового вікна) є потенційним родовищем. Пропонується визначення родовища як площі з характеристикою sweet spots, встановленою і оконтуреною великою кількістю свердловин, на основі яких можна передбачати багаторічну продукцію.

3.5. ОСНОВНІ ПРИНЦИПИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

3.5.1. Аналіз сучасних методик оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини

Існуючі методики оцінки ресурсів сланцевого газу побудовані переважно на тих самих принципах, що використовуються для оцінки традиційної вуглеводневої сировини [13, 14, 45, 46, 101]. Головні кількісні та якісні параметри оцінки ресурсів базуються на класифікаційних ознаках, які використовують для категоризації ресурсів традиційної вуглеводневої сировини, виділяються такі категорії ресурсів [71]:

- **Перспективні ресурси C_3** – обсяги нафти та газу, пов’язані з об’єктами, підготовленими до глибокого буріння, кількісно оціненими за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр в межах продуктивних площ з відомими родовищами нафти і газу певного геолого-промислового типу. Кількісні оцінки параметрів родовищ (покладів) нафти і газу визначаються на підставі інтерпретації геологічних, геофізичних та інших даних, а також статистичної аналогії. До категорії C_3 належать ресурси, для яких не встановлено прямих доказів типу, виду та властивостей вуглеводнів. На перспективних ділянках надр в межах нафтогазоносного району, які підготовлені до глибокого буріння та оконтурені перевіреними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень, ресурси категорії C_3 можуть бути пов’язані із пластами, продуктивність яких встановлена на відомих родовищах району; на флангах відомих родовищ – із невипробуваними або нерозкритими бурінням зануреними частинами покладів, що прилягають до запасів більш високих категорій.
- **Прогнозні ресурси A_1** – ресурси літостратиграфічних комплексів в межах регіональних структур з доведеною нафтогазоносністю. Їх кількісна оцінка проводиться за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами у межах регіону, який оцінюється.
- **Прогнозні ресурси A_2** – ресурси нафти і газу літостратиграфічних комплексів, які оцінюються у межах значних структур, нафтогазоносність яких ще не доведена, а перспективи нафтогазоносності прогнозуються на підставі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів цієї категорії проводиться за передбачуваними параметрами на підставі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані родовища нафти і газу.

Більшість методик оцінки ресурсів нетрадиційного газу базуються на використанні об’ємного методу підрахунку запасів. Показниками, які необхідні для підрахунку об’ємним методом у газових родовищах, є такі [71]:

- площа газонасності;
- ефективна та газонасичена товщини і об’єм газонасичених порід;
- середні коефіцієнти відкритої пористості, тріщинуватості, кавернозності, газонасиченості;

- початкові і поточні пластові тиски та умови замірів; їх середні значення;
- поправки на температуру і відхилення від закону Бойля–Маріотта;
- середній вміст конденсату у газі;
- коефіцієнт, що враховує мольну частку «сухого» газу.

Для розрахунку ресурсів сланцевого газу використовується формула:

$$V_{\text{геол}} = F h K_{\text{п}} K_{\text{г}} f K_{\text{р}},$$

де $V_{\text{геол}}$ – геологічні ресурси газу; F – площа підрахункової ділянки; h – потужність колектору (ефективна); $K_{\text{п}}$ – коефіцієнт пористості; $K_{\text{г}}$ – коефіцієнт газонасиченості; f – поправка на температуру для приведення об’єму газу до стандартної температури; $K_{\text{р}}$ – поправка на тиск для приведення об’єму газу до об’єму при стандартному тиску.

Для переведення геологічних ресурсів газу у видобувні використовують коефіцієнт вилучення газу $K_{\text{вил.}}$, який для традиційних газових родовищ приймається рівним 0,85, для газу в щільних колекторах рекомендують значення коефіцієнта визначати методом експертних оцінок на основі досвіду видобутку такого газу. Для щільних колекторів коефіцієнт вилучення коливається в межах 0,25–0,50. Вітчизняні фахівці пропонують використовувати показник 0,35 для газу щільних колекторів (незалежно від регіональних особливостей площ, які оцінюються). В роботах по визначенню кількості ресурсів нетрадиційного газу часто коефіцієнт газонасиченості для всіх комплексів і ділянок прийнято на рівні 0,65 без врахування регіональних і локальних особливостей ділянок.

В багатьох опублікованих роботах також використовують інші абсолютні та відносні показники, які характеризують перспективність оцінюваної площі:

- вміст газу – відношення об’єму газу (в м³ або куб. фут) на масу порід (в тоннах);
- щільність ресурсів газу – відношення об’єму газу на одиницю площі;
- денна продуктивність свердловини (для розвіданих родовищ) та ін.

3.5.2. Додаткові параметри кількісної оцінки ресурсів нетрадиційного газу в ущільнених породах та їх обґрунтування

За експертними оцінками ресурси сланцевого газу в Україні коливається від 1–2 до 20–25 трлн м³. Така різниця в оцінках обумовлена насамперед відсутністю фактичного матеріалу; ймовірнішим характером багатьох показників, закладених в розрахунках, а також відмінностями у вітчизняних і закордонних методиках оцінки. Так, вітчизняні оцінки коливаються в межах 10–25 трлн м³, а найменші значення 1,2 трлн м³ подані в матеріалах агенції EIA [199].

У закордонних методиках використовують додаткові поправкові (найчастіше зменшуючи) коефіцієнти, які враховують якісні характеристики оцінюваних площ. Зокрема, програмний продукт FASPUM [111] нерозвідані ресурси вільного газу оцінює, виходячи з такої формули:

$$Q_{\text{г}} = 43,560 A F H \Phi (1 - S_w) (P_c / T) (1 / Z) (T_{sc}),$$

де A – площа пастки; F – коефіцієнт заповнення пастки; H – потужність резервуара, Φ – ефективна пористість колектору; S_w – водонасиченість резервуара;

P_c – початковий тиск; T – пластова температура; Z – коефіцієнт стискування газу; T_{sc} – стандартна температура; P_{sc} – стандартний тиск.

Програмний продукт дозволяє визначати нерозвідані ресурси з урахуванням 14 ймовірностей і 7 геологічних ознак. Ймовірності розділені на 2 групи: регіональні – ті, що характеризують ймовірність наявності ВВ на території тектонічного елементу, та локальні – ймовірність наявності покладу ВВ у локальному об'єкті цього тектонічного елементу [33].

Оцінка ймовірності наявності вуглеводнів (ВВ) на території тектонічного елементу включає визначення складових [71]:

1. Наявність джерел ВВ.
2. Час формування пасток.
3. Міграція ВВ.
4. Наявність колекторів.
5. Загальна перспективність тектонічного елементу (добуток ймовірностей 1, 2, 3, 4).
6. Ймовірність наявності покладу в локальному об'єкті (добуток ймовірностей 8, 9, 10 з другої групи).
7. Літологія резервуара (теригенний чи карбонатний).

Оцінка ймовірності наявності покладу ВВ включає визначення таких складових [71]:

1. Наявність пастки.
2. Ефективна пористість.
3. Акумуляція ВВ.
4. Частка газу.
5. Частка нафти;
6. Коефіцієнт вилучення нафти (%).
7. Коефіцієнт вилучення газу (%).

У наведеній вище формулі привертає увагу *коефіцієнт заповнення пастки* (F), який надає кількісну оцінку вуглеводневого заповнення пасток. Його використання обґрунтоване таким [71]:

- від наявності даних про заповнення ВВ пасток продуктивних горизонтів і стратиграфічних комплексів багато в чому залежить наукове обґрунтування ГРР;
- особливості будови різних типів пасток і коефіцієнтів їх заповнення ВВ, визначені за матеріалами розвіданих покладів, дають змогу використовувати ці дані при оцінці нафтогазоносності конкретних перспективних структур на невивченій території.

В роботі [33] визначені коефіцієнти заповнення пасток продуктивних горизонтів фанерозою ДДЗ, які становлять: для кам'яновугільних відкладів – 0,53, нижньопермських – 0,70, юрських – 0,26, фанерозойських – 0,50. Пастки основних нафтогазоперспективних нижньокам'яновугільних відкладів мають середній коефіцієнт заповнення 0,53 (нафтою – 0,38, газом – 0,54). Заповнення вуглеводнями пасток різних типів структур неоднакове. Середній коефіцієнт заповнення пасток наскрізних структур становить 0,53 (нафтою – 0,36; газом – 0,57), у тому числі антиклінальних пасток на брахіантикліналях – 0,51

(нафтою – 0,36; газом – 0,56) і неантиклінальних на геміантикліналях – 0,60 (газом). Антиклінальні пастки на похованих брахіантикліналях характеризуються середнім коефіцієнтом заповнення, рівним 0,47 (нафтою – 0,46, газом – 0,48). Визначені показники можуть використовуватися для коригування формул оцінки ресурсів введенням додаткового коефіцієнта.

Важливу роль при оцінці ресурсів сланцевого газу та визначенні їх видобувної частини відіграють *технологічні фактори*. Технологія видобутку вуглеводневої сировини нетрадиційного типу відрізняється від традиційних технологічних і технічних рішень. При видобутку використовують технології горизонтального або похило-спрямованого буріння (directional drilling), гідравлічного розриву пласта (hydraulic fracturing) та 3D-сейсмічного моделювання покладів. Ці методи дозволяють отримати високий, комерційно привабливий дебіт газу зі свердловини [71]. Буріння горизонтальних та похило-спрямованих свердловин використовується через те, що чимало природних тріщин у пластах нетрадиційного газу є вертикальними. Відтак, при бурінні вертикальних свердловин більша їх частина виявляється незадіяною. Проходження горизонтальної частини стовбура свердловини через весь пласт дозволяє перетнути більшість таких щілин. Порівняно з традиційним бурінням, такі свердловини покривають принаймні вчетверо більші площі під землею та дозволяють втричі скоротити обсяг використання земель на поверхні. Розміщення на одному майданчику кластера з кількох горизонтальних свердловин дозволяє ще більше скоротити ці площі, а отже, зменшити негативний вплив на довкілля, витрати на розбудову інфраструктури та експлуатаційні витрати, а також знизити рівень шуму та інтенсивність руху вантажного транспорту.

В традиційних методиках у загальному коефіцієнті вилучення вуглеводнів із надр враховують технології видобутку, а також виробничо-технологічні втрати вуглеводнів – кількість нафти, природного газу, газового конденсату, які витрачаються на здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування, транспортування нафти, природного газу та газового конденсату в межах нафтогазопромислового об'єкта.

Для нетрадиційних видів вуглеводнів важливим фактором, який може суттєво впливати на продуктивність свердловин, є *коефіцієнт тріщинуватості*, від якого значною мірою залежать колекторські властивості порід. Розвиток тріщинуватості значною мірою визначає концентрацію запасів вуглеводнів, які часто розміщені вздовж тектонічних порушень, особливо в зонах їх перетинів, зон максимального розвитку тріщинуватості. Коефіцієнт тріщинуватості встановлюється окремо для кожного об'єкта (перспективна площа, її ділянки тощо).

Також при оцінках ресурсної бази родовищ вуглеводнів нетрадиційних видів доцільно вводити поправковий коефіцієнт на складність геологічної будови площі, яка оцінюється. Загалом ускладнення геологічної будови ускладнює підрахунок видобувних ресурсів в промислових категоріях запасів. Для визначення цього коефіцієнта можна рекомендувати загальноприйняту класифікацію, яка використовується в чинних нормативних документах [13, 14, 45, 46, 101]. За складністю геологічної будови, умовами залягання і мінливістю властивостей

3. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

продуктивних пластів виділяються, незалежно від величини запасів родовища, такі поклади або експлуатаційні об'єкти [71]:

- простої будови, що пов'язані з не порушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти характеризуються витриманістю товщин і колекторських властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піщанистості більше 0,7 і коефіцієнт розчленування менше 2,6);
- складної будови, що характеризуються значною мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піщанистості менше 0,7 і коефіцієнт розчленування більше 2,6);
- дуже складної будови, для яких характерні літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів.

В роботах закордонних фахівців при проведенні початкової геолого-економічної оцінки і розрахунку видобувних ресурсів також використовують такий показник, як вірогідність, який визначає ймовірність підтвердження ресурсної бази сланцевого газу.

Зокрема, для різних країн встановлені показники вірогідності, табл. 30, 31. Як бачимо, для вітчизняних ресурсів сланцевого газу, зокрема Дніпровсько-Донецького регіону, рекомендований показник вірогідності є низьким і дорівнює 16 %. Відповідно, це підвищує ризик проведення ГРП.

Таблиця 30. Показники вірогідності [71]

Регіон	Басейн	Формація	Показник вірогідності		
			покладу	перспективної площі	сумарний
Канада	Appalachian Fold Belt	Utica	100	40	40
	Windsor Basin	Horton Bluff	50	40	20
	Hom River	Muakwa Otor Park	100	75	75
		Evakho	80	75	60
	Cordova	Muakwa Otor Park	80	50	40
	Liard	Lower Boso Fover	80	50	40
	Deep Basin	Montney Shale	100	75	75
		Diog Phosphate	80	50	40
Colorado Group	ZWS & Fish Scales	80	50	40	
Мексика	Burgos Basin	Eagle Ford Shale	80	50	40
		Tithorian Shale	50	50	25
	Sabinas Basin	Eagle Ford Shale	40	40	16
		Tithorian Shale	40	20	8
	Tampico Basin	Pirnients	60	40	24
	Tupan Platform	Tamauiipas	40	50	20
		Pirnients	40	50	20
	Veracrus Basin	U.K.Maltrata	40	40	16
Північ Південної Америци	Maracaibo Basin	La Lura	50	50	25
	Cavambo Sub-Basin	La Lura	50	60	30
		Capacho	50	60	30

Продовження таблиці 30

Регіон	Басейн	Формация	Показник вірогідності		
			покладу	перспективної площі	сумарний
Південь Південної Америци	Nouqoun	Los Moles	80	50	40
		Vaca Muorta	80	60	48
	San Jorge	Aguada Bandera	50	40	20
		Pozo D-129	60	40	24
	Austral-Magalanos	Linoceramus	50	50	25
		Magnas Vordes	50	50	25
	Parana	San Alfredo	30	40	12
Польща	Baltic Basin	Silurian Shales	80	50	40
	Lublin Basin	Silurian Shales	60	40	24
	Podlasic Depression	Silurian Shales	60	50	30
Східна Європа	Baltic Basin	Silurian Shales	60	50	30
	Dnieper-Donets Basin	Visean Shales	40	40	16
	Lublin Basin	Silurian Shales	60	40	24
Західна Європа	North Sea-German Basin	Posidonia Shale	60	50	30
		Namurian Shale	60	50	30
		Woolden Shale	50	40	20
	Paris Basin	P-C Shale	60	60	36
	Scandinavia Region	Alum Shale	50	40	20
	South-East French Basin	Torros Niores	50	50	25
		Liassic Shale	60	50	30
	N.UK.Petroleum System	Bowland Shale	40	50	20
	S.UK.Petroleum System	Liassic Shale	40	50	24

Примітка: Play – нетрадиційне родовище.

Таблиця 31. Додаткові показники при розрахунку нерозвіданих ресурсів сланцевого газу [71]

Назва показника	Мета та особливості визначення та розрахунку
Коефіцієнт заповнення пастки	Вдосконалення коефіцієнта вилучення газу з врахуванням геологічних особливостей освоєння сланцевого газу. Визначення окремо по перспективним площам або їх ділянкам
Коефіцієнт тріщинуватості	Вдосконалення коефіцієнта вилучення газу з врахуванням технологічних особливостей освоєння сланцевого газу. Визначення окремо по перспективним площам або їх ділянкам
Показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови	Врахування не підтвердження видобувних ресурсів в складі геологічних через наявність ускладнень будови ділянки
Ризик/ймовірність підтвердження	Врахування геолого-економічних характеристик в залежності від ступеня геологічного вивчення достовірності даних

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ ДЛЯ ПОШУКІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ В УКРАЇНІ: ПРОГНОЗНА ОЦІНКА

4.1. СХІДНИЙ РЕГІОН

4.1.1. Рівень дозрілості органічної речовини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з перспективою відкриття родовищ нетрадиційного газу

Формування вуглеводнів пов'язують з розкладом органічної речовини впродовж занурення басейнів седиментації. Це супроводжується поступовим ростом рівня дозрілості ОР, що можна прослідкувати шляхом дослідження низки біомаркерів. Вивчення дозрілості ОР у порівнянні з тектонічними подіями, які впливали на зміну структурної будови басейну, дає можливість порівняти час утворення вуглеводнів відносно періодів формування нафтогазоносних структур. Це зумовлює можливість прогнозувати найперспективніші щодо нафтогазоносності стратиграфічні рівні й прицільно охоплювати перспективні райони для здійснення пошуково-розвідувального буріння. Окрім того, при досягненні високого рівня дозрілості, який відповідає «газовому» вікну, материнські товщі, збагачені на органіку, самі можуть генерувати газ і ставати джерелом так званого нетрадиційного газу.

Метою цієї роботи було оцінити рівень дозрілості органічної речовини в палеозойських відкладах ДДЗ у зв'язку з потенціалом генерації вуглеводнів палеозойського поверху осадового чохла западини та його потенціалу як джерела нетрадиційного газу [69].

Теоретичні передумови. Оптичні методи визначення рівня дозрівання ОР ґрунтуються на вивченні відбиття вітриніту, флюоресценції ліптиніту та кольору і прозорості керогену [129]. Відбиття вітриніту є одним з найбільш досліджуваних (хоча й не найточнішим) біомаркерів, який дає змогу прослідити зміну дозрілості ОР з глибиною і виконати картування її регіональної дозрілості в осадових верствах.

Вітриніт складається з целюлози, лігніну та танінів і повсюдно зустрічається в осадових породах. У породах девону і старших вітриніт зустрічається рідше через відсутність решток вищих рослин. Відбиття вітриніту (R_o) залежить від коефіцієнтів заломлення (μ) та поглинання (k) вітринітом світла відповідно до загальновідомого рівняння Біра:

$$R_0 = \frac{(\mu - \mu_0)^2 + \mu k^2}{(\mu - \mu_0)^2 + \mu^2 k^2},$$

де μ_0 – коефіцієнтом заломлення імерсійної рідини.

З підвищенням рівня діагенезу та ароматизацією ОР відбиття вітриніту збільшуються від 0,15 % (мінімальне значення) до понад 5,5 % при ступені перетворень, який відповідає зеленосланцевому метаморфізму. З посиленням діагенезу вітриніт стає дедалі більш анізотропним і через це стандартні відхилення відбиття розширюються [129, 141]. Середні значення довільного відбиття (R_r), які було заміряно впродовж виконаних досліджень, згідно з статистичними даними, добре корелюють з величинами максимального відбиття і практично не відрізняються при низьких рівнях дозрілості [141].

Роблячи заміри відбиття вітриніту, однак, необхідно враховувати низку факторів, які спотворюють оцінку термальної дозрілості ОР осадових верств [69]:

- різний за походженням вітриніт може показувати відмінне відбиття за однакового рівня дозрівання;
- неправильне визначення типу мацерал;
- перевідкладення давнього вітриніту з більшим відбиттям в молодших верствах;
- окиснення вітриніту;
- статистичні похибки, які зростають з підвищенням дозрілості вітриніту й зростанням його оптичної анізотропії;
- погана поліровка вітриніту.

Методика. В процесі виконання роботи було досліджено органічну речовину з керна свердловин цілої низки площ ДДЗ [69]. Для виконання задач дослідження з відібраних зразків сланців, аргілітів, алевролітів і пісковиків було виготовлено аншлифи, які досліджувалися макро- та мікроскопічно для визначення текстурно-структурних і мінералогічних характеристик порід, а також для виявлення і типізації органічної речовини. Довільна відбивна здатність вітриніту була заміряна в цих аншлифах з використанням мікроскопу вертикального металографічного МИМ-7 в імерсійній рідині ($\mu_0 = 1,515$) у світлі лампи розжарювання $\lambda = 546$ нм за збільшення у 700 разів. Для більшості зразків виконано понад 20 замірів виділень ОР, що вважається достатнім для характеристики відбивної здатності вітриніту в породі. Згідно з статистичними даними з дослідження ОР, результати замірів були осереднені й порівняні з тими, що характеризують окремі уламки ОР.

Результати досліджень. Згідно з результатами досліджень [69], вітриніт у палеозойських відкладах ДДЗ представлений здебільшого мацералами вітродетриніту – тонкофрагментованими вітринізованими рослинними рештками, які зустрічаються окремо чи зцементовані аморфним вітринітовим матеріалом [149]. Менш розповсюджені мацерали колотеленіту, коловітриніту, колодетриніту, вітриніту, фіузеніту, детриніту, зовсім зрідка – теловітриніту і геловітриніту (рис. 18–29).

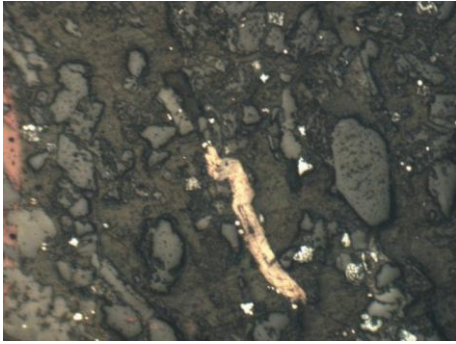


Рис. 18. Вітродетриніт. Аншліф 81-БК, св. Борківська-15, інт. 3016–3021, D₃fm, аргіліт

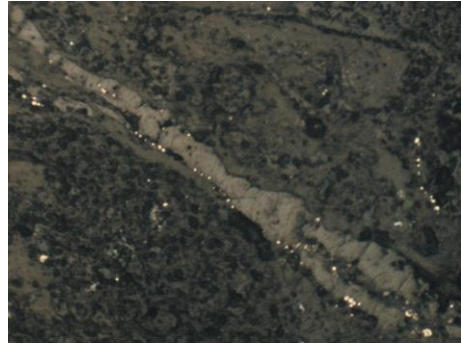


Рис. 19. Вітродетриніт. Аншліф 84-БК, св. Борківська-15, інт. 2787,0–2797,3, D₃fm, аргіліт

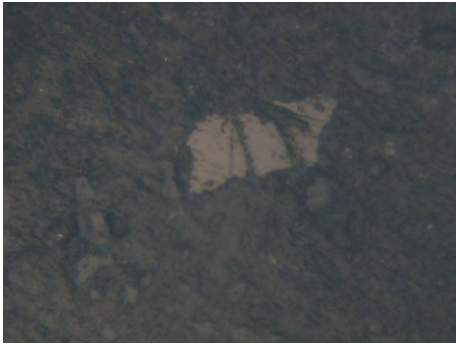


Рис. 20. Колотеленіт. Аншліф 103-АТ, св. Артемівська-1, інт. 3724 м, С₂m, аргіліт



Рис. 21. Колотеленіт. Аншліф 142-Дж, св. Дружелюбівська-104, інт. 2855, С₁s, аргіліт



Рис. 22. Коловітриніт. Аншліф 110-ДР, св. Дробишівська-4, інт. 3222 м, С₂m, пісковик



Рис. 23. Коловітриніт. Аншліф 130-ЄВ, св. Євгенівська-1, інт. 2232–2240, С₁s

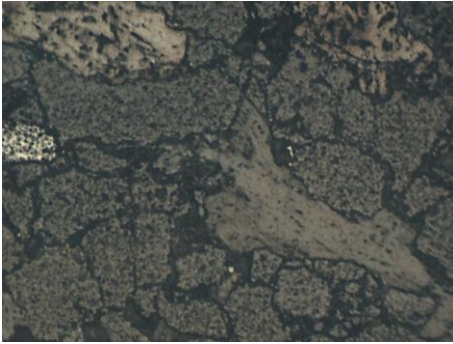


Рис. 24. Колодетриніт, фузеніт. Аншліф ЛИЧ-1, св. Личківська-64, інт. 2630–2638, пісковик

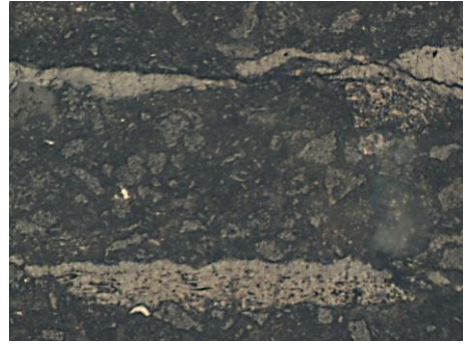


Рис. 25. Колодетриніт, вітродетриніт. Аншліф ЗЛ-1, св. Західно-Левенцівська-1, інт. 946–954, C_{1S_1} , аргіліт

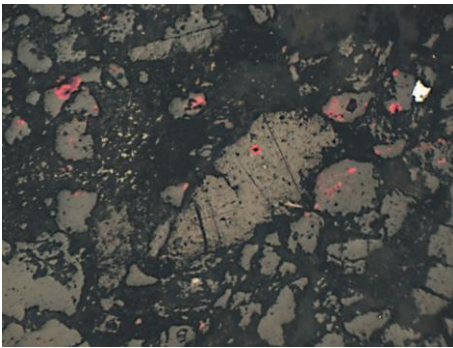


Рис. 26. Вітриніт, пірит. Аншліф. ЗЛ-2, св. Західно-Левенцівська-1, інт. 1540–1548, C_{1S_1} , пісковик

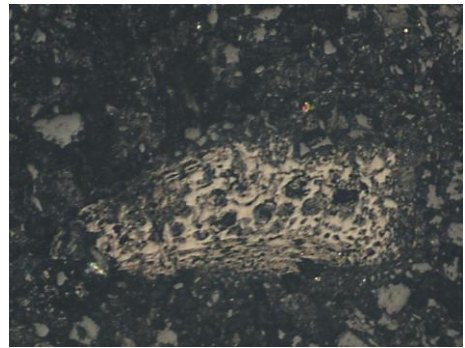


Рис. 27. Фузеніт, вітродетриніт. Аншліф. ЗЛ-5, св. Західно-Левенцівська-2, інт. 1420–1428, C_{1S_1} , аргіліт



Рис. 28. Детриніт, гематит. Аншліф ЛІВ-8, св. Ливенська-1, інт. 1720–1728, C_{1V_1} , пісковик

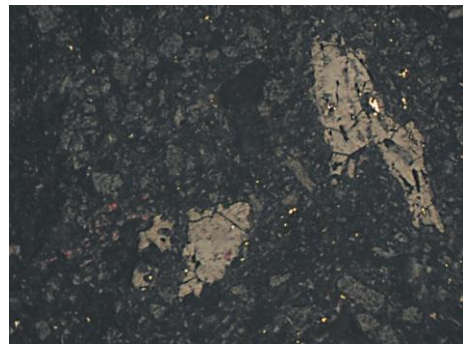


Рис. 29. Колодетриніт, вітродетриніт, пірит. Аншліф УЛ-1, св. Ульянівська-18, інт. 2325–2340, C_{1S_1} , аргіліт

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Загалом, середнє відбиття вітриніту в заміряних зразках коливається в широких межах – від 0,5 %, що відповідає незрілій органіці, до 7,0 %, що характеризує «мертвий» вуглець перезрілої органічної речовини (табл. 32, 33).

Таблиця 32. Результати виміру відбивної здатності вітриніту порід східного сектора Дніпровсько-Донецької западини [69]

Свердловина	Проба	Інтервал	Індекс	Порода	Кількість замірів	Середнє
Східні фланги						
Артемівська-1	105АТ	3559–3566	C _{2m}	Аргіліт	1	2,60
	102АТ	3661	C _{2m}	Пісковик	6	1,51
	104АТ	3663	C _{2m}	Пісковик	3	1,14
	103АТ	3724	C _{2m}	Аргіліт	13	1,20
	109АТ	4020	C _{2m}	Аргіліт	11	2,02
Дробишівська-4	111ДР	3218	C _{2m}	Аргіліт	1	1,00
	110ДР	3222	C _{2m}	Пісковик	17	1,98
	113ДР	3737–3746	C _{2m}	Аргіліт	16	1,43
	112ДР	3885–3890	C _{2b}	Аргіліт	16	1,43
Дробишівська-10	127ДР	3861–3871	C _{2m}	Пісковик	13	1,32
	126ДР	4157–4165	C _{2b}	Аргіліт	7	1,62
Святогірська-10	118СВ	3751–3759	C ₃	Аргіліт	1	1,20
	117СВ	3767–3769	C ₃	Аргіліт	9	1,02
	115 СВ	3848–3856	C _{2m}	Пісковик	8	1,12
	116СВ	3988–3996	C _{2m}	Аргіліт	3	1,47
Північний борт						
Аннівська-674	2-АН	970–977	C _{2b}	Алевроліт	13	0,59
	4-АН	977–990	C _{2b}	Аргіліт	4	0,60
	6-АН	—	C _{2b}	Аргіліт	5	0,51
Євгенівська-1	8-Єв	1411–1419	C _{2b}	Алевроліт	20	0,85
	9-Єв	2224–2232	C _{1s2}	Аргіліт	11	1,49
	10-Єв	—	C _{1s2}	Аргіліт	25	0,92
	130Єв	2232–2240	C _{1s2}	Сланець	19	1,02
	11-Єв	2676–2684	C _{1v}	Аргіліт	14	1,04
	129Єв	2676–2684	C _{1v}	Сланець	17	0,84
	Євгенівська-4	122Єв	2482–2490	C _{1s2}	Аргіліт	20
124Єв		3056–3062	C _{1v1}	Сланець	3	1,08
Євгенівська-8	15-Єв	1112–1120	C _{2m}	Сланець	25	0,84
	16-Єв	1761–1769	C ₂ ¹	Аргіліт	18	0,86
	17-Єв	2232–2239	C _{1s2}	Аргіліт	2	1,30
Євгенівська-20	121Єв	1101–1109	C _{2m}	Аргіліт	1	2,40
Дружелюбівська-104	141ДЖ	2852	C _{1s}	*	25	1,30
	142ДЖ	2855	C _{1s}	Аргіліт	12	0,68
	143ДЖ	2857	C _{1s}	Аргіліт	25	1,21
Гашинівська-3	135ГШ	3355–3359	D _{3fr}	Аргіліт		
	136ГШ	3398–3404	D _{3fr}	Пісковик	1	2,10
	7-1-ГА	3544–3553	D _{3fr}	Аргіліт	16	1,30

Продовження таблиці 32

Свердловина	Проба	Інтервал	Індекс	Порода	Кількість замірів	Середнє
Північна прибортова зона						
Куличихинська-30	28-КУ	3097–3107	C ₁	Алевроліт	29	0,76
Юліївська-34	37-ЮЛ	3088–3096	C _{1v}	Чорний сланець	21	0,91
Приосьова зона						
Західно-Шебелинська-702	18-ЗШ	4486–4494	C ₂	Пісковик	19	0,82
	19-ЗШ	4494–4502	C ₂	Алевроліт	17	0,78
	20-ЗШ	5077–5080	C _{2m}	Алевроліт	14	1,14
	21-ЗШ	5585–5593	C ₂	Аргіліт	24	1,06
Південно-Коломацька-32	32-ПК	5308–5316	C _{1s2}	Аргіліт	14	1,58
	32-1-ПК	5601–5607	C _{1s2}	Аргіліт	11	1,04
Південно-Коломацька-33	33-ПК	5476–5484	C _{1s2}	Аргіліт	12	1,29
	34-ПК	5591	C _{1s2}	Аргіліт	33	1,19
	35-ПК	5592–5588.5	C _{1s2}	Аргіліт	19	0,78
Західно-Вергунська	36-ЗВ	2632–2640	?	Чорний сланець	17	0,96
Південний борт						
Зачепилівська-90	132-ЗЧ	971–975	C _{1s}	Сланець	17	0,68
	131-ЗЧ	983–979	C _{1s}	Сланець	5	0,47
Зачепилівська-100	133-ЗЧ	1270–1278	C _{1s1}	Аргіліт	8	0,61
	134-ЗЧ	1435–1443	C _{1v}	Аргіліт	7	0,75
	23-ЗА	1680–1688	C _{1t}	Алевроліт	14	1,10
	24-ЗА	1688–1695	C _{1t}	Алевроліт	12	1,74
	25-ЗА	1750–1758	C _{1t}	*	7	1,29
Лівенська-7	ЛІВ-7	3120	C _{1v1}	Аргіліт	21	0,7
Лівенська-1	ЛІВ-8	1720–1728	C _{1v1}	Пісковик	30	0,5
	ЛІВ-10	1999–2008	D _{3fm2}	Пісковик	17	0,5
Багатоїська-25	БАГ-6	3708–3716	C _{1s2}	Аргіліт	24	1,2
	БАГ-3	3981–3989	C _{1s1}	Аргіліт	34	1,2
	БАГ-8	4335–4342	C _{1v2}	Аргіліт	33	1,4
Західно-Левенцівська-1	З-Л-1	946–954		Аргіліт	35	0,7
	З-Л-2	1540–1548	C _{1s1}	Пісковик	39	0,8
Західно-Левенцівська-2	З-Л-5	1420–1428	C _{1s1}	Аргіліт	33	0,8
Керносівська-2	КЕР-4	1779–1786	C _{1s2}	Алевроліт	20	0,9
	КЕР-5	2153–2158	C _{1s1}	Аргіліт	59	1,1
Личківська-64	ЛИЧ-1	2630–2638	C _{1s1}	Пісковик	26	0,8
	ЛИЧ-2	2885–2892	C _{1v}	Алевроліт	32	0,9
Ульянівська-18	УЛ-1	2325–2340	C _{1s1}	Аргіліт	38	0,6
	УЛ-7	2544–2557	C _{1s1}	Алевроліт	31	0,8
	УЛ-6	2715–2723	C _{1v2}	Аргіліт	49	1,2

Примітка: * Перешарування чорних аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків.

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

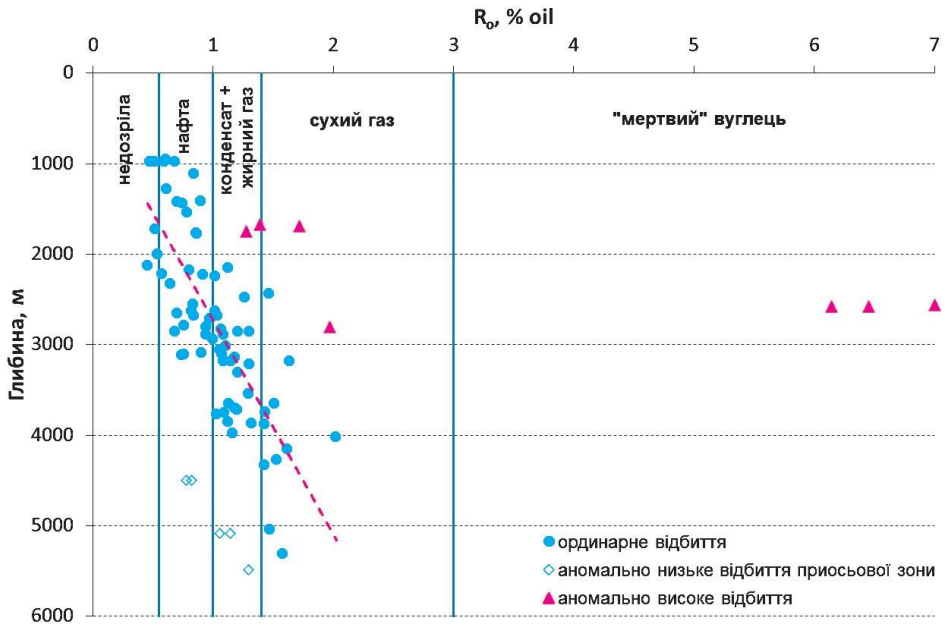
Таблиця 33. Результати виміру відбивної здатності вітриніту порід північно-західного сектора Дніпровсько-Донецької западини [69]

Свердловина	Проба	Інтервал	Індекс	Порода	Кількість замірів	Середнє
Центральна зона						
Ніжинська-338	60НЖ	2807–2815	C ₁ S	Чорні аргіліти	13	1,98
	65НЖ	3138	C ₁ V ₂	Аргіліт	23	1,15
Щурівська-10	76ЩР	3173–3179	C ₁ V	Аргіліт	23	1,15
	75ЩР	3179–3186	C ₁ V	Пісковик	13	1,10
Артюхівська-13	78АР	4268–4270	C ₁ V ₂	Аргіліт	10	1,70
	77АР	4302–4309	C ₁ V ₂	Аргіліт	16	0,95
Рудівська-3	101РД	5042–5044	C ₁ V	Аргіліт	37	1,47
Північний борт і прибортова зона						
Хорольська-338	92ХР	2430–2444	C ₁ S	Аргіліт	27	1,46
	90ХР	2641–2657	C ₁ V	Аргіліт	33	0,70
Південно-Афанасіївська-5	94АФ	2939–2947	C ₁ S	Аргіліт	32	1,00
	95АФ	3098–3106	C ₁ V	Аргіліт	31	1,08
	93АФ	3310–3313	C ₁ V	Аргіліт	29	1,21
Південно-Афанасіївська-10	98АФ	2797–2809	C ₁ S	Аргіліт	34	0,95
	96АФ	3056–3068	C ₁ V	Аргіліт	43	1,05
	97АФ	3068–3080	C ₁ V	Аргіліт	46	1,03
Південно-Афанасіївська-11	99АФ	2889–2900	C ₁ S	Аргіліт	37	1,08
	100АФ	3175–3180	C ₁ V	Аргіліт	46	1,06
Північно-західний борт						
Ушнянська-1	89УШ	2177–2192	D ₃ fm	Алевроліт	51	0,80
Борківська-15	84БК	2787–2797,3	D ₃ fm	Аргіліт	30	0,76
	83БК	2827,6–2838	D ₃ fm	Аргіліт	21	1,07
	81БК	3016–3021	D ₃ fm	Аргіліт	25	1,11
	85БК	3756–3767	D ₃ fm	Аргіліт	4	1,10

Більшість зразків, однак, в сукупності формує похилий тренд (рис. 30), який демонструє закономірне зростання відбиття вітриніту з глибиною незалежно від територіального положення площі. Це є наслідком більш-менш подібних процесів спокійного (платформного) тектонічного розвитку території ДДЗ з рівномірними періодами занурення чи здіймання осадових верств різних стратиграфічних рівнів, що спричинило подібність дозрівання ОР у товщі палеозойських відкладів западини, що контролювалося, здебільшого, глибиною занурення відкладів.

На рис. 30 досить добре видно інтервали глибин, на яких збагачені органікою породи здатні генерувати нафту – від 900 до 3100 м, жирний газ з конденсатом – від 2100 до 4000 м і сухий газ – від 2300 до глибше 4000 м.

У кількох свердловинах на порівняно невеликих глибинах (1600–3000 м) у низці свердловин на рівні девонських (св. Ушнянська-1) і нижньокам'яновугільних (св. Хорольська-338, св. Ніжинська-338 і св. Зачепилівська-100) відкладів зустрічається занадто дозрілий вітриніт ($R_r \sim 1,3 - >5,0$) для таких незначних



Поля вуглеводнів нанесені згідно з [147].

Рис. 30. Відбиття вітриніту палеозойських відкладів ДДЗ в залежності від глибини [69]

глибин. Такі знахідки дозволяють прогнозувати ділянки, які характеризують зростання дозрілості ОР внаслідок специфіки тектонічних процесів, або ж локального підвищення термального потоку (магматична чи гідротермальна діяльність).

Окрім того, в межах приосьової частини ДДЗ у свердловинах Західно-Шебелинської та Південно-Коломацької площ на глибинах понад 4000 м зафіксовано аномально низькі величини відбиття вітриніту, що, вірогідно, є результатом впливу перерахованих вище факторів, які спотворюють реальну картину рівня дозрілості ОР.

Обговорення результатів. «Нетрадиційним» називають природний газ, який накопичений в ущільнених пісковиках/алевролітах, сланцях-аргілітах, а також у вугільних пластах. Через збідніння традиційних вуглеводневих родовищ у пісковиках/пісках та вапняках і як наслідок подорожчання вуглеводневої продукції, родовища «нетрадиційного» газу почали успішно розробляти. Якщо утилізація вугільного газу з корисною метою є досить поширеною і тепер добре розробленою технологією, то видобування газу з ущільнених пісковиків і сланців почато порівняно недавно, і досвід таких робіт накопичено насамперед у США, де сланцевий газ становить близько 25 % об'єму всього газу, який видобувають у США. Серед критеріїв, які дозволяють успішно проводити технологічні операції, які забезпечують рентабельність газових свердловин – достатня потужність цільових горизонтів сланців (більш як 40 м), високий вміст органічного вуглецю (понад 2 %), глибини залягання цільових горизонтів – до 3500 м, а також дозрілість органічної речовини на рівні «газового» вікна (тобто відбиття вітриніту

в ідеалі має перевищувати $R > \sim 1,4 \%$). Рівень дозрівання органічної речовини визначають шляхом аналізу комплексу перерахунків результатів піролізу Rock-Eval, також базуючись на результатах заміру відбиття вітриніту, однак останні не завжди показують достовірний результат. Окрім того, усі сланці в минулому являли собою мул, в якому газ генерувався ще під час накопичення й початкового захоронення в результаті діяльності метаногенеруючих бактерій на стадії раннього діагенезу, а впродовж літифікації та деструкції органічної речовини починають насичуватись газом з досягненням рівня дозрілості органічної речовини, який відповідає «нафтовому» піку, який, в свою чергу, відповідає відбиттю вітриніту $\sim 0,8 \%$ [129, 147]. Однак за наявності в сланцях значної кількості рідких вуглеводнів, рідка фаза знижує дебіти свердловин, а тому високий рівень дозрілості сланців є одним з головних критеріїв, які зменшують ризики видобування «нетрадиційного» газу.

Згідно з проведеними дослідженнями [69], територія ДДЗ є перспективною щодо запровадження робіт на цілеспрямоване виділення ділянок для пошуку родовищ «нетрадиційного» газу, які можна прогнозувати на глибинах понад 2300 м, де залягають поклади, рівень дозрілості яких відповідає «газовому» вікну чи полю сухого газу на рис. 30. Суттєву перспективу також мають відклади в інтервалі 2100–4000 м, які відповідають полю конденсату і жирного газу. Для уточнення рівня дозрілості ОР рекомендується провести аналізи піролізу Rock-Eval з визначенням загальної кількості органічного вуглецю в породах, параметрів T_{\max} (температура максимального виділення вуглеводнів під час піролізу) та HI (водневий індекс), які використовуються для визначення не тільки рівня дозрілості органічної речовини, а й типу керогену.

Велике значення при бурінні на «нетрадиційний» газ має глибина цільових горизонтів. Наприклад, свердловини на «нетрадиційний» газ у США – не глибші 3500 м. Отже, доцільно провести виділення ділянок для буріння на «нетрадиційний» газ. Для цього необхідно виконати прицільне картування горизонтів з підвищеною кількістю органічної речовини з кореляцією їх між свердловинами, використовуючи діаграми гамма-каротажу у комплексі з дослідженнями рівня дозрілості органічної речовини [69].

4.1.2. Геохімічні особливості порід і газів

Склад вмісних порід і мінералів. Основними типами порід, що містять ущільнений (сланцевий) газ, є глинисті та алевритові сланці різного мінерального складу. Головними мінералами таких порід є монтморилоніт, каолініт, хлорит, гідрослюди, кварц, опал, карбонати, інколи рудні мінерали та бітуми. Міграція вуглеводнів через колектори мало впливає на геохімічні характеристики їхньої неорганічної складової, змінюючи хіба що окисно-відновні параметри середовища, в яке ці вуглеводні проникають або в яких вони трансформуються. Таким чином, геохімічні особливості вмісних товщ визначаються, очевидно, на стадіях седиментогенезу та діагенезу, що в свою чергу пов'язано з фаціальними особливостями ділянок живлення та седиментації. За речовинним складом глинистих порід можливо реставрувати склад і геохімічні особливості материнських порід

ділянок живлення, але це не є нашим завданням, тим більше, що за нашими даними особливих аномалій вмісту окремих елементів, які б могли являти собою рудні концентрації, у досліджених нами зразках не виявлено.

Спектральний аналіз проводився по 40 елементах, чутливість визначення вказана в табл. 34. Особливо різких відхилень вмісту елементів у досліджених пробах не виявлено. Аналіз розподілу елементів за результатами спектрально-го емісійного методу виявив декілька їхніх груп, що характеризуються своїми особливостями розподілу. У першу чергу слід сказати про такі елементи, як U, Th, що враховуються при описах сланців еталонних ділянок (наприклад, Марселлус), які вирізняються однотипними і дивно витриманими значеннями (3×10^{-2} і 1×10^{-2} , відповідно для U і Th) за 3 % і 1 % – нижньої межі їхнього виявлення.

Такими ж особливостями розподілу визначаються: Be (5×10^{-4}), As (1×10^{-1}), Te (1×10^{-2}), Hg (3×10^{-2}), Sb (3×10^{-3}), Ge (1×10^{-4}), Pt (1×10^{-3}), Au (2×10^{-4}), Ta (1×10^{-2}), Tl ($0,5 \times 10^{-2}$), W (5×10^{-3}), Bi ($0,1 \times 10^{-3}$), Ce (2×10^{-2}), La (5×10^{-3}), Hf (1×10^{-2}), Cd (1×10^{-3}), Sr (3×10^{-2}), In (1×10^{-3}). Усі перераховані вище елементи містяться в проаналізованих породах у кількості, що відповідає граничним значенням їхнього виявлення. Коливання вмісту елементів при цьому незначне і безсистемне. Тобто в даному випадку індикаторна роль цих елементів нульова на відміну від відомих світових проявів у подібних багатих органікою утвореннях, де принаймні виділяються аномальні ділянки.

Для інших елементів проведено статистичне опрацювання результатів аналізів, яке включало побудову гістограм розподілу вмісту цих елементів у різних ділянках і визначення кореляційних зв'язків між цими елементами. Аналіз отриманих гістограм розподілу показує наявність для низки елементів значних коливань їхнього вмісту (наприклад, Sc, Cr, Pb, Ti, Mn, Ni, Y, Yb, Mo, Sn, V, Li, Cu, Ag, Zn, Co, Zr), які, однак, ніяк не пов'язані з місцем розташування ділянки, а отже, і з їхніми стратиграфічними чи літологічними особливостями. Для перерахованих вище елементів властивий випадковий характер розподілу, що відображається безсистемними варіаціями їхнього вмісту в межах одних і тих самих утворень окремих ділянок, які вивчались. При цьому величини відхилень від середніх значень цих елементів більші всередині одного об'єкта і не можуть слугувати ознакою відміни між цими ділянками. Графічно варіації вмісту цих елементів представлені в одних випадках відносно симетричними кривими розподілу (наприклад, Cr, Ti, Zr) з одним широким максимумом, а в інших – асиметричними, переважно з одним зміщеним у той чи інший бік піком значень (наприклад, Ba, Mn, Ni, Y, Yb, Mo, Cu, Ag), що може свідчити про наявність окремих породних відмін, де концентруються ці елементи. Детальніше ці особливості можливо з'ясувати лише за умови використання додаткових досліджень.

Ще одна група елементів (Ga, Nb, Sn, V, Zn, Co) характеризується значним розмахом вмісту з утворенням цілої низки незначних за розміром максимумів розподілу, що очевидно відображає відносно рівномірний їхній розподіл серед усіх порід у всіх досліджуваних ділянках. Відповідно, ці елементи також не можуть бути індикаторними для подальшого використання.

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Таблиця 34. Вміст мікроелементів за результатами атомно-емісійного спектрального аналізу

Проба	Va	Be	As	Te	Hg	Sc	P	Sb	Ge	Au	Pt	Cr	Ta	Tl	Pb
	10 ⁻²	10 ⁻⁴	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻⁴	10 ⁻¹	10 ⁻³	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻³
1АН	5	5	<10	<1	<3	1,5	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	2
2АН	4	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	1,5
3АН	4	<5	<10	<1	<3	1,5	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	1
4АН	6	5	<10	<1	<3	2	0,6	<3	<1	<2	<1	10	<1	<0,5	1,5
5АН	4	<5	<10	<1	<3	1,5	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	4
6АН	3	<5	<10	<1	<3	0,5	<0,5	<3	<1	<2	<1	0,6	<1	<0,5	0,8
7ГА	2	5	<10	<1	<3	1,5	0,5	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	3
7-ІГА	1,5	<5	<10	<1	<3	0,5	0,5	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	1
8ЄВ	3	<5	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	2
9ЄВ	3	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	2
10ЄВ	15	<5	<10	<1	<3	1,5	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	3
11ЄВ	2	<5	<10	<1	<3	<0,5	<0,5	<3	<1	<2	<1	3	<1	<0,5	1
12ЄВ	3	5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	3
13ЄВ	2	<5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	1
14ЄВ	1	5	<10	<1	<3	0,6	0,5	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	2
15ЄВ	3	<5	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	5
16ЄВ	3	<5	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	3
17ЄВ	2	<5	<10	<1	<3	0,5	<0,5	<3	<1	<2	<1	3	<1	<0,5	1,5
18-3Ш	2	<5	<10	<1	<3	0,6	0,5	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	6
19-3Ш	1,5	<5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	2
20-3Ш	5	6	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	5
21-3Ш	6	<5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	4
22-3А	2	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	2
23-3А	2	<5	<10	<1	<3	<0,5	<0,5	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	0,8
23-1-3А	2	<5	<10	<1	<3	<0,5	<0,5	<3	<1	<2	<1	4	<1	<0,5	0,8
24-3А	3	<5	<10	<1	<3	0,6	<0,5	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	1,5
24-3А/1	2	<5	<10	<1	<3	0,5	0,5	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	0,8
25-3А	4	<5	<10	<1	<3	2	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	0,6
26КУ	3	5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	2
27КУ	1,5	<5	<10	<1	<3	<0,5	<0,5	<3	<1	<2	<1	2	<1	<0,5	1,5
28КУ	3	5	<10	<1	<3	1,5	0,5	<3	<1	<2	<1	10	<1	<0,5	1
30КУ	1,5	5	<10	<1	<3	2	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	1
31КУ	1	<5	<10	<1	<3	0,5	0,5	<3	<1	<2	<1	3	<1	<0,5	10
32ПК	3	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	8	<1	<0,5	2
32-1ПК	4	<5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	0,8
33ПК	4	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	1,5
34ПК	3	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	2
35ПК	2	<5	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	3
36-3В	3	<5	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	3
37ЮЛ	5	5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	2
38ПІ	4	<5	<10	<1	<3	1,5	0,6	<3	<1	<2	<1	6	<1	<0,5	3

Продовження таблиці 34

Проба	U	Th	Ti	Mn	W	Ga	Nb	Ni	Bi	La	Y	Yb	Hf	Mo	Sn
	10 ⁻²	10 ⁻²	10 ⁻¹	10 ⁻²	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻⁴	10 ⁻²	10 ⁻⁴	10 ⁻⁴
1АН	<3	<1	4	5	<5	2	1	4	<0,1	<5	2	3	<1	1	5
2АН	<3	<1	4	4	<5	2	1	5	0,1	<5	2	2	<1	1	4
3АН	<3	<1	5	4	<5	2	1	8	0,1	<5	1,5	1,5	<1	1	4
4АН	<3	<1	5	8	<5	2	1	8	0,1	<5	2	2	<1	1	4
5АН	<3	<1	3	8	<5	2	1	20	0,1	<5	2	2	<1	3	3
6АН	<3	<1	0,5	15	<5	<1	<1	2	<0,1	<5	<1	<1	<1	<1	<1
7ГА	<3	<1	5	4	<5	2	1,5	15	<0,1	<5	2	2	<1	3	3
7-ІГА	<3	<1	2	4	<5	2	1	8	<0,1	<5	1	1	<1	10	1,5
8ЄВ	<3	<1	2	4	<5	2	1	4	<0,1	<5	1,5	1,5	<1	<1	2
9ЄВ	<3	<1	4	5	<5	2	1	5	0,1	<5	1,5	2	<1	1	3
10ЄВ	<3	<1	4	5	<5	2	1	6	0,1	<5	2	3	<1	2	3
11ЄВ	<3	<1	0,8	1,5	<5	1	<1	1,5	<0,1	<5	1	<1	<1	3	1
12ЄВ	<3	<1	3	5	<5	2	1	6	0,1	<5	1	1	<1	1	4
13ЄВ	<3	<1	4	4	<5	2	1,5	3	0,1	<5	2	3	<1	1,5	3
14ЄВ	<3	<1	5	0,5	<5	2	1,5	2	0,1	<5	2	2	<1	1	5
15ЄВ	<3	<1	2	4	<5	2	1	3	0,1	<5	1,5	1,5	<1	2	3
16ЄВ	<3	<1	3	4	<5	2	1,5	4	0,1	<5	1,5	1,5	<1	<1	3
17ЄВ	<3	<1	0,6	20	<5	1	1	2	<0,1	<5	1	1	<1	<1	1
18-3Ш	<3	<1	3	1,5	<5	2	<1	3	<0,1	<5	1	1	<1	1	4
19-3Ш	<3	<1	3	5	<5	2	1	2	<0,1	<5	1	1	<1	1	3
20-3Ш	<3	<1	5	0,6	<5	2	1	2	<0,1	<5	2	1,5	<1	<1	3
21-3Ш	<3	<1	2	5	<5	2	1	2	0,1	<5	1	1	<1	2	3
22-3А	<3	<1	3	1,6	<5	2	1	8	<0,1	<5	1,5	1,5	<1	15	4
23-3А	<3	<1	0,8	0,8	<5	1	<1	2	<0,1	<5	<1	<1	<1	1	1
23-1-3А	<3	<1	0,8	0,8	<5	1	<1	2	<0,1	<5	<1	<1	<1	<1	1
24-3А	<3	<1	2	0,8	<5	1	1	3	<0,1	<5	<1	<1	<1	3	1
24-3А/1	<3	<1	1,5	0,8	<5	1	<1	2	<0,1	<5	<1	<1	<1	1	1
25-3А	<3	<1	6	0,5	<5	2	1,5	4	<0,1	<5	2	1	<1	<1	2
26КУ	<3	<1	4	10	<5	2	1	3	0,1	<5	2	3	<1	1	3
27КУ	<3	<1	0,6	0,8	<5	1	1	1,5	<0,1	<5	<1	<1	<1	1,5	1,5
28КУ	<3	<1	4	0,5	<5	2	1	4	0,2	<5	2	2	<1	<1	3
30КУ	<3	<1	4	3	<5	2	1	4	0,1	<5	1	1	<1	<1	3
31КУ	<3	<1	1	8	<5	1	<1	2	<0,1	<5	<1	<1	<1	6	1,5
32ПК	<3	<1	3	5	<5	2	1	4	0,1	<5	1,5	1,5	<1	1	4
32-1ПК	<3	<1	3	3	<5	2	1	3	<0,1	<5	1,5	1,5	<1	1	3
33ПК	<3	<1	3	3	<5	2	1	3	0,1	<5	1,5	1,5	<1	1	3
34ПК	<3	<1	3	4	<5	2	1	4	0,1	<5	1,5	1,5	<1	1	3
35ПК	<3	<1	4	3	<5	2	1	3	<0,1	<5	2	2	<1	1	3
36-3В	<3	<1	2	3	<5	2	1	3	0,1	<5	1	1	<1	1	3
37ЮЛ	<3	<1	3	3	<5	2	1	3	0,1	<5	1,5	1,5	<1	1	3
38ПІ	<3	<1	4	4	<5	2	1	4	0,1	<5	1,5	1,5	<1	1,5	3

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Продовження таблиці 34

Проба	V	Li	Cd	Cu	Ag	Zn	Na	Sr	Co	Zr	Si	Al	Mg	Ca	Fe	In
	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻³	10 ⁻⁴	10 ⁻³	%	10 ⁻²	10 ⁻³	10 ⁻³	%	%	%	%	%	10 ⁻³
1АН	10	5	<1	4	0,1	10	0,8	<3	2	15	20	8	1	0,8	4	<1
2АН	8	4	<1	3	<0,1	6	0,6	<3	1,5	15	20	6	0,8	2	3	<1
3АН	10	5	<1	3	0,1	6	0,6	<3	2	15	30	8	1	3	5	<1
4АН	10	6	<1	3	<0,1	6	0,5	<3	2	15	20	8	1	1,5	5	<1
5АН	20	5	<1	4	0,3	15	0,6	<3	8	15	20	8	1	6	5	<1
6АН	0,8	<3	<1	1,5	<0,1	3	0,3	<3	0,4	5	5	4	3	>20	3	<1
7ГА	20	8	<1	3	0,2	6	0,6	<3	5	15	20	8	0,6	0,6	5	<1
7-1ГА	20	3	<1	3	<0,1	4	0,6	<3	1,5	15	15	6	1,5	8	4	<1
8ЄВ	6	4	<1	3	<0,1	4	1	<3	1,5	15	15	6	1	5	4	<1
9ЄВ	10	5	<1	3	<0,1	6	0,8	<3	2	15	20	8	1	0,6	4	<1
10ЄВ	10	4	<1	3	<0,1	6	0,5	<3	2	20	20	6	0,8	3	4	<1
11ЄВ	3	3	<1	1,5	<0,1	3	0,4	3	0,4	10	6	6	1	15	3	<1
12ЄВ	10	5	<1	3	<0,1	6	0,8	<3	2	15	20	6	1	0,8	4	<1
13ЄВ	8	<3	<1	3	<0,1	5	0,8	<3	2	20	20	6	0,6	0,8	4	<1
14ЄВ	6	5	<1	3	<0,1	5	0,5	<3	1	20	15	8	0,5	0,3	4	<1
15ЄВ	5	3	<1	3	<0,1	6	0,8	<3	1,5	10	10	6	0,6	6	3	<1
16ЄВ	8	4	<1	3	<0,1	5	0,8	<3	2	10	15	6	0,6	5	3	<1
17ЄВ	2	3	<1	2	<0,1	3	0,4	<3	0,8	8	4	5	2	8	5	<1
18-3Ш	6	3	<1	3	<0,1	4	1	<3	1,5	10	20	6	0,6	0,5	3	<1
19-3Ш	5	3	<1	3	<0,1	3	1	<3	1	10	20	6	0,6	1,5	3	<1
20-3Ш	8	3	<1	3	0,1	5	0,8	<3	0,5	20	20	8	0,5	0,3	3	<1
21-3Ш	6	3	<1	3	0,2	4	0,8	<3	0,8	15	15	6	0,6	6	3	<1
22-3А	8	3	<1	3	<0,1	6	1	<3	2	15	30	6	0,5	0,3	5	<1
23-3А	6	<3	<1	2	<0,1	3	0,6	3	0,6	8	8	6	0,8	15	3	<1
23-1-3А	3	<3	<1	2	<0,1	3	0,6	<3	0,5	8	6	6	0,8	15	3	<1
24-3А	4	3	<1	2	<0,1	3	0,6	<3	0,8	15	10	6	0,6	8	4	<1
24-3А/1	3	3	<1	2	<0,1	3	1	<3	0,5	15	10	6	0,6	10	3	<1
25-3А	15	3	<1	10	<0,1	5	0,4	<3	0,8	20	20	8	0,5	0,4	2	<1
26КУ	8	5	<1	3	<0,1	5	0,5	<3	2	20	20	6	0,5	0,6	4	<1
27КУ	3	<3	<1	1,5	<0,1	<3	0,4	3	0,3	3	5	5	1,5	15	3	<1
28КУ	8	4	<1	3	<0,1	3	0,3	<3	1,5	20	20	8	0,3	0,5	2	<1
30КУ	8	5	<1	2	<0,1	4	0,3	<3	3	15	20	8	0,3	0,3	5	<1
31КУ	4	<3	<1	5	0,5	4	0,3	<3	3	10	15	6	2	6	5	<1
32ПК	10	5	<1	3	<0,1	6	0,8	<3	3	15	15	6	0,6	0,5	4	<1
32-1ПК	8	4	<1	3	<0,1	6	1	<3	2	15	15	6	0,5	0,5	3	<1
33ПК	10	4	<1	3	<0,1	5	1	<3	2	10	15	6	0,5	0,5	3	<1
34ПК	10	3	<1	3	<0,1	6	0,8	<3	2	10	15	6	0,5	0,5	3	<1
35ПК	6	4	<1	3	<0,1	4	0,5	<3	2	20	15	5	0,3	0,3	5	<1
363В	10	4	<1	3	<0,1	5	1	<3	1,5	3	10	6	0,6	4	4	<1
37ЮЛ	8	4	<1	3	<0,1	6	0,8	<3	2	15	15	6	0,5	1	4	<1
38ПІ	10	5	<1	3	<0,1	8	0,6	<3	3	10	15	6	0,5	0,8	5	<1

Підрахунок коефіцієнтів кореляції для елементів, що визначались, дає можливість виділити декілька їхніх груп, об'єднаних близькістю геохімічної природи. Зокрема, для барію близькими є скандій, вісмут, ітрій, ітербій без яскраво проявлених антагоністів. Звичними супутниками виглядає скандій, титан, галій, нікель за чіткого антагонізму з кальцієм. Отже, незважаючи на затушовування різномірним матеріалом, за характером зв'язків можна виділити певні геохімічні асоціації, які є звичними для типових геологічних обстановок.

Найдетальніше проаналізовано вміст урану (практично у всіх вивчених пробах). Слід зазначити, що U досить монотонно розподілений у сланцевих товщах і зазвичай міститься в кількостях, значно вищих за нижню межу його виявлення (метод НСАМ 421-Х лазерно-люмінесцентний). Діапазон вмісту урану становить від 1 до $25,2 \times 10^{-4}$ %, причому порівняно високі концентрації (більше 5×10^{-4} %) трапляються зрідка (табл. 35, 36).

Таблиця 35. Геохімічні особливості порід східного сектора
Дніпровсько-Донецької западини

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	$S_{орг.}$, %	H_2O^- , %	$U \cdot 10^{-4}$, %	$CO_{2карб.}$, %
СХІДНІ ФЛАНГИ ДДЗ							
Артемівська площа							
Свердловина Артемівська-1							
1*	3417–3425	C _{2m}	Алевроліт	2,98	0,78	3,3	0,33
2*	3552–3559	C _{2m}	Аргіліт	3,34	0,74	2,7	0,27
3*	3559–3566	C _{2m}	—”—	3,16	0,66	2,7	0,16
105 АТ	3559–3566	C _{2m}	—”—	2,61	0,85	3,2	0,77
102 АТ	3661	C _{2m}	Пісковик	1,44	0,75	4,3	0,17
104 АТ	3663	C _{2m}	—”—	0,73	0,66	4,3	1,38
103 АТ	3724	C _{2m}	Аргіліт	3,74	0,82	5,2	1,43
4*	3724–3731	C _{2m}	Алевроліт	3,86	0,72	3,4	0,22
5*	3875–3885	C _{2m}	Пісковик	2,60	0,92	2,5	0,22
107 АТ	3875–3883	C _{2m}	Пісковик	2,41	1,04	2,8	<0,1
106 АТ	3883–3891	C _{2m}	Аргіліт	2,89	1,40	8,1	<0,1
108 АТ	4012	C _{2m}	Сланець	3,66	1,48	2,7	3,57
109 АТ	4020	C _{2m}	Аргіліт	4,13	0,80	3,2	0,77
6*	4012–4020	C _{2m}	—”—	3,50	0,98	5,2	0,06
7*	4105–4112	C _{2m}	—”—	6,90	1,24	3,7	0,44
8*	4120–4125	C _{2m}	—”—	6,10	1,22	3,2	0,11
9*	4191–4196	C _{2m}	—”—	3,88	1,28	3,2	0,06
10*	4196–4201	C _{2m}	—”—	6,06	1,31	25,2	0,05
11*	4201–4206	C _{2m}	Алевроліт	5,16	0,92	2,7	0,44
12*	4465–4472	C _{2m}	Аргіліт	5,5/8	1,28	4,6	1,10
13*	4483–4486	C _{2m}	—”—	3,24	1,20	9,4	3,30
Свердловина Дробишівська-4							
111 ДР	3218	C _{2m}	—”—	4,89	1,55	4,7	1,54
110 ДР	3222	C _{2m}	Пісковик	1,97	0,44	2,6	0,88
25*	3215–3223	C _{2m}	Алевроліт	4,54	0,74	4,6	<0,05
26*	3215–3223	C _{2m}	—”—	8,20	1,04	3,4	3,30

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Продовження таблиці 35

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	С _{орг.} , %	Н ₂ О ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %	СО ₂ карб., %
27*	3729–3737	C ₂ m	Аргіліт	3,24	0,58	2,9	<0,05
28*	3737–3746	C ₂ m	—”—	3,90	0,60	4,1	0,16
113 ДР	3737–3746	C ₂ m	—”—	4,47	1,20	4,2	2,20
29*	3746–3752	C ₂ m	—”—	4,86	0,94	4,4	0,34
112 ДР	3885–3890	C ₂ b	—”—	3,48	1,55	2,7	1,43
30*	3885–3893	C ₂ b	—”—	6,60	1,30	6,2	0,14
Свердловина Дробишівська-10							
127 ДР	3861–3871	C ₂ m	Пісковик	0,61	0,20	1,4	0,77
125 ДР	3906–3910	C ₂ m	Аргіліт	3,99	1,13	4,9	1,21
128 ДР	3959–3967	C ₂ b	—”—	6,57	1,01	2,9	5,50
126 ДР	4157–4165	C ₂ b	—”—	5,36	0,92	3,5	2,31
Свердловина Святогірська-10							
118 СВ	3751–3759	C ₃	Аргіліт	3,64	1,31	3,1	0,94
52*	3751–3759	C ₂ m	—”—	4,50	1,62	3,2	0,05
53*	3767–3769	C ₂ m	—”—	4,40	1,36	2,7	<0,05
54*	3767–3769	C ₂ m	—”—	4,76	1,48	3,5	0,16
117 СВ	3767–3769	C ₃	—”—	4,54	1,52	3,3	1,65
115 СВ	3848–3856	C ₂ m	Пісковик	0,76	0,64	1,5	0,11
55*	3848–3856	C ₂ m	—”—	5,08	0,72	1,6	<0,05
56*	3988–3996	C ₂ m	Аргіліт	5,08	1,88	3,9	0,05
116 СВ	3988–3996	C ₂ m	—”—	4,15	1,58	3,7	0,33
57*	3994–4004	C ₂ m	—”—	4,84	2,54	2,5	0,05
58*	4004–4012	C ₂ m	—”—	5,22	2,34	2,6	0,05
114 СВ	4004–4012	C ₂ m	—”—	2,84	1,84	2,6	11,82
59*	4089–4097	C ₂ m	—”—	4,86	1,52	3,6	<0,05
60*	4097–4102	C ₂ m	—”—	4,98	1,60	3,4	<0,05
61*	4102–4110	C ₂ m	—”—	4,18	1,98	3,9	<0,05
ПІВНІЧНИЙ БОРТ ДДЗ							
Свердловина Куличихінська-3							
31 КУ	3165–3175	C _{1t-v}	Алевроліт	6,05	0,96	н/в	10,04
Євгенівська площа							
Свердловина Євгенівська-1							
8 ЄВ*	1411–1419	C ₂ b	Алевроліт	3,14	0,51	н/в	7,48
130 ЄВ	2232–2240	C _{1s2}	Сланець	4,43	1,63	3,8	3,52
129 ЄВ	2676–2684	C _{1v1}	—”—	6,91	1,70	4,6	6,05
Свердловина Євгенівська-4							
122 ЄВ	2482–2490	C _{1s2}	Аргіліт	6,24	1,10	5,4	2,53
123 ЄВ	2815–2823	C _{1s2}	—”—	5,90	1,50	3,3	1,65
124 ЄВ	3056–3062	C _{1v1}	Сланець	3,19	1,04	3,9	8,47
Свердловина Євгенівська-20							
121 ЄВ	1101–1109	C ₂ m	Аргіліт	4,62	1,93	4,5	0,22
120 ЄВ	1109–1111	C ₂ b	Пісковик	4,85	0,97	3,3	30,8
119 ЄВ	1115–1117	C ₂ b	Аргіліт	4,21	2,35	4,5	1,05
Свердловина Дружелюбівська-104							
141 ДЖ	2852	C _{1s}	**	5,33	0,45	2,9	3,41

Продовження таблиці 35

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	С _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %	CO ₂ карб., %
142 ДЖ	2855	C _{1s}	Аргіліт	7,20	1,21	4,1	3,85
143 ДЖ	2857	C _{1s}	—”—	5,47	1,09	3,7	1,21
Гашинівська площа							
Свердловина Гашинівська-3							
135 ГШ	3355–3359	D _{3fr}	Аргіліт	6,27	1,94	4,4	0,77
136 ГШ	3398–3404	D _{3fr}	Пісковик	0,16	0,22	0,6	0,55
ПІВНІЧНА ПРИБОРТОВА ЗОНА ДДЗ							
Свердловина Куличихінська-3							
31 КУ	3165–3175	C _{1t-v}	Алевроліт	6,05	0,96	н/в	10,04
Свердловина Ржавецька-1							
РЖ-4	3205	C _{1s}	Аргіліт	4,42	1,32	3,4	0,77
РЖ-3	3280	C _{1s}	—”—	5,26	1,81	3,4	0,66
РЖ-1	3345,5	C _{1s}	—”—	5,29	1,42	4,5	0,77
РЖ-2	3359	C _{1s}	—”—	6,01	2,32	3,5	2,47
РЖ-9	3395	C _{1s}	—”—	7,27	1,93	3,5	1,10
РЖ-10	3594	C _{1s}	—”—	6,04	1,53	3,4	0,99
РЖ-13	3600	C _{1s}	—”—	5,81	1,44	3,7	0,66
РЖ-14	3603	C _{1s}	—”—	5,90	1,21	3,6	0,77
РЖ-15	3606	C _{1s}	—”—	4,49	1,49	3,6	0,66
РЖ-6	3883	C _{1v}	—”—	6,65	1,92	5,9	0,27
РЖ-5	3887	C _{1v}	—”—	7,03	1,20	3,7	1,92
РЖ-11	3888	C _{1v}	—”—	6,15	1,30	3,3	1,37
РЖ-12	3892	C _{1v}	—”—	5,30	1,30	4,4	0,22
РЖ-7	3893	C _{1v}	—”—	5,63	1,14	3,3	0,99
РЖ-8	3898	C _{1v}	—”—	2,05	0,47	1,2	0,77
ПРИОСЬОВА ЗОНА							
Свердловина Західно-Шебелинська-702							
20 ЗШ	5077–5080	C _{2m}	Алевроліт	3,32	0,82	н/в	0,33
Свердловина Південно-Коломацька-33							
34 ПК	5591		Аргіліт	5,90	1,35	н/в	1,71
ПІВДЕННИЙ БОРТ ДДЗ							
Зачепилівська площа							
Свердловина Зачепилівська-90							
13-3А	971–975	C _{1s}	Аргіліт	9,80	2,76	4,3	0,16
132-3Ч	971–975	C _{1s}	Сланець	10,27	2,27	4,8	0,88
131-3Ч	983–979	C _{1s}	—”—	23,74	2,53	6,1	0,88
Свердловина Зачепилівська-100							
133-3Ч	1270–1278	C _{1s1}	Аргіліт	4,28	1,37	3,9	1,21
134-3Ч	1435–1443	C _{1v}	Аргіліт	4,04	1,45	4,2	0,88
4-3Ч	1680–1688	C _{1t}	Вапняк	4,58	2,76	2,5	4,95
Свердловина Лівенська-3							
Лів-15	1550–1558	C _{1v2}	Вапняк	6,60	2,70	9,8	3,85
Лів-13	1640–1648	C _{1v2}	—”—	6,06	2,38	7,8	8,80
Свердловина Багатойська-25							
14*	3294–3301	C _{1s}	Аргіліт	5,38	1,18	3,7	0,34

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Продовження таблиці 35

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	С _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %	CO ₂ карб., %
15*	3708–3712	C ₁ S	Алевроліт	5,16	1,20	3,3	0,33
16*	3825–3833	C ₁ V ₂	Аргіліт	3,94	0,80	3,1	0,05
Баг-5	3825–3833	C ₁ S ₂	—”—	4,32	1,00	3,3	0,11
Баг-7	3825–3833	C ₁ S ₂	—”—	2,58	0,94	2,7	0,33
17*	3981–3989	C ₁ V ₂	Пісковик	1,38	0,24	1,9	0,14
18*	4157–4163	C ₁ V ₂	Аргіліт	3,02	0,52	2,8	0,05
19*	4335–4342	C ₁ V ₂	Мергель	4,82	1,10	9,8	6,32
20*	4378–4386	C ₁ V ₁	Вапняк	2,84	0,84	4,9	16,64
Баг-11	4378–4386	C ₁ V ₁	—”—	2,60	1,68	5,2	2,75
Баг-13	4523–4531	C ₁ t	Аргіліт	1,20	0,66	0,8	23,1
Свердловина Керносівська-1							
31*	2954–2961	C ₁ V ₂	Аргіліт	3,62	0,60	3,2	0,69
32*	3004–3011	C ₁ V ₂	—”—	2,72	0,64	3,0	0,05
33*	3270–3277	C ₁ V ₂	—”—	4,88	0,56	3,4	0,05
34*	3466–3472	C ₁ V ₂		7,90	2,12	4,6	2,75
35*	3472–3478	C ₁ V ₂	Вапняк	6,92	1,30	7,1	7,15
Кер-13	3472–3478	C ₁ V	Аргіліт	7,12	1,88	5,2	4,40
Кер-16	3900–3903	C ₁ t	Вапняк	1,70	0,98	1,4	30,52
36*	3903–3906	C ₁ t	—”—	2,32	0,80	1,7	35,75
Свердловина Керносівська-2							
Кер-2	1612–1619	C ₁ S ₂	Аргіліт	3,48	1,46	3,8	1,10
Кер-6	2153–2158	C ₁ S ₁	—”—	4,10	1,04	3,8	0,38
Кер-9	2609–2616	C ₁ S ₁	Вапняк	5,20	1,04	5,1	0,41
Кер-11	3860–3864	?	—”—	2,78	0,72	1,0	26,4
Свердловина Личківська-64							
Лич-3	2885–2892	C ₁ V	Алевроліт	4,70	1,64	3,7	0,41
Свердловина Ульяновська-18							
Ул-2	2325–2340	C ₁ S ₁	Аргіліт	10,36	2,04	7,4	0,16
Свердловина Веселівська-300біс							
21*	3617,8–3624,5	C ₂ m	Аргіліт	4,14	0,96	3,3	0,05
22*	3713–3717	C ₂ m	—”—	5,64	1,58	5,2	< 0,05
23*	3758–3761	C ₂ m	Алевроліт	4,64	0,78	4,3	1,10
24*	3818–3824	C ₂ m	—”—	3,80	0,52	4,5	0,69
Свердловина Комишевська-4							
37*	1442–1428	C ₃	Алевроліт	2,86	1,22	4,3	0,05
38*	1448–1458	C ₃	—”—	4,64	1,24	4,9	0,05
39*	1937–1945	C ₂ m	Аргіліт	4,90	1,06	5,0	0,05
40*	2293–2302	C ₂ m	—”—	12,58	0,64	6,3	2,75
41*	2303–2307	C ₂ m	—”—	2,56	1,04	3,7	< 0,05
42*	2981–2988	C ₂ b	Алевроліт	2,10	0,94	2,4	< 0,05
43*	3380–3390	C ₁ S	Аргіліт	6,44	0,76	3,7	0,22
44*	3390–3398	C ₁ S	—”—	5,26	0,96	3,0	0,05
45*	3610–3620	C ₁ V ₂	—”—	4,82	0,80	3,1	< 0,05
46*	3620–3631	C ₁ V ₂	Алевроліт	4,48	0,76	3,0	0,33

Продовження таблиці 35

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %	CO ₂ карб., %
47*	3795–3807	C ₁ V ₁	Аргіліт	4,82	0,68	2,7	8,52
48*	3807–3816	C ₁ V ₁	—”—	4,32	0,80	2,4	< 0,05
49*	3816–3822	C ₁ V ₁	—”—	4,46	0,68	2,1	< 0,05
50*	4325–4332	D ₃	—”—	5,54	0,80	2,5	0,22
51*	4341–4350	D ₃	—”—	3,88	0,58	2,3	0,05

Примітка: * – проби зі звіту [238]; ** – перешарування чорних аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків.

Таблиця 36. Геохімічні особливості порід західного сектора
Дніпровсько-Донецької западини

Проба	Інтервал, м	Індекс	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁻ , %	U·10 ⁻⁴ , %
Центральна зона						
Свердловина Ніжинська-338						
60 НЖ	2807–2815	C ₁ S	Аргіліт	3,21	2,25	4,8
61 НЖ	3075–3090	C ₁ V ₂	—”—	7,60	1,49	15,3
63 НЖ	3136	C ₁ V ₂	Алевроліт	6,76	2,14	5,6
64 НЖ	3138	C ₁ V ₂	Аргіліт	8,00	2,27	5,3
65 НЖ	3190–3199	C ₁ V ₂	Алевроліт	3,17	2,26	2,8
66 НЖ	3235–3242	C ₁ V ₂	—”—	1,35	0,41	3,0
67 НЖ	3235–3242	C ₁ V ₂	Аргіліт	16,63	2,70	11,2
Свердловина Щурівська-10						
75 ЦР	3179–3186	C ₁ V	Пісковик	2,31	1,06	3,0
74 ЦР	3225–3232	C ₁ V	Аргіліт	3,32	1,53	5,1
Свердловина Артюхівська-13						
78 АР	4268–4270	C ₁ V ₂	Аргіліт	6,13	1,31	4,3
77 АР	4302–4309	C ₁ V ₂	—”—	7,77	1,57	4,5
Свердловина Рудівська-3						
101 РД	5042–5044	C ₁ V	Аргіліт	6,41	0,65	3,6
Північний борг і прибортова зона						
Свердловина Хорольська-338						
92 ХР	2430–2444	C ₁ S	Аргіліт	3,01	0,81	3,6
91 ХР	2579–2591	C ₁ V	—”—	4,16	0,82	3,5
90 ХР	2641–2657	C ₁ V	—”—	5,53	0,89	7,9
Свердловина Південноафанасіївська-5						
94 АФ	2939–2947	C ₁ S	Аргіліт	2,99	<0,05	4,2
95 АФ	3098–3106	C ₁ V	Аргіліт	4,03	<0,05	5,2
93 АФ	3310–3313	C ₁ V	Аргіліт	5,02	0,11	5,3
Свердловина Південноафанасіївська-10						
98 АФ	2797–2809	C ₁ S	Аргіліт	4,18	0,36	4,2
96 АФ	3056–3068	C ₁ V	—”—	3,95	1,06	3,4
97 АФ	3068–3080	C ₁ V	—”—	4,44	0,64	5,5

Продовження таблиці 36

Проба	Інтервал, м	Індекс	Порода	$C_{орг.}$, %	H_2O^- , %	$U \cdot 10^{-4}$, %
Свердловина Південноафанасіївська-11						
99 АФ	2889–2900	C_{1s}	Аргіліт	3,54	1,20	3,4
100 АФ	3175–3180	C_{1v}	Аргіліт	4,80	0,64	3,3
Північно-західний борт						
Свердловина Борзнянська-303						
68 БР	2967–2972	D_{3fm}	Аргіліт			
69 БР	2996–3003	D_{3fm}	—”—	1,35	0,43	1,9
Свердловина Кінашівська-6						
72 БР	1979–1982	D_{3fm}	Чорний сланець	40,37	4,18	22,2
71 БР	2128–2137	D_{3fm}	Аргіліт	4,43	3,00	3,6
73 БР	2208–2218	D_{3fm}	Алевроліт	1,20	0,86	3,6
Свердловина Ушнянська-1						
89 УШ	2177–2192	D_{3fm}	Алевроліт	1,51	1,15	1,8
87 УШ	2565–2575	D_{3fm}	Аргіліт	2,79	0,66	2,3
88 УШ	2577–2591	D_{3fm}	—”—	2,64	0,64	2,1
Свердловина Борківська-15						
84 БК	2787–2797,3	D_{3fm}	Аргіліт	1,08	0,49	1,1
83 БК	2827,6–2838	D_{3fm}	—”—	1,15	1,07	2,8
82 БК	2902,8–2915	D_{3fm}	—”—	1,39	1,18	1,8
81 БК	3016–3021	D_{3fm}	—”—	1,72	1,18	2,8
85 БК	3756–3767	D_{3fm}	—”—	2,04	0,09	2,2
Свердловина Олешнянська-2						
86 БК	2620–2630	D_2	Аргіліт	1,53	0,99	3,7

Закономірної залежності вмісту урану в породі від літологічного складу, вмісту органічної або карбонатної складової не виявлено, крім однієї проби у св. Кінашівська-6, де зафіксовано найвищі концентрації ОР та урану. Найбільші концентрації урану зафіксовані на Артемівській площі (до 25,2 г/т) та у св. Кінашівська-6 (22,2 г/т), і хоч мінеральна форма його не встановлена, з огляду на високий вміст органічного та карбонатного вуглецю, можна передбачати наявність карбонатно-органічних сполук.

Практично в усіх пробах визначалися також вміст $C_{орг.}$ та $C_{карб.}$. Зрозуміло, що перший показник характеризує валовий вміст керогену, тобто твердих різновидів вуглецю, у тому числі бітумів, а другий – карбонатних мінералів. Як видно з табл. 37, вміст керогену перевищує в деяких пробах 10 % (зокрема в пробах Ульянівської та Комишевської площ), хоч іноді ледь сягає 1 %. В одній із проб північно-західного борту (св. Борзнянська) зафіксовано вміст C в 40,37 %, тобто ця проба являє собою по суті горючий сланець. Характерно, що вміст органічної речовини, як буде показано нижче, не корелює із вмістом вуглеводневих газів і жодним чином не впливає на компонентний склад цих газів.

Склад сланцевого та інших вуглеводневих газів. Визначення валового складу газів методом термічного аналізу показало їхній нерівномірний розподіл у поро-

дах, у розрізі свердловин, по площах. Зокрема, в алевролітах Ніжинської площі на близьких глибинах (пр. 62 НЖ, 63 НЖ) валовий вміст органічної речовини змінюється майже на порядок, тоді як у таких різних породах, як пісковики та аргіліти – на різних глибинах, і склад цієї речовини, і динаміка її виходу за різних температур (а отже, компонентний склад) можуть бути дуже близькими. Загалом спостерігається велика різниця у вмісті органічної речовини західних, центральних і північних флангів ДДЗ, з одного боку, та східних флангів ДДЗ з іншого, в останніх у 2–3 рази цей вміст менший (за деяким винятком, наприклад, Дробишівська структура).

Таблиця 37. Результати термічного аналізу порід Дніпровсько-Донецької западини

Проба	Інтервал, м	Індекс	Порода	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
Центральна зона								
Свердловина Ніжинська-338								
60 НЖ	2807–2815	C _{1s}	Аргіліт	0,80948	1,56745	0,19618	2,7488	4,51243
62 НЖ	3132	C _{1v2}	Алевроліт	0,04313	0,08979	0,05595	0,71391	0,85965
63 НЖ	3136	C _{1v2}	—”—	2,03944	0,78995	0,39856	4,29682	5,48533
64 НЖ	3138	C _{1v2}	Аргіліт	0,94053	1,17661	0,41043	3,21533	4,80237
65 НЖ	3190–3199	C _{1v2}	Алевроліт	1,83503	0,84335	0,22787	2,70471	3,77593
66 НЖ	3235–3242	C _{1v2}	—”—	0,05034	0,21732	0,07466	1,12358	1,41556
67 НЖ	3235–3242	C _{1v2}	Аргіліт	2,50894	1,60914	0,78269	6,52026	8,91209
Свердловина Щурівська-10								
75 ЩР	3179–3186	C _{1v}	Пісковик	0,48502	0,37807	0,24388	2,63938	3,26133
74 ЩР	3225–3232	C _{1v}	Аргіліт	1,16176	0,55213	0,30550	3,65293	4,51056
Свердловина Артюхівська-13								
78 АР	4268–4270	C _{1v2}	Аргіліт	0,48257	0,56341	0,19133	3,47464	4,22938
77 АР	4302–4309	C _{1v2}	—”—	0,87047	0,54154	0,27004	3,41936	4,23094
Північний борт								
Свердловина Хорольська-338								
92 ХР	2430–2444	C _{1s}	Аргіліт	0,55974	0,92171	0,60037	3,59221	5,11429
91 ХР	2579–2591	C _{1v}	—”—	1,33266	0,91575	0,60529	4,09238	5,61342
Свердловина Південноафанасіївська-5								
93 АФ	3310–3313	C _{1v}	Аргіліт	1,23056	0,96802	0,58037	3,34895	4,89734
Свердловина Південноафанасіївська-10								
96 АФ	3056–3068	C _{1v}	Аргіліт	1,19322	0,67195	0,51472	2,89293	4,07960
97 АФ	3068–3080	C _{1v}	—”—	1,50523	2,07115	0,51613	3,34486	5,93214
Північно-західний борт								
Свердловина Борзнянська-303								
68 БР	2967–2972	D _{3fm}	Аргіліт	0,91629	1,61699	0,48527	2,17265	4,27491
69 БР	2996–3003	D _{3fm}	—”—	0,29882	0,10619	0,11476	1,53143	1,75238
70 БР	3397–3404	D _{3fm}	—”—	0,5825	1,09520	0,26858	2,51808	3,88118
Свердловина Кінашівська-6								
71 БР	2128–2137	D _{3fm}	Аргіліт	0,79198	0,59624	0,12336	1,41010	2,12978

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Продовження таблиці 37

Проба	Інтервал, м	Індекс	Порода	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
73 БР	2208–2218	D ₃ fm	Алевроліт	0,06596	0,38891	0,17649	1,68443	2,24983
Свердловина Ушнянська-1								
89 УШ	2177–2192	D ₃ fm	Алевроліт	1,48941	1,79369	0,40087	2,72530	4,91986
87 УШ	2565–2575	D ₃ fm	Аргіліт	0,90951	1,76804	0,44157	2,32894	4,53855
Свердловина Борківська-15								
83 БК	2827,6–2838	D ₃ fm	Аргіліт	1,53818	1,44762	0,62042	3,31960	5,38764
Західний борт								
Свердловина Олешнянська-2								
86 БК	2620–2630	D ₂	Аргіліт	1,20379	0,45665	0,25518	2,61867	3,33050
СХІДНІ ФЛАНГИ ДДЗ								
Артемівська площа								
Свердловина Артемівська-1								
105 АТ	3559–3566	C ₂ m	Аргіліт	0,29858	0,16306	0,09585	0,98885	1,24776
102 АТ	3661	C ₂ m	Пісковик	0,23415	–0,02396	0,02609	0,90952	0,91165
104 АТ	3663	C ₂ m	–”–	0,11196	0,03011	0,04275	0,57983	0,65269
103 АТ	3724	C ₂ m	Аргіліт	0,36139	0,09252	0,07741	2,10908	2,27901
107 АТ	3875–3883	C ₂ m	Пісковик	0,38982	0,11652	0,10722	1,56830	1,79204
106 АТ	3883–3891	C ₂ m	Аргіліт	0,58796	0,22960	0,08425	1,20511	1,51900
108 АТ	4012	C ₂ m	Сланець	0,51458	0,23044	0,09496	2,20858	2,53398
109 АТ	4020	C ₂ m	Аргіліт	0,61470	0,08172	0,12081	2,31339	2,51592
Свердловина Дробишівська-4								
111 ДР	3218	C ₂ m	Аргіліт	0,77585	0,20831	0,14736	2,85097	3,20664
110 ДР	3222	C ₂ m	Пісковик	0,27160	0,03635	0,06056	1,68593	1,78284
113 ДР	3737–3746	C ₂ m	Аргіліт	0,48347	0,12805	0,08605	1,44373	1,65700
112 ДР	3885–3890	C ₂ b	–”–	0,52356	0,28406	0,09814	0,78671	1,16891
Свердловина Дробишівська-10								
127 ДР	3861–3871	C ₂ m	Пісковик	0,10559	–0,05243	0,04089	0,39431	0,38277
125 ДР	3906–3910	C ₂ m	Аргіліт	0,86523	0,17933	0,14446	2,60770	2,93149
128 ДР	3959–3967	C ₂ b	–”–	0,58897	0,12930	0,10002	5,55107	5,78032
126 ДР	4157–4165	C ₂ b	Аргіліт	0,47952	0,16027	0,10246	2,59120	2,85393
Свердловина Святогірська-10								
118 СВ	3751–3759	C ₃	Аргіліт	0,56839	0,16541	0,12725	1,97420	2,26689
117 СВ	3767–3769	C ₃	–”–	0,59192	0,12310	0,23444	3,11232	3,46986
115 СВ	3848–3856	C ₂ m	Пісковик	0,20234	0,01234	0,07099	0,84329	0,92662
116 СВ	3988–3996	C ₂ m	Аргіліт	0,70293	0,17789	0,16353	2,57893	2,92035
114 СВ	4004–4012	C ₂ m	–”–	0,77324	0,22153	0,13676	1,80584	2,16413

Для більш повного аналізу складу газів ущільнених колекторів доцільно порівняти їх з добре вивченими газами нафтогазових родовищ і супутніми газами вугленосних товщ. Склад вуглеводневих газів газових родовищ і вугленосних

товщ представлений переважно метаном, інколи зі значними, але частіше з невеликими, домішками гомологів, вуглекислого газу, азоту, сірководню та інших компонентів (табл. 38–48).

Компонентний склад сланцевих газів варіює в доволі широких межах, причому він може бути дуже різним як у межах однієї нафтогазоносної площі на різних рівнях геологічного розрізу (Артюхівське та Щурівське родовища), так і (особливо) в різних нафтогазоносних структурах. Аналіз наявних матеріалів показує, що його можна порівнювати також зі складом детально дослідженого супутнього газу вугільних шахт.

Таблиця 38. Склад газу Вергунського родовища, % [2]

Поклад	Густина	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ (n)	С ₅ Н ₁₂ (n)	СО ₂	С _{СН}	СДМІ
М-7	0,633	86,22	2,94	1,24	0,78	0,22	0,13	20,5	0,15
Б-2а	0,638	85,89	2,56	1,43	0,63		1,26	18,7	1,45
Б-2б	0,609	92,01	3,10	1,56	0,22		0,19	19,1	0,22
Б-3а	0,649	84,48	3,62	1,82	0,79	0,23	0,48	14,2	0,51
Б-3б	0,631	86,11	3,33	1,13	0,41	0,17	0,61	14,5	0,62
Б-4	0,654	84,40	3,54	1,57	0,84	0,23	1,73	14,1	1,79
Б-7	0,641	84,17	3,21	1,23	0,51	0,22	0,44	14,0	0,48

Примітка: С_{СН} – коефіцієнт сухості $C_{СН} = V_{СН4} / (V_{С2Н6} + V_{С3Н8})$, СДМІ – коефіцієнт вуглекислотності $СДМІ = V_{СО2} / (V_{СН4} + V_{СО2}) \times 100$.

Таблиця 39. Склад газу Куличихінського родовища, % [2]

Поклад	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ (n/i)	С ₅ Н ₁₂ (n/i)	Н ₂ S	СО ₂	N ₂	He	С _{СН}	СДМІ
В-15	86,67	8,71	2,20	0,38/0,23	0,04/0,08	Сліди	1,42	0,03	0,03	8,7	1,52
В-16	83,97	6,77	4,12	1,11/0,45	0,32/0,18	–"–	1,03	2,01	0,04	8,4	1,2
В-17	87,29	6,08	2,07	0,69/0,42	0,22/0,21	–"–	0,79	2,19	0,04	10,1	0,8
В-20	89,09	6,05	2,57	0,48/0,40	0,08/0,02	–"–	1,27		0,04	10,1	1,3
В-21	87,02	5,44	1,64	0,46/0,23	0,09/0,09	–"–	2,57	2,45	0,01	11,0	3,1
Т-1	83,12	7,93	2,29	0,54/0,26	0,12/0,12	0,0004	1,97	3,40	0,25	8,3	2,2

Таблиця 40. Склад газу Шебелинського родовища, % [2]

Поклад	Густина	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂	СО ₂	N ₂	He	С _{СН}	СДМІ
А-5	0,592	93,7	4,2	0,8	0,7		0,1	0,5		13,98	0,1
А-5	0,605	92,3	4,4	0,9	0,36	0,53	0,1	1,32		14,0	0,1
А-5	0,623	92,8	3,78	0,94	0,31	0,55	0,2	1,39		18,6	0,2
А-5	0,594	93,6	3,7	0,8	0,4		0,1	1,44	0,052	18,4	0,1
А-5	0,604	93,2	4,5	0,4	1,0	0,4	0,1	0,4	0,041	17,4	0,1
А-6	0,588	94,2	4,3	0,9	0,3		0,1	0,2	0,039	17,3	0,1
А-6		94,0	4,3	0,7	0,4		0,1	0,2		17,4	0,1
А-7	0,599	92,4	4,2	0,9	0,6		0,1	1,8	0,054	14,1	0,1
А-8	0,593	93,2	4,0	0,9	0,4		0,1	1,3	0,06	14,2	0,1
А-13	0,589	93,8	3,8	0,8	0,4		0,1	1,0	0,085	18,7	0,1

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Таблиця 41. Склад газу Зачепилівського родовища, % [2]

Покалад	Густина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	He	C _{сн}	CDMI
В-14В	0,686	87,1	5,9	2,1	1,2	3,2	0,1	0,4	0,06	12,5	0,1
В-14Н		82,5	2,5	2,5	0,55		0,4	0,15		16,1	0,4
—”—		92,5	3,5	2,5	0,75		0,6	5,15		13,2	0,6
В-15		92,5	3,5	2,5			0,2	0,43		15,0	0,2
В-16		92,5	0,45	0,3			0,2	4,05		123,3	0,2
В-21В		72,0	2,95	1,59			0,8	16,46		14,2	0,8
В-21Н	0,656	79,5	4,1	1,0	0,5	2,3	0,04	2,50		15,8	0,04
—”—		88,9	4,2	2,4	1,2	2,3	0,04	2,50		8,9	0,04
В-22В		92,5	2,0	1,8	0,35		0,4	2,95		23,1	0,4
В-22Н	0,596	92,5	2,0	1,1		0,5	0,2	<0,1		31,2	0,2
—”—		93,9	4,3	1,8		0,5	0,2	<0,1		14,5	0,2
В-23		95,0	1,75	1,55	0,38			0,72		25,7	
В-24		85,5	3,0	2,0	0,67	2,9	0,2	6,23		9,8	0,2
В-25	0,628	90,3	2,8	1,2			0,5	2,30		22,5	0,5
В-26	0,613	92,0	2,9	0,8	0,50	0,5	0,5	0,10		22,7	0,5
—”—		93,5	3,4	1,47	0,50	2,2	0,5	1,60		10,4	0,5

Таблиця 42. Склад газу Коломацького родовища, % [2]

Покалад	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n/i)	H ₂ S	CO ₂	N ₂	He	C _{сн}	CDMI
С-5	93,09	2,75	1,02	0,13/0,12	0,02/0,05	-	1,97	0,52	0,031	24,5	2,0

Таблиця 43. Склад газу Юліївського родовища, % [2]

Покалад	Маса	Густина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n)	C ₅ H ₁₂ (n)	CO ₂	N ₂	He	C _{сн}	CDMI
С-5	20,24	0,635	87,96	6,78	1,71	0,20/0,12	0,05/0,05	0,87	1,93	0,041	9,5	0,95
С-6		0,638	86,39	8,12	1,38	0,19/0,10	0,02/0,04	1,03	2,52	0,05	8,7	1,2
В-16–19	22,67	0,651	87,25	6,20	1,51	0,25/0,11	0,04/0,04	1,47	2,21	0,05	10,1	1,35
В-20–21	25,29	0,652	85,53	4,48	1,93	0,26/0,16	0,04/0,04	1,82	5,36	0,27	13,1	2,1
РС-II	19,67	0,755	78,72	7,58	2,95	4,48/2,32	0,10/0,12	1,60	1,98		7,8	2,0
РС-I	20,27	0,631	88,53	5,49	2,84	0,24/0,13	0,02/0,02	0,36	2,25	0,041	11,0	0,34

Таблиця 44. Склад газу газових покладів за результатами випробування свердловини Щурівська-10, % [211]

Покалад	Інтервал, м	Густина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n)	CO ₂	N ₂	He	C _{сн}	CDMI
В-15*	3058–3070	0,85714	70,41	3,81	1,57	0,10/0,22	Слід	4,93	18,07	0,02	11,2	6,5
С _{1t} **	3565–3597	0,7920	75,40	1,60	0,20	Сл./0,10	Слід	Сл.	22,50	0,05	39,7	
С _{1t} **	3564–3597	0,7835	77,34	1,52	0,20	Сл./0,22	Слід	Сл.	20,49	0,05	43,4	

Примітка: * – Н – 0,33, О – 0,54; ** – Аг – 0,15.

Таблиця 45. Склад газу Артохівського родовища за результатами випробування свердловини № 13, % [210]

Поклад	Інтервал, м	Густина	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀ (n/i)	С ₅ Н ₁₂ (n)	СО ₂	N ₂	He	СН	СDMI
В-18	4175–4182	0,7146	78,85	8,50	4,66	0,43/0,91	0,30/0,23	2,51	3,58	0,03	5,8	3,1
В-18	4175–4182	0,7111	78,05	8,56	5,20	0,42/0,83	0,10/0,11	1,83	4,88	0,02		
В-18	4175–4182	0,7356	74,56	10,63	6,18	0,42/0,74	0,19/0,09	2,20	4,97	0,02	4,4	3,1
В-18	4191–4198	0,9487	53,11	14,45	16,37	2,40/3,68	0,81/0,56	Сліди	8,39	0,23	1,6	
В-19В*	4200–4206	0,7179	76,36	9,99	5,75	0,54/1,00	0,23/0,18	—	5,82	0,02		
В-19	4240–4248	0,8715	60,69	14,83	11,77	0,84/2,15	0,34/0,28	5,00	4,08	0,02	2,1	7,7
В-19**	4240–4248	0,8651	60,54	14,79	11,90	0,87/1,89	0,14/0,20	4,90	4,74	0,02		
В-19**	4240–4248	0,8635	60,09	16,99	9,46	0,86/2,20	0,36/0,28	5,05	4,68	0,02		
В-20	4295–4305	0,6536	69,78	15,77	8,17	0,70/1,65	0,30/0,32	1,86	1,43	0,02		
В-20	4295–4305	0,6424	69,78	17,31	6,56	0,48/1,51	0,33/0,27	1,73	2,01	0,02		
В-20	4295–4305	0,6189	73,53	13,84	5,86	0,41/1,33	0,20/0,20	2,21	2,90	0,02		
В-20	4295–4305	0,6517	68,87	15,61	6,99	0,59/1,47	0,25/0,25	2,99	2,95	0,03		
В-20	4295–4305	0,6595	69,31	15,20	6,44	0,56/1,60	0,25/0,26	3,06	3,28	0,04		
В-20	4309–4315	0,7499	74,17	12,64	5,96	0,31/1,06	0,29/0,32	3,03	2,19	0,03		
В-20	4309–4315	0,7531	73,97	12,68	5,77	0,49/1,14	0,37/0,22	3,14	2,18	0,04		
В-20	4309–4315	0,7534	73,77	12,73	5,98	0,52/1,10	0,32/0,24	2,94	2,36	0,04		
В-20	4309–4315	0,7532	73,73	12,78	6,08	0,46/1,14	0,39/0,36	2,84	2,38	0,04		
В-20	4309–4315	0,7473	74,53	13,00	6,02	0,39/1,04	0,26/0,18	3,05	1,50	0,03		
В-23*	4350–4376	0,7486	75,10	10,21	6,00	0,79/1,78	0,65/0,70	Сл,	4,65	0,02		
В**	4479–4465	0,7745	75,96	8,17	7,93	0,91/2,36	0,76/0,52	2,30	2,07	0,01		
В	4479–4465	0,7659	77,14	7,25	6,45	0,93/2,36	0,82/0,85	2,28	2,01	0,01		
В**	4479–4465	0,6473	86,83	5,31	2,72	0,19/0,43	0,06/0,05	1,82	2,56	0,02		
В**	4479–4465	0,6509	86,57	5,26	2,91	0,23/0,49	0,06/0,07	1,71	2,73	0,02		
В***	4479–4465	0,6574	86,05	5,47	2,45	0,27/0,75	0,21	1,87	2,70	0,05		
Г	4495–4505	0,6540	86,64	5,35	2,72	0,22/0,54	0,12/0,05	2,40	1,94	0,02		
Г	4495–4505	0,6503	86,70	5,47	2,43	0,18/0,51	0,08/0,08	2,24	2,29	0,02		
Г	4495–4505	0,6475	86,31	6,70	2,15	0,13/0,39	0,09/0,06	1,93	2,22	0,02		
Г	4495–4505	0,6673	84,92	5,96	3,03	0,25/0,63	0,12/0,14	2,62	2,31	0,02		
Г	4495–4505	0,6481	86,88	5,99	2,30	0,23/0,52	0,08/0,07	1,93	1,99	0,01		

Примітка: * – Н – 0,10; ** – Н – 0,01; *** – Н – 0,02.

Таблиця 46. Склад газу газових покладів Артохівського родовища, % [210]

Поклад	Маса	Густина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n)	CO ₂	N ₂	He	C _{CH}	CDMI
В-19	22,19	0,7658	73,5	10,4	5,8	1,4/0,6	0,7	2,2	5,32	0,04	4,5	2,6
В-19а	22,26	0,7681	73,7	13,2	7,4	2,0/0,8	0,9	1,8	0,12	0,08	3,2	2,0
В-20	22,38	0,7723	73,5	12,4	6,7	2,2/0,6	1,26	1,94	1,39	0,04	3,62	2,1
В-26	20,01	0,6908	81,3	8,7	3,8	0,8/0,4	0,40	2,72	1,86	0,06	6,7	2,78

Таблиця 47. Склад газів газових та нафтових родовищ Дніпровсько-Донецької западини, % [41]

Родовище	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	He
Куличихінське	83,12–89,09	5,44–8,71	1,64–4,12	0,34–1,11	0,04–0,32	0,79–2,97	0,03–3,40	0,01–0,25
Юліївське	78,72–88,75	4,48–8,12	1,39–2,85	0,19–4,48	0,02–0,10	0,36–1,60	1,98–5,36	0,041–0,27
Шебелинське	92,3–94,2	3,7–4,5	0,8–0,94	0,3–0,7	0,4–0,55	0,1–0,2	0,2–1,5	0,04–0,085
Коломацьке	93,09	2,75	1,02	0,13	0,02	1,97	0,52	0,031
Зачепилівське	72,0–95,1	0,45–5,9	0,3–2,1	0,5–1,2	0,5–3,2	0,04–0,8	0,1–16,46	0,06
Вергунське	84,17–92,01	2,56–3,21	1,13–1,82	0,22–0,84	0,17–0,22	0,14–1,73	Не визначалось	Не визначалось

Таблиця 48. Склад газу газових покладів Щурівського родовища, % [211]

Поклад	Маса	Густина	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (n/i)	C ₅ H ₁₂ (n/i)	CO ₂	N ₂	He	C _{CH}	CDMI
В-15	22,4	0,8078	52,3	8,72	12,43	4,09/1,69	0,92/0,95	1,85	16,78		2,1	3,5
В-17		0,7564	49,62	8,34	8,45	3,03/2,61	2,78/2,82		11,58		2,2	
В-18	21,89	0,7557	57,36	9,88	12,21	3,34/2,60	0,53/0,75	2,07	10,40		2,3	3,1
В-21	34,44	1,0623	52,79	13,8	15,23	5,14/2,56	1,57/1,84	0,36	5,76	0,01	1,6	0,52

Склад сланцевих та інших вуглеводневих газів варіює в широких межах, причому він може бути дуже різним як у межах однієї нафтогазоносної площі на різних рівнях геологічного розрізу, так і (особливо) в різних нафтогазоносних структурах. Аналіз наявних матеріалів показує, що його можна порівнювати також з більш детально дослідженим складом супутнього газу вугільних шахт, які теж мають доволі широкі діапазони флуктуацій.

Як видно з наведених таблиць, у складі вугільних газів переважає метан (52,3–98,5 %, за винятком одного аналізу, де він не сягає і 50 %), що вкладається в інтервал вмісту, характерний для органічних газів загалом – 60–98 %.

Найнижчий вміст метану зафіксовано в західній частині ДДЗ (Щурівська та Артюхівська площі), для центральної та східної частин характерні хоч і нерівномірний розподіл у межах 72–95 %, але більш-менш закономірний: у районі газових родовищ, що розташовані на великих глибинах, у приосьовій зоні фіксуються більші концентрації метану (Шебелинське, Коломацьке), у менш глибоких горизонтах у північній та південній прибортових зонах – більший вміст важчих гомологів. Зокрема на Юліївській площі вміст більш важких гомологів сягає 10 %. Найвищий вміст метану й особливо пропану фіксуються в західній частині ДДЗ.

Треба зазначити, що значимої кореляції між вмістом окремих компонентів вуглеводневих газів не виявлено, хоч окремі тенденції таких зв'язків спостерігаються. Для ущільнених порід характерні інші закономірності, але очікувати повної аналогії, зрозуміло, не варто, хоча б з огляду на різні методики дослідження цих об'єктів.

Також в ущільнених породах зазвичай присутні вуглекислий газ, азот, сірководень, водень, легкі гомологи метану та інертні гази. Схожий склад газів наведено і в роботі [21], де, крім метану, відзначаються також його легкі гомологи (етан, пропан і бутан), азот, вуглекислий газ, водень, кисень, оксид вуглецю, сірчистий газ, сірководень та інертні гази – гелій, неон, аргон, криптон і ксенон. Вміст етану в досліджуваних пробах газів змінюється до 17,67, пропану – до 15,23, бутану – від 0 до 0,93 та ізобутану – від 0 до 0,74 %. Склад важких гомологів, як відомо, залежить від багатьох факторів, зокрема і від технології відбору зразків. Загалом же підвищений вміст важких гомологів свідчить про контакт вуглеводневих газів з нафтовими покладами або про газоконденсатний характер газових покладів.

З неуглеводневих газів визначені: вуглекислий газ – до 8,9 %, азот – 0,32–25,1 %, гелій – до 0,189 %, кисень до 7,9 %, водень – до 0.1 %.

Азот є найпоширенішим газом серед досліджених проб. Його особливо високий вміст (до 25 %) визначено на деяких ділянках (Щурівська) західної частини ДДЗ. Як відомо, виділення водню, вуглекислого газу та азоту можливе при розкладі ОР. Азот і кисень можуть надходити також із земної атмосфери. Відомі випадки, коли вміст азоту в газових покладах сягав 98 %. У місцях тектонічних розломів був визначений високий вміст вуглекислого газу (до 80–90 %). На деяких газових родовищах ДДЗ теж інколи фіксується підвищений вміст вуглекислого газу (наприклад, до 5,36 % на Юліївському родовищі).

Аномально високий вміст гелію може бути наслідком його ендегенного підтоку, але для більш упевнених висновків необхідно провести ізотопний аналіз. Підвищений вміст вуглекислого газу також зустрічається на досліджених нами газових родовищах ДДЗ, зокрема на деяких горизонтах Юліївської та Артюхівської площ (до 5–6 %). Аномально високий вміст гелію (до 0,25–0,27 %) зафіксовано на Юліївській та Куличихінській площах, вони можуть бути наслідком його ендегенного підтоку, але для більш аргументованих висновків необхідні ізотопні дослідження.

Коефіцієнт сухості газу ($C_{нс} = V_{C_{н4}} / (V_{C_{2н6}} + V_{C_{3н8}})$, V – об'єм газу у відсотках) характеризується широким розкидом – від < 10 до 125. Найбільшим цей показник є в деяких горизонтах Зачепилівської площі (до 123), але в основному цей параметр досить помірний – від 7 до 20. За цим показником родовища центральної та східної зон значно «сухіші» від родовищ західної частини.

Ізотопний склад вуглеводневих газів. За літературними даними ізотопний склад вуглецю метану сланцевих і вугільних газів міститься в діапазоні $\delta^{13}C$ від –68 до –25 ‰. Результати виконаних нами аналізів сланцевих і вугільних газів розширюють цей діапазон – від –68 до –20,4 ‰, який потрапляє в інтервал величин, характерних для газів термогенного походження та нижній інтервал величин, що властиві біогенному метану. Однак у деяких випадках фіксувався метан, $\delta^{13}C$ якого перевищував –15 ‰, що, вірогідно, відповідає газу ендегенного походження, який був утворений за температур понад 200 °C або метаморфогенного газу, що утворився за рахунок декарбонатизації ізотопно-важкої неорганічної речовини. Відзначається зростання ізотопу ^{13}C в метані з глибиною та інтенсифікацією метаморфізації порід, хоч остання залежність не строго закономірна і також залежить від глибини залягання пласта, що свідчить про перерозподіл газів уже після вуглефікації органічної речовини та присутність у верхніх горизонтах газів з більш метаморфізованих глибокозалягаючих відкладів. Ізотопний склад проаналізованих проб подано в табл. 49.

Таблиця 49. Ізотопний склад вуглецю

№ проби	Площа	$\delta^{13}C$, ‰	Після травлення соляною кислотою
50 БЛ	Болтиська	–24,04	
33 ПК	Південно-Коломацька	–21,62	
34 ПК		–20,87	
35 ПК		–23,07	
41 ЛП	Ліщинська	–8,34	–3,88 ‰

Як видно з таблиці, ізотопний склад газів свідчить загалом про їхнє біогенне походження з невеликою добавкою абіогенної складової для всіх проб, крім 41 ЛП, в якій містяться гази явно абіогенного, глибинного або атмосферного генезису. Для цієї проби було проведено спеціальні дослідження з декарбонатизації матеріалу. Ізотопний аналіз після видалення карбонатів свідчить швидше про карбонатне походження газів у цій пробі, отже, очікувати на цій площі вели-

ких скупчень вуглеводнів у сланцевих горизонтах важко. Ці результати можна порівняти з результатами ізотопного аналізу вугільних та інших супутніх газів (табл. 50).

Таблиця 50. Ізотопний склад вуглецю в шахтних газах і вугіллі Донбасу (шахта ім. А. Ф. Засядька)

№ проби	Геологічне положення, відстань від Ветківського насування (м)	$\delta^{13}\text{C}$, ‰				Вугілля
		CH_4		CO_2		
		вільний газ	зв'язаний газ	вільний газ	зв'язаний газ	
1-1-06	Конвексний штрек 17-ї західної лави, пласт m_3 , 206 м	—	-21,22	—	—	-24,73
1-2-06	—	-42,50	—	—	—	—
2-1-06	—, 122 м	-24,36	—	-18,55	—	—
2-2-06	—	-25,50	-30,5	-13,74	—	—
2-3-06	—	-35,13	—	—	—	—
3-1-06	— ≥ 30 м	-30,30	-32,18	-21,9	—	-23,63
4-1-06	Монтажна ходка 17-ї західної лави, ПК 2+7	-31,20	—	—	—	—
4-2-06	Монтажна ходка 17-ї західної лави, ПК 2+7	-20,4	—	-21,35	—	—

Як випливає з порівняння, вільні гази вугільних шахт і газових родовищ мають багато спільних рис, отже, генетичні побудови для цих газів теж можна зіставляти. Для більш упевнених висновків необхідні комплексні ізотопні дослідження всіх різновидів газів, що перебувають у різних геологічних, структурних і петрологічних умовах.

Для вивчення складу газів зразків перспективних інтервалів було проведено газово-пірохроматографічний аналіз на газовому хроматографі ЛХМ-8Мд з детектором теплопровідності; газ-носій – гелій, сорбент – полісорб-1, температура піролізу – 250, 450 і 650 °С. Для проведення аналізу газів у породі використовувалася наважка мінералів або порід масою близько 50 мг у подрібненому стані. Крупність фракції залежала від завдань дослідження. Уламки керна подрібнювали в чавунній ступці до розміру 1,0 мм. Попередньо зразки керна нічим не обробляли. Проба прогрівалася до температури 800–1050 °С. Газ, що вивільнювався, у потоці інертного газу подавався на газовий хроматограф, реєструвався в різних діапазонах температур (як правило, до 50, 50–250, 250–450, 450–650, 650–850, 850–1050 °С). Були визначені такі газові компоненти: 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 , N_2O , NH_3 , F_2 , O_2 . Результати аналізу наведено в табл. 51–74.

Ніжинська площа

Таблиця 51. Результати визначення складу газів методом піролізу.
Свердловина Ніжинська-338. Зразок 60 НЖ (2807–2815 м). Чорні аргіліти.
Серпуховський ярус. Наважка 0,310 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	1139,92	—	6,41	49,87	46,31	102,59	0,010259
N ₂	18,29	—	—	3,39	19,49	22,88	0,002288
CO	300,14	0,68	18,63	91,68	264,19	375,18	0,037518
CH ₄	25,71	0,00	0,56	8,09	9,78	18,43	0,001843
CO ₂	9987,47	200,74	4705,62	8714,11	6124,77	19 745,23	1,974523
H ₂ O	66,70	4308,39	11 958,71	28 072,26	22 363,87	66 703,23	6,670323
C ₂ H ₄	0,07	—	—	0,09	—	0,09	0,000009
C ₂ H ₆	0,13	—	—	0,17	—	0,17	0,000017
NO	—	—	—	—	—	—	—
H ₂ S	33,63	—	—	38,05	12,51	51,76	0,005176
Сума	11 538,24	4509,80	16 689,93	36 939,40	28 828,42	86 967,54	8,696754

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Порода дуже слабо насичена газовими компонентами, головним з яких виступає CO₂. Співвідношення відновних газів до окиснених (коефіцієнт відновності K_В) становить $H_2 + CH_4 + CO + C_3H_6 + H_2S + C_3H_8 + C_nH_m / CO_2 = 0,15$. Практично відсутній метан та його гомологи, що свідчить про низьку перспективність цих порід як на сланцевий газ, так і на сланцеву нафту. Вміст сірководню навіть перевищує вміст метану, що підтверджує в основному сірководневий профіль газогенерації. Порівняно невелика кількість CO₂, що виділяється вище температури 650 °С, свідчить про невеликий домішок карбонатів у породі.

Таблиця 52. Результати визначення складу газів методом піролізу. Свердловина Ніжинська-338. Зразок 64 НЖ (3138 м). Аргіліт. Визейський ярус. Наважка 0,255 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	3432,39	—	12,99	73,62	222,30	308,92	0,030892
N ₂	16,31	9,07	—	0,21	11,13	20,40	0,002040
CO	2952,68	2,47	40,15	365,10	3283,14	3690,85	0,369085
CH ₄	703,91	0,00	14,94	212,81	276,95	504,70	0,050470
CO ₂	5818,49	264,84	2224,66	2808,82	6204,83	11 503,16	1,150316
H ₂ O	31,61	3744,31	10 347,92	9003,92	8509,80	31 605,96	3,160596
C ₂ H ₄	8,13	—	3,62	5,79	0,84	10,25	0,001025
C ₂ H ₆	29,82	—	7,28	32,76	0,42	40,46	0,004046
NO	—	—	—	—	—	—	—

Продовження таблиці 52

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂ S	2584,94	—	2,17	1890,25	2085,80	3978,22	0,397822
SO ₂	2,82	—	—	—	8,26	8,26	0,000826
COS	—	—	—	—	—	—	—
CS ₂	10,04	—	—	8,20	8,20	16,39	0,001639
Сума	12955,38	4020,69	12640,66	12464,48	18508,15	47633,98	4,763398

Не виявлено: C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба насичена вуглеводнями та іншими газами, зокрема сірчаними. Коefіцієнт відновності значно перевищує 1 (1,67), що вказує на сприятливі умови зберігання відновних газів, але відсутність важких гомологів метану свідчить про чисто газовий характер покладів і малу вірогідність контакту з нафтовими.

Таблиця 53. Результати визначення складу газів методом піролізу.
Свердловина Щурівська-10. Зразок 76 ЩР (3173–3179 м). Аргіліт. Візейський ярус.
Наважка 0,260 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	4848,22	—	14,16	82,40	339,78	436,34	0,043634
N ₂	40,06	1,41	—	1,82	46,88	50,12	0,005012
CO	1533,32	1,62	60,58	346,77	1507,69	1916,65	0,191665
CH ₄	994,74	—	32,21	434,59	246,43	713,23	0,071323
CO ₂	6931,76	188,32	4675,45	3793,80	5046,52	13704,09	1,370409
H ₂ O	60,20	10273,85	6035,08	21279,14	22615,38	60203,45	6,020345
C ₂ H ₄	18,49	—	5,68	16,55	1,06	23,29	0,002329
C ₂ H ₆	80,33	—	22,85	85,68	0,48	109,00	0,010900
NO	1,94	2,60	—	—	—	2,60	0,000260
H ₂ S	1368,58	0,00	0,89	1551,31	554,04	2106,24	0,210624
Сума	14408,31	10817,47	25938,51	29802,69	1,06	77023,87	7,702387

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Порода добре насичена вуглеводнями, K_v перевищує 1, отже, значно переважають відновні гази. Слід зауважити, що вуглекислий газ виділявся з породи в зростаючій кількості при підвищенні температури, що свідчить про інтенсивну домішку дисоційованого газу спочатку із сидеритів (450–650 °С), а потім із кальциту. Присутні значні кількості сірководню, але зовсім відсутні інші, менш відновлені сірковмісні компоненти. Відсутність гомологів метану вказує на чисто газовий характер компонентів.

Кінашівська площа

Таблиця 54. Результати визначення складу газів методом піролізу. Свердловина Борзнянська-303. Зразок 70 БР (3397–3404 м). Чорний аргіліт. Фаменський ярус. Наважка 0,290 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	907,56	—	0,44	20,31	60,93	81,68	0,008168
N ₂	30,12	0,36	—	1,09	36,24	37,69	0,003769
CO	688,90	0,72	39,47	48,52	772,41	861,12	0,086112
CH ₄	69,60	—	6,59	30,00	13,32	49,91	0,004991
CO ₂	33505,91	221,23	1197,65	15585,46	49236,84	66241,19	6,624119
H ₂ O	25,51	4325,52	6557,02	7195,03	7436,41	25513,99	2,551399
C ₂ H ₄	6,35	—	2,12	5,88	—	8,00	0,000800
C ₂ H ₆	8,47	—	3,33	8,16	—	11,50	0,001150
NO	—	—	—	—	—	—	—
H ₂ S	981,78	—	6,13	987,72	517,10	1510,95	0,151095
Сума	35227,61	4547,84	7801,17	22880,40	57556,15	92785,57	9,278557

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Порода слабогазонасичена, основним з відновних газів є сірководень, дуже мало метану, 75 % вуглекислоти виділилося після 650 °С, тобто явно дисоційовано з карбонатів, таким чином, здатність до газогенерації вуглеводнів цих аргілітів видається вкрай низькою.

Артемівська площа

Таблиця 55. Результати визначення складу газів методом піролізу. Свердловина Святогірська-10. Зразок 118 СВ (3751–3759 м). Аргіліт (С₃). Наважка 0,220 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	1814,47	-	0,67	23,42	139,21	163,30	0,016330
N ₂	85,53	0,48	—	3,34	103,17	106,99	0,010699
CO	377,24	0,24	14,32	36,99	420,00	471,55	0,047155
CH ₄	375,69	—	2,22	204,33	62,83	269,37	0,026937
CO ₂	9129,98	80,58	1578,72	6665,73	9724,94	18049,97	1,804997
H ₂ O	42,78	7371,64	4304,36	7371,64	23733,82	42781,45	4,278145
C ₂ H ₄	1,39	—	1,75	—	—	1,75	0,000175
C ₂ H ₆	0,62	—	0,84	—	—	0,84	0,000084
NO	—	—	—	—	—	—	-
H ₂ S	5121,41	—	1,05	4163,69	3717,10	7881,85	0,788185
Сума	11825,69	7452,93	5900,29	14305,44	34183,97	61842,64	6,184264

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба характеризує породи, середньонасичені газами з високим K_B (до 0,8), але головною складовою цих газів є сірководень, що разом із фактом наявності тільки метану з вуглеводнів свідчить про чисто газову спеціалізацію розрізу, переважною складовою якого є сірководень. Таким чином, потенціал таких порід на газонасність можна оцінити як середній, але якість таких газів щодо їхньої утилізації є дуже сумнівною.

Таблиця 56. Результати визначення складу газів методом піролізу. Свердловина Святогірська-10. Зразок 116 СВ (3988–3996 м). Аргіліт (C_2m). Наважка 0,320 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г		Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
	Температурні межі, °С						
	50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	50–850	
H ₂	2876,92	—	1,25	60,31	197,36	258,92	0,025892
N ₂	34,14	3,13	—	0,45	39,13	42,70	0,004270
CO	592,05	0,45	7,37	52,50	679,74	740,06	0,074006
CH ₄	598,37	—	1,98	253,07	173,98	429,03	0,042903
CO ₂	3301,16	67,74	1689,79	2469,83	2299,04	6526,40	0,652640
H ₂ O	56,10	7963,91	6114,72	18376,58	23646,77	56101,99	5,610199
C ₂ H ₄	9,60	—	0,33	11,77	—	12,10	0,001210
C ₂ H ₆	38,76	—	0,99	51,61	—	52,60	0,005260
NO	—	—	—	—	—	—	—
H ₂ S	3408,13	—	—	567,60	4677,51	5245,11	0,524511
Сума	7815,12	8035,23	7816,43	21212,73	27036,03	69408,91	6,940891

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба схожа на попередню (118 СВ), відрізняється більшим K_B (більше 2), висновки можна зробити ті ж самі. Очевидно, такі властивості характерні для розрізу Святогірської площі.

Євгенівська площа

Таблиця 57. Результати визначення складу газів методом піролізу. Свердловина Євгенівська-20. Зразок 121 ЄВ (1101–1109). Аргіліт. Наважка 0,275 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г		Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
	Температурні межі, °С						
	50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H ₂	1603,28	—	0,54	28,11	115,65	144,30	0,014430
N ₂	56,66	14,14	—	2,10	54,64	70,88	0,007088
CO	835,37	4,39	94,44	111,49	833,89	1044,21	0,104421
CH ₄	377,73	0,00	28,38	163,21	79,24	270,83	0,027083
CO ₂	7875,08	204,18	1345,77	4824,58	9194,49	15569,03	1,556903
H ₂ O	29,02	5253,82	9368,90	4846,14	9553,40	29022,25	2,902225
C ₂ H ₄	20,41	—	8,94	16,77	0,00	25,71	0,002571
C ₂ H ₆	32,23	—	13,36	30,38	0,00	43,74	0,004374

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	
NO	—	—	—	—	—	—	—
H ₂ S	8090,62	—	30,22	9541,58	2879,66	12451,46	1,245146
SO ₂	—	—	—	—	—	—	—
COS	83,78	—	—	227,89	0,00	227,89	0,022789
Сума	10777,13	5476,53	10838,03	9975,63	19831,31	46121,50	4,12150

Не виявлено: SO₂, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Порода добре насичена відновними газами, але майже три чверті всіх цих газів становить сірководень (майже 1,25 % від маси проби), що є надзвичайно високим показником. Судячи з динаміки піролізу, основним його джерелом були, скоріш за все, низькотемпературні сульфідні (наприклад, марказит). Газовмісний потенціал порід може бути вище середнього, але основною складовою можуть бути сірчані гази.

Таблиця 58. Результати визначення складу газів методом піролізу.

Свердловина Дружелюбівська-104. Зразок 143 ДЖ (2857 м). Аргіліт. Наважка 0,210 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	3123,98	—	7,01	273,45	0,70	281,16	0,028116
N ₂	5,80	5,50	—	1,75	—	7,26	0,000726
CO	2591,60	1,25	18,25	700,00	2520,00	3239,50	0,323950
CH ₄	1190,78	—	16,15	530,99	306,65	853,79	0,085379
CO ₂	17010,05	80,40	3293,10	22316,65	7938,73	33628,88	3,362888
H ₂ O	38,66	5256,00	4188,80	8432,00	20778,67	38655,47	3,865547
C ₂ H ₄	12,61	—	1,83	14,05	0,00	15,88	0,001588
C ₂ H ₆	101,32	—	7,55	129,95	0,00	137,50	0,013750
NO	—	—	—	0,00	0,00	0,00	0,000000
H ₂ S	565,71	—	—	316,59	554,04	870,63	0,087063
Сума	23960,87	5343,15	7523,31	32254,83	31544,74	76666,04	7,66664

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Порода добре насичена газами, у тому числі вуглеводневими, причому найбільша кількість метану виділяється в умовах найповнішого розкриття порожнин і слабо накладеної дисоціації мінералів, тобто можна говорити про вивільнення відносно «вільного» метану. Помітні домішки гомологів дозволяють припускати деякий нафтовий потенціал таких шарів, але порівняно невеликий, оскільки відсутні «масивні» вуглеводні (C₃H₈ та C_nH_m).

Зачепилівська площа

Таблиця 59. Результати визначення складу газів методом піролізу.
Свердловина Зачепилівська-90. Зразок 132 ЗЧ (971–975 м). Чорний сланець.
Наважка 0,265 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	7164,45	—	6,95	193,36	444,50	644,80	0,064480
N ₂	11,25	12,09	—	1,98	—	14,08	0,001408
CO	5731,44	15,85	293,21	1141,13	5714,11	7164,30	0,716430
CH ₄	4856,39	0,39	205,13	2140,39	1136,12	3482,03	0,348203
CO ₂	4958,82	349,50	1485,39	1258,21	6710,47	9803,58	0,980358
H ₂ O	35,06	9419,83	11740,98	5990,94	7911,85	35063,61	3,506361
C ₂ H ₄	232,95	—	45,25	229,71	18,56	293,52	0,029352
C ₂ H ₆	411,95	—	107,88	437,12	14,01	559,01	0,055901
NO	—	—	—	—	—	—	—
H ₂ S	1230,28	—	39,64	1268,37	585,40	1893,41	0,189341
SO ₂	—	—	—	—	—	—	—
COS	—	—	—	—	—	—	—
CS ₂	778,87	—	246,49	1025,40	—	1271,89	0,127189
C ₃ H ₆	—	—	—	—	—	—	—
C ₃ H ₈	54,34	—	109,71	—	—	109,71	0,010971
C _n H _m	25,66	—	69,28	—	—	69,28	0,006928
Сума	22757,41	9797,68	13731,66	10726,02	21917,05	56172,40	5,617240

Не виявлено: N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Дуже газонасичена проба, зокрема відновними газами, особливо воднем і метаном (вміст метану сягає майже 0,35 % за масою від кількості всього матеріалу і майже третину від усіх відновних газів). Містить досить високу частку важких, у тому числі масних гомологів, що дозволяє прогнозувати високу перспективність як газо-, так і нафтоносності таких товщ.

Гашинівська площа

Таблиця 60. Результати визначення складу газів методом піролізу.
Свердловина Гашинівська-3. Зразок 136 ГШ (3398–3404 м). Аргіліт. Наважка 0,210 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	25,32	—	0,35	1,23	0,70	2,28	0,000228
N ₂	4,53	1,67	—	—	4,00	5,67	0,000567
CO	47,27	0,33	3,75	15,00	40,00	59,08	0,005908
CH ₄	0,93	—	—	0,66	—	0,66	0,000066

Продовження таблиці 60

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	
CO ₂	206,99	2,07	37,33	98,77	271,06	409,23	0,040923
H ₂ O	2,20	446,00	452,00	926,93	377,60	2202,53	0,220253
C ₂ H ₄	—	—	—	—	—	—	—
C ₂ H ₆	—	—	—	—	—	—	—
NO	—	—	—	—	—	—	—
H ₂ S	9,14	—	—	14,07	0,00	14,07	0,001407
Сума	287,24	450,07	493,43	1042,60	693,36	2679,46	0,267946

Не виявлено: SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба надзвичайно збіднена газовими компонентами, у зв'язку з чим перспективи газо- та нафтоносності відсутні.

Ржавецька площа

Таблиця 61. Проба РЖ-1. Аргіліт. Наважка 0,3 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	1109,75	—	6,63	93,25	99,88	0,009988	
N ₂	4,34	1,75	0,00	3,68	5,43	0,000543	
CO	179,81	0,53	11,90	212,33	224,76	0,022476	
CH ₄	554,96	—	31,17	366,74	397,90	0,039790	
CO ₂	864,53	57,48	1126,86	524,84	1709,18	0,170918	
H ₂ O	62,81	16 828,00	3163,63	42 821,33	62 812,96	6,281296	
Сума	2776,20	16 887,76	4340,18	44 022,17	65 250,11	6,525011	
C ₂ H ₄	25,23	—	5,56	26,23	31,79	0,003179	
C ₂ H ₆	105,87	1,08	27,07	115,51	143,66	0,014366	
H ₂ S	10,40	—	6,16	9,85	16,01	0,001601	
CS ₂	18,67	—	8,71	21,77	30,48	0,003048	
C ₃ H ₆	26,67	—	—	51,07	51,07	0,005107	
C ₃ H ₈	239,52	—	14,54	469,05	483,59	0,048359	

Не виявлено: C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂O₂, NO, SO₂, COS.

Проба дуже насичена відновними газами та водою. Присутні також гомологи метану в помітних кількостях. Особливо варто відзначити наявність важких гомологів у кількостях, які не набагато менші від кількості вуглекислоти. Такий склад може свідчити про певні перспективи наявності не тільки вуглеводневих газових компонентів, але й про можливий контакт з нафтовими покладами.

Таблиця 62. Проба РЖ-3. Аргіліт. Наважка 0,3 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	942,02	—	1,66	83,12	84,78	0,008478	
N ₂	1,49	1,19	—	0,68	1,86	0,000186	
CO	96,19	0,34	3,39	116,52	120,24	0,012024	
CH ₄	293,15	0,07	6,29	203,83	210,19	0,021019	
CO ₂	2140,90	99,59	2390,15	1742,82	4232,57	0,423257	
H ₂ O	50,00	18046,45	3409,14	28541,94	49997,52	4,999752	
Сума	3523,76	18147,63	5810,63	30688,90	54647,17	5,464717	
C ₂ H ₄	13,91	—	0,87	16,66	17,53	0,001753	
C ₂ H ₆	35,08	2,10	3,59	41,92	47,61	0,004761	
H ₂ S	44,23	—	1,34	66,72	68,06	0,006806	

Не виявлено: NO, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, SO₂, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба відносно слабо насичена відновними газами, містить метан і легкі гомологи, а також невелику кількість сірководню. У сумі кількість усіх цих газів майже на порядок менша, ніж вміст вуглекислоти. Виходячи з такого складу газів, можна передбачити невисоку перспективність проаналізованої породи на наявність покладів вуглеводнів.

Таблиця 63. Проба РЖ-4. Аргіліт. Наважка 0,280 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
		50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	1153,96	—	11,83	92,03	103,86	0,010386	
N ₂	1,35	0,94	—	0,75	1,69	0,000169	
CO	94,95	0,56	10,13	108,00	118,69	0,011869	
CH ₄	325,45	0,15	18,15	215,05	233,35	0,023335	
CO ₂	2680,95	90,45	4217,45	992,34	5300,24	0,530024	
H ₂ O	35,85	11 060,00	2392,00	22 400,00	35852,00	3,585200	
Сума	4292,51	11 152,09	6649,56	23 808,17	41609,82	4,160982	
C ₂ H ₄	15,29	—	2,80	16,47	19,27	0,001927	
C ₂ H ₆	43,28	0,39	11,93	46,41	58,73	0,005873	
H ₂ S	330,75	0,00	2,47	506,55	509,02	0,050902	

Не виявлено: SO₂, NO, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

За складом газів проба майже повторює попередню за винятком вмісту сірководню, який тут міститься майже в таких кількостях, як усі інші разом узяті. Скоріш за все це викликано частковою дисоціацією низькотемпературних сульфідів, які іноді фіксуються в аншліфах.

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Таблиця 64. Проба РЖ-5. Аргіліт. Наважка 0,290 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С				
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	1748,83	—	11,42	145,97	157,39	0,015739
N ₂	2,17	1,27	—	1,45	2,72	0,000272
CO	993,32	0,18	5,61	1235,86	1241,66	0,124166
CH ₄	408,04	1,26	4,21	287,10	292,57	0,029257
CO ₂	19 844,18	87,33	2182,39	36 962,23	39 231,95	3,923195
H ₂ O	32,39	7059,86	2290,21	23037,24	32387,31	3,238731
Сума	23 028,94	7149,90	4493,84	61 669,86	73313,60	7,331360
C ₂ H ₄	8,75	—	0,64	10,39	11,03	0,001103
C ₂ H ₆	56,21	4,96	4,11	67,21	76,28	0,007628
H ₂ S	285,62	—	1,43	438,14	439,57	0,043957

Не виявлено: SO₂, NO, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба характеризується середнім збагаченням відновними газами, серед яких найбільший вміст має CO та H₂S. Варто зазначити, що ця проба містить порівняно велику кількість C_{орг.} (більше 7 %), що, імовірно, і забезпечує високий вміст CO в газовій фазі (неповне окиснення органічної речовини). Крім того, у пробі виявлено аномально високий вміст CO₂, майже на порядок вищий, ніж у попередніх і навіть вищий за вміст води. За вмістом карбонатного вуглецю ця проба не виділяється серед інших (1,92 % CO₂ карб.), тому пояснити цю аномалію наявністю карбонатів у породі було б некоректно. Скоріш за все це є результатом надходження вуглекислоти із сторонніх джерел (метаморфогенної або ювенільної). Перспективність накопичення відновних газів у таких умовах можна оцінити як середню.

Таблиця 65. Проба РЖ-6. Аргіліт. Наважка 0,310 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С				
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	736,20	—	3,56	62,70	66,26	0,006626
N ₂	2,03	1,19	—	1,36	2,54	0,000254
CO	82,92	0,17	3,22	100,26	103,65	0,010365
CH ₄	464,16	—	3,67	329,13	332,80	0,033280
CO ₂	2638,47	52,52	507,91	4655,82	5216,25	0,521625
H ₂ O	43,78	13 537,55	3063,74	27 183,48	43784,77	4,378477
Сума	3967,56	13591,42	3582,10	32332,74	49506,27	4,950627
C ₂ H ₄	19,05	—	0,20	23,80	24,00	0,002400
C ₂ H ₆	44,94	1,22	2,27	57,49	60,98	0,006098
H ₂ S	2679,58	—	1,34	4122,53	4123,87	0,412387
COS	36,13	—	—	98,27	98,27	0,009827
CS ₂	15,48	—	—	25,29	25,29	0,002529

Не виявлено: C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂, NO, SO₂.

Проба слабо насичена газами як відновними (крім сірководню), так і окисненими. Високий вміст сірководню, вірогідно, викликаний наявністю сульфідів та їхньою дисоціацією, про що свідчить висока температура максимального виділення H_2S , CS_2 та COS . Слід зауважити, що в цій пробі зафіксований і дещо підвищений фон урану (до $5,9 \times 10^{-4} \%$), що може бути пов'язано із загальною відновною халькофільною обстановкою. Виходячи з усіх даних, високо оцінювати перспективність цього горизонту на вуглеводні немає підстав.

Таблиця 66. Проба РЖ-7. Аргіліт. Наважка 0,290 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650		
H_2	1679,72	—	8,38	142,80	151,17	0,015117	
N_2	2,75	1,09	0,36	1,99	3,44	0,000344	
CO	626,57	0,36	5,61	777,24	783,22	0,078322	
CH_4	534,29	0,48	7,71	374,90	383,09	0,038309	
CO_2	11 884,31	79,84	2123,84	21 291,61	23495,29	2,349529	
H_2O	37,19	9910,07	2464,00	24 813,79	37187,86	3,718786	
Сума	14764,84	9991,84	4609,90	47402,33	62004,07	6,200407	
C_2H_4	12,52	—	0,93	14,84	15,77	0,001577	
C_2H_6	72,02	2,99	5,12	89,62	97,73	0,009773	
H_2S	125,38	1,27	0,64	191,05	192,96	0,019296	
CS_2	55,17	0,00	—	90,10	90,10	0,009010	

Не виявлено: C_3H_6 , C_3H_8 , C_nH_m , N_2O , NH_3 , F_2 , O_2 , NO , COS , SO_2 .

Проба середньонасичена відновними газами і сильнонасичена вуглекислотою. Беручи до уваги наявність у породі хоч і в невеликих кількостях гомологів метану, є підстави говорити про середню перспективність ділянки на присутність вуглеводнів.

Таблиця 67. Проба РЖ-8. Халцедоноліт. Наважка 0,350 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650		
H_2	812,16	—	3,16	69,94	73,09	0,007309	
N_2	0,48	0,45	—	0,15	0,60	0,000060	
CO	121,22	0,18	2,55	148,80	151,53	0,015153	
CH_4	62,35	0,03	2,19	42,48	44,70	0,004470	
CO_2	6619,93	10,75	2161,10	10 915,75	13 087,60	1,308760	
H_2O	6,55	1046,40	670,40	4832,00	6548,80	0,654880	
Сума	1057,81	2839,39	16009,12	19906,32	1,990632	7622,68	
C_2H_4	2,44	—	—	3,07	3,07	0,000307	
C_2H_6	7,49	—	0,88	9,28	10,17	0,001017	
H_2S	17,14	—	—	26,38	26,38	0,002638	

Не виявлено: SO_2 , COS , CS_2 , C_3H_6 , C_3H_8 , C_nH_m , N_2O , NH_3 , F_2 , O_2 , NO .

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Проба аномально слабонасичена газовими компонентами, особливо відновними, та водою. Результати газового аналізу добре корелюють з даними визначення вмісту різних форм вуглецю і води, за якими ця проба містить найменшу кількість указаних компонентів по всій Ржавецькій площі. Такий факт пояснюється високою щільністю і незвичним складом породи, яка являє собою чисто силікатний субстрат (халцедоноліт?).

Таблиця 68. Проба РЖ-9. Аргіліт. Наважка 0,250 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С				
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	1863,40	—	9,42	158,28	167,71	0,016771
N ₂	0,17	0,21	—	—	0,21	0,000021
CO	398,16	1,05	2,73	493,92	497,70	0,049770
CH ₄	268,08	0,05	1,86	190,31	192,21	0,019221
CO ₂	12559,36	156,29	1333,71	23339,86	24829,86	2,482986
H ₂ O	52,51	19040,00	4306,18	29164,80	52510,98	5,251098
Сума	15141,68	19197,60	5653,89	53347,17	78198,67	7,819867
C ₂ H ₄	8,59	—	0,49	10,33	10,82	0,001082
C ₂ H ₆	31,01	—	1,24	40,84	42,08	0,004208

Не виявлено: NO, H₂S, SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Середньонасичена відновними газами проба з високим вмістом вуглекислоти, хоч за даними хімічного аналізу вміст карбонатної компоненти є низьким (CO₂карб. = 1,1 %). Можна припускати наявність в породі сторонніх газів. Перспективність суттєвого вмісту вуглеводнів незначна.

Таблиця 69. Проба РЖ-10. Аргіліт. Наважка 0,3 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С				
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	2265,86	2,21	25,03	176,69	203,93	0,020393
N ₂	0,28	0,35	—	—	0,35	0,000035
CO	406,42	0,53	17,50	490,00	508,03	0,050803
CH ₄	413,91	0,00	14,91	281,87	296,77	0,029677
CO ₂	11 518,02	79,59	2109,64	20 581,89	22 771,13	2,277113
H ₂ O	39,91	8687,47	2891,47	28 336,00	39 914,93	3,991493
Сума	14 644,40	8770,14	5058,55	49 866,44	63 695,14	6,369514
C ₂ H ₄	11,96	0,00	2,15	12,91	15,06	0,001506
C ₂ H ₆	49,10	1,65	9,28	55,69	66,62	0,006662
CS ₂	28,00	—	13,06	32,66	45,72	0,004572
C ₃ H ₆	2265,86	2,21	25,03	176,69	203,93	0,020393

Не виявлено: C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂, NO, H₂S, SO₂, COS.

Подібна до проби РЖ 9 середньонасичена відновленими газами проба з високим вмістом вуглекислоти, хоч за даними хімічного аналізу вміст карбонатної компоненти теж є низьким ($\text{CO}_{2\text{карб.}} = 0,99\%$). Містить відносно велику домішку важких вуглеводнів і невелику кількість CS_2 за відсутності сірководню. Перспективність на наявність вуглеводнів може бути середньою, не виключена можливість контакту з нафтовими компонентами.

Таблиця 70. Проба РЖ-11. Аргіліт. Наважка 0,265 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C				
		50–650	50–250	250–450	450–650	
H ₂	1799,60	—	9,17	152,80	161,96	0,016196
N ₂	2,38	1,39	0,00	1,59	2,97	0,000297
CO	917,66	0,40	5,55	1141,13	1147,08	0,114708
CH ₄	369,42	1,93	7,67	255,28	264,87	0,026487
CO ₂	22541,00	147,45	5970,69	38445,41	44563,55	4,456355
H ₂ O	41,24	11844,53	2472,45	26922,26	41239,25	4,123925
Сума	25671,29	11995,69	845,53	66918,47	87379,68	8,737968
C ₂ H ₄	1,61	—	2,03	—	2,03	0,000203
C ₂ H ₆	62,94	5,72	6,13	73,55	85,40	0,008540
H ₂ S	206,04	—	—	317,09	317,09	0,031709
CS ₂	108,68	—	—	177,47	177,47	0,017747
C ₃ H ₆	1799,60	—	9,17	152,80	161,96	0,016196
C ₃ H ₈	2,38	1,39	—	1,59	2,97	0,000297

Не виявлено: C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂, NO, SO₂, COS.

Насичена газами порода, особливо сірчаними та вуглекислою, містить гомологи в підвищених кількостях, а також CO. Вміст органічного та карбонатного вуглецю в цій пробі є середнім, тому таку насиченість різними газами треба пов'язувати, імовірно, з особливостями літифікації цього горизонту. Проба потребує додаткового вивчення (шліф, аншліф, хіманаліз та ін.), можливо, цей горизонт являє собою певну поверхню розділу (межу) між різними фаціальними типами відкладів.

Таблиця 71. Проба РЖ-12. Аргіліт. Наважка 0,3 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C				
		50–650	50–250	250–450	450–650	
H ₂	1101,57	—	5,89	93,25	99,14	0,009914
N ₂	1,68	0,70	—	1,40	2,10	0,000210
CO	167,42	0,20	8,17	200,90	209,27	0,020927
CH ₄	559,98	0,08	11,15	390,28	401,51	0,040151
CO ₂	3782,08	77,34	1714,09	5685,75	7477,17	0,747717

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Продовження таблиці 71

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С				
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂ O	37,08	10565,33	2337,07	24173,33	37075,73	3,707573
Сума	5649,81	10643,66	4076,36	30544,91	45264,93	4,526493
C ₂ H ₄	8,78	—	1,23	9,84	11,07	0,001107
C ₂ H ₆	81,40	2,17	7,22	101,07	110,45	0,011045
H ₂ S	105,60	—	—	162,52	162,52	0,016252
CS ₂	58,67	—	—	95,80	95,80	0,009580

Не виявлено: C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂, NO, SO₂, COS.

Порода середньонасичена газовими компонентами з доволі високим співвідношенням відновлених до окиснених різновидів, містить підвищену кількість гомологів і сірчаних газів. Перспективність на вуглеводневі гази вища за середню.

Таблиця 72. Проба РЖ-13. Аргіліт. Наважка 0,310 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г				Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С				
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650	
H ₂	1794,32	—	24,94	136,55	161,49	0,016149
N ₂	0,95	0,85	—	0,34	1,19	0,000119
CO	290,25	0,17	14,90	347,74	362,81	0,036281
CH ₄	621,70	0,07	27,54	418,15	445,76	0,044576
CO ₂	8735,20	140,05	3585,23	13544,21	17269,49	1,726949
H ₂ O	50,29	16041,29	3425,03	30825,29	50291,61	5,029161
Сума	11492,72	16182,42	7077,64	45272,29	68532,35	6,853235
C ₂ H ₄	23,97	—	5,21	24,99	30,20	0,003020
C ₂ H ₆	77,85	—	16,22	89,43	105,64	0,010564
H ₂ S	0,97	—	1,49	—	1,49	0,000149
COS	186,13	—	—	315,87	315,87	0,031587
CS ₂	116,13	—	—	189,64	189,64	0,018964

Не виявлено: C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂, NO, SO₂.

Порода добре насичена як відновними, так і окисненими газами, у невеликих кількостях містить легкі гомологи. Звертає на себе увагу високий вміст сірчано-вуглецевих газів. Перспективність вище середньої.

Таблиця 73. Проба РЖ-15. Аргіліт. Наважка 0,310

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
	50–650	50–250	250–450	450–650	50–650		
H ₂	2863,00	—	19,04	238,63	257,67	0,025767	
N ₂	1,30	0,54	—	1,09	1,63	0,000163	
CO	240,80	0,48	18,10	282,41	301,00	0,030100	
CH ₄	492,82	0,16	19,95	333,24	353,35	0,035335	
CO ₂	8927,37	99,80	3976,21	13573,40	17649,41	1,764941	
H ₂ O	45,35	15216,55	3584,00	26551,72	45352,28	4,535228	
Сума	12570,64	15317,54	7617,30	40980,50	63915,34	6,391534	
C ₂ H ₄	19,60	2,97	2,65	19,08	24,70	0,002470	
C ₂ H ₆	59,97	0,85	12,67	67,85	81,38	0,008138	
H ₂ S	1204,97	—	1854,44	—	1854,44	0,185444	
COS	291,31	—	12,01	780,36	792,36	0,079236	

Не виявлено: CS₂, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂O₂, NO, SO₂.

Склад газів у цій пробі схожий на попередню, відрізняється дуже високим вмістом сірчаних газів. Перспективність газоносності вище середньої.

Приосьова зона

Таблиця 74. Результати визначення складу газів методом піролізу. Сverdловина Південно-Коломацька-33. Зразок 34 ПК (5591 м). Аргіліт. Наважка 0,255 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °С					
	50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H ₂	4439,22	—	10,19	219,44	169,89	399,53	0,039953
N ₂	36,99	0,81	—	1,01	44,46	46,28	0,004628
CO	2043,08	0,61	11,71	1766,15	775,38	2553,86	0,255386
CH ₄	1005,93	0,20	6,25	486,06	228,73	721,25	0,072125
CO ₂	22620,21	162,34	2256,09	32 950,81	9350,91	44720,15	4,472015
H ₂ O	51,87	14 689,23	3002,89	18 329,23	15 852,31	51 873,66	5,187366
C ₂ H ₄	12,83	—	1,03	14,19	0,95	16,17	0,001617
C ₂ H ₆	92,69	—	5,35	119,95	0,48	125,78	0,012578
H ₂ S	0,52	—	—	—	—	—	—
SO ₂	0,00	—	—	—	—	—	—
COS	336,00	—	—	836,92	77,00	913,92	0,091392
CS ₂	51,69	—	—	84,41	—	84,41	0,008441
C ₃ H ₆	4,62	—	—	8,84	—	8,84	0,000884
C ₃ H ₈	11,08	—	—	22,36	—	22,36	0,002236
Сума	30197,31	14853,19	5287,14	53752,71	26421,68	100314,72	10,031472

Не виявлено: C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂, NO.

Проба дуже насичена газами, різноманітними за складом і вмістом. Переважає вуглекислий газ, але, судячи з динаміки піролізу, основний внесок в його кількість зробила дисоціація сидериту, що підтверджується пропорційною поведінкою Н та СО. Слід відзначити високий вміст метану та гомологів, що дозволяє визначати ці товщі як високоперспективні на газ та середньоперспективні на нафту.

Також в ущільнених породах зазвичай присутні вуглекислий газ, азот, сірководень, водень, легкі гомологи метану та інертні гази. Схожий склад газів наведено і в роботі [21], де, крім метану, відзначаються також його легкі гомологи (етан, пропан і бутан), азот, вуглекислий газ, водень, кисень, оксид вуглецю, сірчаний газ, сірководень та інертні гази – гелій, неон, аргон, криптон і ксенон. Вміст етану в досліджуваних пробах газів змінюється до 17,67, пропану – до 15,23, бутану – від 0 до 0,93 та ізобутану – від 0 до 0,74 %. Склад важких гомологів, як відомо, залежить від багатьох факторів, зокрема і від технології відбору зразків. Загалом же підвищений вміст важких гомологів свідчить про контакт вуглеводневих газів з нафтовими покладами або про газоконденсатний характер газових покладів. З неуглеводневих газів визначені вуглекислий газ у кількості від 0 до 8,9 %, азот – 0,32–25,1 %, гелій – 0–0,189 %, кисень – 0–7,9 % та водень – 0–0,1 %.

Азот є найпоширенішим газом серед досліджуваних проб. Його особливо високий вміст (до 25 %) визначений на деяких ділянках (Щурівська) західної частини ДДЗ. Як відомо, виділення водню, вуглекислого газу та азоту можливе при розкладі органічної речовини. Азот, а також кисень можуть надходити також із земної атмосфери. Відомі випадки, коли вміст азоту в газових покладах сягав 98 %. У місцях тектонічних розломів був визначений високий вміст вуглекислого газу – до 80–90 %. За результатами піролізу проб сланцевих та аргілітових товщ вміст вуглекислого газу іноді навіть перевищує 60 % (проба 70 БР). Підвищений вміст вуглекислого газу також зустрічається на досліджених нами газових родовищах ДДЗ, зокрема на деяких горизонтах Юліївської та Артюхівської площ (до 5–6 %). Аномально високий вміст гелію (до 0,25–0,27 %) зафіксовано на Юліївській та Куличихінській площах, вони можуть бути наслідком його ендегенного підтоку, але для більш аргументованих висновків необхідні ізотопні дослідження.

Ізотопний склад вуглецю метану та вуглекислоти. За літературними даними ізотопний склад вуглецю метану газових родовищ і вугільних газів міститься в діапазоні $\delta^{13}\text{C}$ від -68 до -25 ‰. Результати виконаних нами аналізів сланцевих і вугільних газів розширюють цей діапазон від -68 до $-20,4$ ‰, який потрапляє в інтервал величин, характерних для газів термогенного походження та нижній інтервал величин, що властиві біогенному метану. Однак в деяких випадках раніше нами фіксувався метан, $\delta^{13}\text{C}$ якого перевищував -15 ‰, що, вірогідно, відповідає газу ендегенного походження, який був утворений за температур понад 200 °С або метаморфогенного газу, що утворився за рахунок декарбонатації ізотопно-важкої неорганічної речовини. Відзначається зростання ізотопу ^{13}C в метані з глибиною та інтенсифікацією метаморфізму порід, хоч остання залежність не строго закономірна і також залежить від глибини

залягання пласта, що свідчить про перерозподіл газів уже після вуглефікації органічної речовини та присутність у верхніх горизонтах газів з більш метаморфізованих глибокозалягаючих відкладів. Ізотопний склад проаналізованих проб представлений в табл. 75.

Таблиця 75. Ізотопний склад органічної речовини та карбонатів із сланців та аргілітів Дніпровсько-Донецької западини

№ проби	Площа	Порода	Вміст		Ізотопний склад		
			C _{орг.}	C _{карб.}	$\delta^{13}\text{C}_{\text{орг.}}$	$\Delta^{13}\text{C}_{\text{карб.}}$	$\Delta^{18}\text{O}_{\text{карб.}}$
114 СВ	Святогірська	Аргіліт	2,84	11,82	-22,07	-0,73	21,73
120 ЄВ	Євгенівська	Мергель	4,85	30,8	-23,41	+14,9	22,3
122 ЄВ	—"	Аргіліт	6,22	2,53	-22,04		
123 ЄВ	—"	—"	5,9	1,65	-22,09		
124 ЄВ	—"	Сланець	3,19	8,47	-21,98	-3,5	22,8
129 ЄВ	—"	—"	6,9	6,05	-23,47	-5,06	19,95
126 ДР	Дробишівська	Аргіліт	5,36	2,31	-21,61		
128 ДР	—"	—"	6,57	5,5	-20,79		
131 ЗЧ	Зачепилівська	Сланець	23,7	0,88	-27,86		
139 БЧ	—"	Аргіліт	1,62	11,0	-21,82		
141 ДЖ	Дружелюбівська	—"	5,33	3,41	-22,5		
142 ДЖ	—"	—"	7,2	3,81	-21,94	-17,10	19,2
108 АТ	Артемівська	Сланець	-3,66	3,55	-21,21		
33 ПК	Південно-Коломацька	—"			-21,62		
34 ПК	—"	—"			-20,87		
35 ПК	—"	—"			-23,07		

Як видно з таблиці, ізотопний склад вуглецю органічної речовини є дуже однорідним для всіх проб незалежно від вмісту органічного або карбонатного вуглецю. Одночасно ізотопний склад органічної речовини є помітно відмінним від таких типових біогенних утворень, як сапропель, вугілля, більшість нафт і бітумів, $\Delta^{13}\text{C}$ яких у середньому становить -27‰). І самі ізотопно-вуглецеві значення, і незвична витриманість цих значень у різних породах і в різних обстановках наводить на думку про особливі джерела або особливі умови утворення цієї речовини. Для остаточних генетичних побудов ще замало фактичних даних, але цікаво відзначити, що саме такі ізотопні характеристики притаманні розсіяному карбону ультраосновних порід. Про існування бітумів абіогенного походження в розрізах ДДЗ повідомлялося і раніше [58].

Ще більш незвичним виявився ізотопний склад карбонатного вуглецю в деяких пробах (зокрема, у пробі 120 ЄВ). Таких збагачених важким ізотопом С карбонатів у світі зафіксовано дуже небагато і відносно причин утворення таких ізотопних аномалій тривають дискусії дотепер. Такі аномальні карбонати становлять окремі горизонти в докембрійських осадових товщах, тому панівною вважається гіпотеза про існування певних періодів у докембрії, коли весь обмінний фонд земного вуглецю був збагачений важким ізотопом. Карбонати,

які осаджувалися в басейнах у ці періоди, успадковували такий вуглець. Але для фанерозою такі періоди невідомі, тому треба шукати інші механізми утворення таких аномалій. Один із них був запропонований Ю. О. Борщевським для ізотопно-аномальних карбонатів з кімберлітових трубок Якутії, але в нашому випадку аналогії наводити некоректно. Варто відзначити, що такі ж значення отримували американські дослідники для карбонатів із нафтових родовищ Каліфорнії, але чіткого механізму збагачення карбонатів важким вуглецем вони теж не запропонували. Для інших проаналізованих карбонатів отримані значення є звичайними, включаючи надто ізотопно легкі (до -17‰). Збагачення «легким» карбоном пояснюється присутністю органічного вуглецю в системах, де утворювалися такі карбонати.

Вільні гази вугільних шахт і газових родовищ мають багато спільних рис, отже, генетичні побудови для цих газів теж можна зіставляти. Для більш упевнених висновків необхідні комплексні ізотопні дослідження всіх різновидів газів, що перебувають у різних геологічних, структурних і петрологічних умовах.

Геохімічні особливості газової складової газоносних сланцевих товщ. Як зазначалося вище, найчастіше серед природних газів газоносних сланцевих товщ присутні: метан, азот, двоокис вуглецю, важкі вуглеводні (етан, пропан, пентан, гексан, бутан), водень, сірководень, інертні гази і (дуже рідко) окисли вуглецю, азоту, сірки та ін. Найпоширенішими газовими компонентами є: метан, азот, двоокис вуглецю та водень. Утворення газів пов'язане з геологічною історією формування окремих територій. Тому генезис їх у різні періоди може бути пов'язаним як з метаморфізмом органовмісних, у тому числі і вугільних товщ, так і з глибинними висхідними потоками, що виникають внаслідок як ендегенних причин (в основному у зв'язку з динамікою тектонічного розвитку і диференціації геосфер Землі), так і спровокованих зовнішніми чинниками (зокрема падінням крупних небесних тіл). За даними піролізу проб сланцевих та інших ущільнених порід компонентний склад газів у них вкрай нерівномірний і важко піддається систематизації та визначенню закономірностей.

Метан (CH_4) – є основним компонентом серед газів газових родовищ (80–90%), так і у зоні метанових газів в інших насичених органікою товщах. Він насичує осадові шари на великих глибинах. Міграція метану відбувається з глибин до поверхні, а розподіл – по газовмісних зонах. У досліджених нами об'єктах розподіл метану в сланцевих товщах вкрай нерівномірний (табл. 76). Загальна кількість його в газовій суміші коливається від 0,5 до 15% за даними газового хроматографічного та мас-спектрометричного хімічного аналізів. За цими даними, вміст метану в сланцевих товщах суттєво менший в порівнянні з іншими компонентами, особливо CO_2 , що пояснюється активною міграцією і дегазацією вільного метану до початку піролізу. В будь-якому випадку відносний вміст метану в породах характеризує насиченість товщ вуглеводнями і може використовуватися як показник потенційної газо- або нафтоносності. За цим показником найбільш газонасиченими з вивчених площ є сланцеві товщі Зачепилівської та Південно-Коломацької ділянок. Слабо насиченими метаном є імпакти ударних кратерів, пісковики та алевроліти таврійської серії та окремі горизонти Гашинівської та Ніжинської ділянок.

Таблиця 76. Сумарний вміст газових компонентів в сланцевих та інших породах [41]

Проба	Порода	H ₂	N ₂	CO	CH ₄	CO ₂	H ₂ O	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
ПІВДЕННО-СХІДНИЙ СЕКТОР ДДЗ									
Свердловина Святогірська-10									
116 СВ	Пісковик	2876,92	34,14	592,05	598,37	3301,16	56,1	9,6	38,76
118 СВ	Аргіліт	1814,47	85,53	377,24	375,69	9129,98	42,78	1,39	0,62
Свердловина Євгенівська-20									
121 ЄВ	Аргіліт	1603,28	56,66	835,37	377,73	7875,08	29,02	20,41	32,23
Свердловина Дружелюбівська-104									
143 ДЖ	Аргіліт	3123,98	5,8	2591,6	1190,78	17 010,05	38,66	12,61	101,32
Свердловина Зачепилівська-90									
132 ЗЧ	Сланець	7164,45	11,25	5731,44	4856,39	4958,82	35,06	232,95	411,95
Свердловина Гашинівська-3									
136 ГШ	Пісковик	25,32	4,53	47,27	0,93	206,99	2,2	-	-
Свердловина Південно-Коломацька-33									
34 ПК	Аргіліт	4439,22	36,99	2043,08	1005,93	22 620,21	51,87	12,83	92,69
Свердловина Ржавецька-1									
РЖ-1	Аргіліт	1109,75	4,34	179,81	554,96	864,53	62,81	25,23	105,87
РЖ-4	Аргіліт	1153,96	1,35	94,95	325,45	2680,95	35,85	15,29	43,28
РЖ-6	Аргіліт	736,2	2,03	82,92	464,16	2638,47	43,78	19,05	44,94
РЖ-7	Аргіліт	1679,72	2,75	626,57	534,29	11 884,31	37,19	12,52	72,02
РЖ-10	Аргіліт	2265,86	0,28	406,42	413,91	11518,02	39,91	11,96	49,1
РЖ-12	Аргіліт	1101,57	1,68	167,42	559,98	3782,08	37,08	8,78	81,4
РЖ-14	Аргіліт	2328,57	0,7	110,6	429,46	13 966,23	49	14,8	44,69
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНИЙ СЕКТОР ДДЗ									
Свердловина Ніжинська-338									
60 НЖ	Аргіліт	1139,92	18,29	300,14	25,71	9987,47	66,7	0,07	0,13
64 НЖ	Аргіліт	3432,39	16,31	2952,68	703,91	5818,49	31,61	8,13	29,82
Свердловина Щурівська-10									
76 ЩР	Аргіліт	4848,22	40,06	1533,32	994,74	6931,76	60,2	18,49	80,33
Свердловина Борзнянська-303									
70 БР	Аргіліт	907,56	30,12	688,9	69,6	33 505,91	25,51	6,35	8,47
ЗАХІДНИЙ НГР									
Свердловина Бучацька-3									
138 БЧ	Алевроліт	993,95	33,6	129,57	22,01	932,63	44,04	1,17	0,6
ПІВДЕННИЙ НГР									
Свердловина Архангельська-21									
175 АХ	Алевроліт	1558,1	21,8	355,8	50,91	4857,69	76,26	11,24	6,08
Свердловина Голіцина-1									
165 ГЛ	Мергель	487,53	73,92	1654,52	99,47	44 938,6	11,63	12,74	18,47
Свердловина Джанкойська-1									
168 ДЖ	Мергель	3081,87	105,79	1412,79	582,32	9397,03	81,03	45,6	72,84
Свердловина Північноказантипська-3									
153 ПК	Глина	3078,65	99,46	1842,85	196,46	4739,81	108,81	12,64	9,33
155 ПК	Алевроліт	2048,48	114,38	1199,59	141,22	5243,2	97,09	14,64	12,42
158 ПК	Аргіліт	2393,93	579,73	5531,4	88,67	4549,69	93350	8,01	6,96

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Продовження таблиці 76

Проба	Порода	H ₂	N ₂	CO	CH ₄	CO ₂	H ₂ O	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
Свердловина Субботіна-1									
176 СБ	Аргіліт	2184,97	110,88	962,27	275,18	8033,84	51,99	46,63	63,28
177 СБ	Аргіліт	5900,96	239,87	2614,42	1408,41	7773,57	119,26	102,28	182,37
178 СБ	Аргіліт	3478,55	22,4	1600,62	460,49	7057,46	103,69	44,68	63,41
Таврійська серія, р. Мангуш									
183 МН	Алевроліт	82,45	130,27	115,87	27,59	4237,39	79,04	0,27	0,51

Проба	Порода	NO	H ₂ S	SO ₂	COS	CS ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CnHm	Сума	ТОС, %
ПІВДЕННО-СХІДНИЙ СЕКТОР ДДЗ											
Свердловина Святогірська-10											
116-СВ	Пісковик	0	3408,13	0	0	0	0	0	0	7815,1	0,93
118-СВ	Аргіліт	0	5121,41	0	0	0	0	0	0	11 825,7	2,27
Свердловина Євгенівська-20											
121-ЄВ	Аргіліт	0	8090,62	0	83,78	0	0	0	0	10 777,1	3,69
Свердловина Дружелюбівська-104											
143-ДЖ	Аргіліт	0	565,71	0	0	0	0	0	0	23 960,9	1,46
Свердловина Зачепилівська-90											
132-ЗЧ	Сланець	0	1230,28	0	0	778,87	0	54,34	25,66	22 757,4	5,61
Свердловина Гашинівська-3											
136-ГШ	Пісковик	0	9,14	0	0	0	0	0	0	287,2	0,14
Свердловина Південно-Коломацька-33											
34 ПК	Аргіліт	0	0,52	0	336	51,69	4,62	11,08	0	30 197,3	3,83
Свердловина Ржавецька-1											
РЖ-1	Аргіліт	0	10,4	0	0	18,67	26,67	239,52	0	3202,6	3,14
РЖ-4	Аргіліт	0	330,75	0	0	0	0	0	0	4681,8	2,73
РЖ-6	Аргіліт	0	2679,58	0	36,13	15,48	0	0	0	6762,7	4,26
РЖ-7	Аргіліт	0	125,38	0	0	55,17	0	0	0	15 029,9	2,68
РЖ-10	Аргіліт	0	0	0	0	28	2265,86	0	0	16 999,3	5,49
РЖ-12	Аргіліт	0	105,6	0	0	58,67	0	12	0	5916,3	5,41
РЖ-14	Аргіліт	0	73,6	0	61,33	40	0	7,2	0	17126,2	4,34
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНИЙ СЕКТОР ДДЗ											
Свердловина Ніжинська-338											
60 НЖ	Аргіліт	0	33,63	0	0	0	0	0	0	11 538,2	4,51
64 НЖ	Аргіліт	0	2584,94	2,82	0	10,04	0	0	0	12 955,4	5,49
Свердловина Щурівська-10											
76 ЩР	Аргіліт	1,94	1368,58	0	0	0	0	0	0	14 408,3	3,26
Свердловина Борзнянська-303											
70 БР	Аргіліт	0	981,78	0	0	0	0	0	0	35 227,6	1,75
ЗАХІДНИЙ НГР											
Свердловина Бучацька-3											
138-БЧ	Алевроліт	0	1057,81	0	0	0	0	0	0	2155,8	1,46
ПІВДЕННИЙ НГР											
Свердловина Архангельська-21											
175 АХ	Алевроліт	0	1641,71	0	0	0	0	10,29	0	6920,6	2,58

Продовження таблиці 76

Проба	Порода	NO	H ₂ S	SO ₂	COS	CS ₂	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CnHm	Сума	ТОС, %
Свердловина Голіцина-1											
165 ГЛ	Мергель	0	102,84	0	46,08	9,6	0	0	0	47 265,7	0,70
Свердловина Джанкойська-1											
168 ДЖ	Мергель	0,23	286,22	0	0	12,11	10,81	35,03	44,11	14 660,9	10,23
Свердловина Північноказантипська-3											
153 ПК	Глина	0	34,36	0	0	0	0	0	19,78	10066,0	6,24
155 ПК	Алевроліт	0	2057,11	0	23,83	13,62	10,21	4,6	17,36	8844,0	5,39
158 ПК	Аргіліт	0,66	1277,06	22,5	0	0	0	0	0	13236,8	4,67
Свердловина Субботіна-1											
176 СБ	Аргіліт	0	364,13	0	0	24,89	1,78	9,6	0	11619,1	6,51
177 СБ	Аргіліт	0	1507,92	0	24,89	222,22	13,33	42	0	18 056,5	5,98
178 СБ	Аргіліт	0	1145,93	0	0	39,2	12	32,4	16,32	12 723,2	5,78
Таврійська серія, р. Мангуш											
183 МН	Алевроліт	3,73	0,38	0	0	0	0	0	0	4672,6	5,31
Болгиська імпактна структура											
54 БЛ	Імпактит	0	24,83	0	289,66	55,17	2,76	7,45	0	41 028,1	26,25

За традиційними уявленнями утворення метану відбувається із захороненої органічної маси вугілля або інших високовуглецевих покладів. За спрощеною схемою цей процес протікає таким чином.

У торф'яну стадію органічна маса переробляється мікроорганізмами. Метан і двоокис вуглецю, що утворюються, виділяються в повітря. Подальше ущільнення органічної речовини (ОР) під впливом дегідратації і збільшення статичного тиску порід, призводить до утворення у вугіллі великої кількості шпарин, які заповнюються газом (CO₂ і CH₄). На цьому етапі майже повністю припиняється мікробіологічна діяльність. Після занурення на великі глибини пласта, сформованого таким чином, починаються процеси метаморфізму вугілля під впливом високих температур і тисків порід, що залягають вище. В результаті продовжується конденсація вуглецевих молекул, яка супроводжується відщепленням води і майже чистого метану, котрий сорбується вмісними породами, а також накопичувався в шпаринах та тріщинах.

З другої половини ХХ століття розвивається альтернативна гіпотеза, за якою утворення вуглеводнів і, зокрема, метану можливе за рахунок його глибинної (ендогенної) генерації (В. Порфір'єв, М. Кудрявцев, Є. Чекалюк, І. Грінберг, Г. Доленко та ін.). Один з варіантів цієї теорії передбачає знаходження вуглеводнів у мантиї з подальшою міграцією їх у верхні шари літосфери по системах глибинних розломів. Утворення неорганічних вуглеводнів відбувається внаслідок реакцій їхнього синтезу в процесі взаємодії води (атомів водню та кисню) з карбідами металів або іншим способом. Деякі послідовники такої моделі передбачають гігантські скупчення газу під потужними «подушками» осадових товщ, зокрема, в районі Донбасу, Передкарпаття та інших регіонів [56].

Модель глибинного походження газових та нафтових родовищ набуває великої популярності і знаходить багато практичних доказів (родовища вугле-

воднів в кристалічному фундаменті, високі концентрації і навіть вибухи метану в магматичних масивах сієнітів, потужні потоки метану – «метанові сипи» або «білі курці» – в зонах глибинних розломів, зокрема на дні морів та океанів та багато іншого). Цілком можливо, що частина вуглеводневих газів (або вуглеводневих радикалів), які мігрують по глибинних розломах, утворилася в результаті радіолізу [15]. Своєрідну «синтетичну» модель, яка певною мірою могла б об'єднати ці гіпотези, запропонував О.Ю. Лукін [57].

Таким чином, походження головного компонента природних вуглеводневих газів – метану – і сьогодні є дискусійною науково-практичною проблемою, головними питаннями якої є: звідки походять газоподібні вуглець-водневі сполуки та яким шляхом вони утворювалися у певних геологічних умовах. Це є важливою як теоретичною, так і практичною проблемою, для вирішення якої залучаються найновітніші методи досліджень, зокрема, ізотопно-геохімічні.

Важкі вуглеводні (C_nH_{2n+2}) (етан, пропан, бутан, пентан, гексан). Відносно генезису важких вуглеводнів існує декілька думок. Зокрема, ще Г. Лідін (1949 р.) зазначав, що у газах вугілля тих європейських та американських родовищ, де давніші породи, що залягають нижче вугільних родовищ, є нафтоносними, важкі вуглеводні мігрували у вугільні пласти з більш глибоких покладів нафти і газу. Їхнє походження пов'язується як з метаморфічними процесами у вуглевісних породах, так і з глибинними генеруючими осередками. Інші дослідники вважають, що важкі вуглеводні є вторинними і генетично не пов'язані з пластами, що їх вміщують. А.В. Білоконь та М. Елінсон (1965 р.) висунули ідею про неорганічне походження важких вуглеводнів, яка підтримується та розвивається багатьма дослідниками.

Багато дослідників зазначають, що підвищені скупчення важких вуглеводнів генетично не пов'язані з вугільним газом, а виникли в результаті міграції вуглеводневих газів по зонах тріщинуватості в межах глибинних розломів з більш глибоких горизонтів.

У 1970–1990 рр. у ВГО «Донбасгеологія» інтенсивно проводилися дослідження природних газів на північних і західних околицях Донбасу [112]. Були зроблені понад 10 тис. аналізів на хроматографі ХТ-2М з визначенням складу важких вуглеводнів; виявлені закономірності зміни їхніх концентрацій у залежності від зміни ступеня метаморфізму вугільних пластів; визначений характер зміни вмісту вуглеводнів з глибиною. Встановлено наявність таких гомологів метану: етан, пропан, бутан, пентан і гексан, які зустрічаються у вигляді мікродомішок (табл. 77).

На основі аналізу фактичного матеріалу нами встановлено, що:

- у вуглегазових пробах, що відібрані у зоні газового вивітрювання, важких вуглеводнів майже не зафіксовано;
- у метановій зоні важкі вуглеводні є невід'ємною частиною газової суміші й становлять від 0,1 до 23,5 % загального об'єму газу (в середньому 1,5–2,2 %);
- у стратиграфічному розрізі не спостерігається чітких закономірних змін вмісту важких вуглеводнів у вуглеводнево-вмісних пластах.

Таблиця 77. Зміни кількісного складу важких вуглеводнів з глибиною

Інтервал глибин, м	Вміст важких вуглеводнів, м ³ /т г. м			Кількість визначень
	від	до	середнє	
100–200	0,0	0,02	0,007	3
200–300	0,0	0,07	0,019	11
300–400	0,0	0,63	0,077	24
400–500	0,0	0,781	0,119	19
500–600	0,0	1,833	0,187	25
600–700	0,0	2,19	0,432	36
700–800	0,0	1,332	0,260	26
800–900	0,0	2,96	0,548	28
900–1000	0,0	2,7	0,60	26
1000–1100	0,0	1,614	0,425	31
1110–1200	0,0	1,12	0,462	29
1200–1300	0,155	3,208	1,102	18
1300–1400	0,0	1,38	0,39	14
1400–1500	0,04	3,14	0,81	20
1500–1600	0,17	1,371	0,686	6
1600–1700	—	—	0,333	1

Максимальний вміст важких вуглеводнів зафіксовано на глибинах понад 1200–1300 м, що вказує на тенденцію зростання їхньої концентрації з глибиною і за деякими даними вказує на контакт таких газів із нафтоносними горизонтами. За даними піролізу важкі вуглеводні часто присутні у сланцевих товщах, хоча високих вмістів не дають. Найбільш високі вмісти цих компонентів відзначені у пробах Зачепилівської, Південно-Коломацької та Ржавецької ділянок ДДЗ і Джанкойської ділянки Криму.

Водень (H₂) – у вуглеводневих пробах іноді присутній у великих кількостях. Його також виявляють в окремих пробах газу з суфлярів у шахтах, а також у газових свердловинах. У незначних кількостях він постійно присутній в газах вугільних пластів у зоні метанових газів, а також у сланцевих горизонтах.

Щодо генезису водню у вугільних басейнах існують різні думки. Він може утворюватися: 1) при розкладанні органічної речовини; 2) внаслідок метаморфізму органічної маси; 3) в результаті хімічної дії; 4) внаслідок радіолізу; 5) через надходження з джерел глибинної генерації.

Слід зазначити, що у рудничній атмосфері гірничих виробіток шахт вміст водню становить 0,9–0,24 %. Походження цього газу в такому випадку деякою мірою може бути пов'язаним з процесами метаморфізму вугілля, але найімовірніше, що надходить він зі значних глибин по тектонічних розломах. Скоріш за все наявність водню в сланцевих горизонтах характеризує відновлювальний профіль розрізів, а говорити про його походження досить складно, оскільки значимої кореляції між вмістом вуглеводнів і водню не зафіксовано. За даними піролізу, всі досліджені нами проби містять ту чи іншу кількість водню, але говорити про якість закономірності у його розподілі не доводиться. Можливо, його підвищені концентрації можна було б корелювати з ослабленими зонами

в сланцевих товщах, але для цього потрібен детальний аналіз тектонічних обстановок конкретних ділянок.

Азот (N_2) є одним з головних компонентів газу, що притаманний газоносним товщам регіону. Вважається, що він має атмосферне походження. Показником цього є співвідношення $Ar/N_2=0,0118$. Якщо воно менше за зазначене, то азот має інший генезис.

На низці ділянок, у тому числі й у межах газових і шахтних вугільних полів, азот має явно не повітряне походження. Зокрема, в межах впливу Амвросіївського насуву з вугільного пласта d_5^1 (св. С-398, глиб. 556,5–587,0 м) було відібрано 5 проб газокернозабірником КА-61, у яких вміст метану – від 0,744 до 2,1 %, етану – 0,01–0,02 %, азоту – від 66,12 до 96,48 %, аргону 0,1–0,12 %, водню – до 2,32 %, двоокису вуглецю – 2,5–29,0 %, кисню – 0,17–1,39 % [112]. Співвідношення $Ar/N_2=1,0–1,8$, що вказує на глибинне походження азоту. Це підтверджується також наявністю таких суто ендегенних газів як гелій і водень та ізотопним складом гелію.

У сланцевих товщах ДДЗ за даними піролізу азот присутній у значних кількостях, хоча не корелює з іншими газами. Найбільші його вмісти зафіксовані у породах на Південно-Коломацькій площі та у свердловині Субботіна-1, інколи вони співмірні зі вмістом метану. В сланцях із Болтиської западини, за даними хімічного мас-спектрометричного визначення, азот становить майже половину всіх газів.

Двоокис вуглецю (CO_2). Походження цього газу може бути пов'язаним з процесами, що протікають у біосфері, літосфері й астеносфері. Як продукт життєдіяльності аеробних бактерій, він добре розчиняється у ґрунтових водах, разом з якими може проникати на глибину. Вміст двоокису вуглецю зменшується з глибиною, й у метановій зоні він незначний. Разом з тим приуроченість аномалій цього газу до зон тектонічних розломів може свідчити про надходження CO_2 з великих глибин, де він, безперечно, має ендегенне походження.

Останнім часом розробляється схема газогеохімічного районування ДДЗ, за якою у її занурених блоках в породах накопичується метан та інші вуглеводневі гази, а підняті характеризуються переважанням CO_2 [119]. Щодо джерел вуглекислоти у сланцевих горизонтах, то деяке уявлення про це можна отримати за результатами ізотопних досліджень карбонатів та органічної речовини, у рівновазі з котрими повинен існувати вуглекислий газ. Такий аналіз буде проведено нижче у підрозділі, присвяченому ізотопним дослідженням. Тут лише відзначимо, що значимої кореляції між вмістом CO_2 та іншими компонентами не виявлено.

Сірководень (H_2S). Окрім процесів перетворення рослинної речовини внаслідок відновлення сульфатів десульфуючими бактеріями, джерелом утворення цього газу у газо-вугленосних і сланцевих товщах можуть бути реакції взаємодії сульфатно-натрієвих вод з метаном, що приводить до утворення гідрокарбонатно-натрієвих вод і вільного сірководню. У будь-якому разі, присутність цього компонента в природних газах газових родовищ, вулканах і навіть у супутніх газах мінеральних джерел – звичне явище. За даними піролізу,

в деяких пробах сірководень присутній у значних кількостях, що може бути обумовлено як вищевказаними причинами, так і підвищеним вмістом сульфідів у пробах і їх десульфуризацією в процесі піролізу. Підвищений вміст сульфідів аж до перших відсотків відзначався нами раніше в деяких пробах.

Інші гази. З них найчастіше у складі природних газів зустрічаються CO, SO₂, COS та ін. Вони, як правило, є продуктами розпаду інших сполук або недоокисненими фрагментами інших кластерів, у тому числі й у процесі виконання аналізів.

Таким чином, генезис більшості газів пов'язаний як з процесами перетворення та метаморфізму органічної речовини, так і з надходженням їх з осередків ендегенної (як корової так і мантійної) генерації. Об'єктивними інструментальними методами, що суттєво розширюють можливості генетичних реконструкцій, є ізотопно-геохімічні методи.

Ізотопний склад вуглецю метану та вуглекислоти. За літературними даними, ізотопний склад вуглецю метану газових родовищ та вугільних газів знаходиться в діапазоні $\delta^{13}\text{C}$ від -68 до -25 ‰. Результати виконаних нами аналізів сланцевих та вугільних газів розширюють цей діапазон – від -68 до $-20,4$ ‰, який потрапляє в інтервал величин, характерних для газів термогенного походження і таких, що притаманні біогенному метану. Однак в деяких випадках раніше нами фіксувався метан, $\delta^{13}\text{C}$ якого перевищував -15 ‰, що, вірогідно, відповідає газу ендегенного походження, який був утворений за температур понад 200 °C або метаморфогенного газу, що утворився за рахунок декарбонатизації ізотопно-важкої неорганічної речовини [41].

Встановлено зростання вмісту ізотопу ^{13}C в метані з глибиною та ступенем метаморфізму, що також залежить від глибини залягання пласта. Це свідчить про перерозподіл газів вже після вуглефікації ОР та присутність у верхніх горизонтах земної кори газів з більш метаморфізованих глибокозалягаючих відкладів. Ізотопний склад проаналізованих проб представлений в табл. 78.

Як видно з таблиці, ізотопний склад вуглецю ОР є дуже однорідним для всіх проб, незалежно від вмісту органічного або карбонатного вуглецю. В той же час ізотопний склад ОР є відмінним від таких типових біогенних утворень, як сапропель, вугілля, більшість нафт та бітумів ($\delta^{13}\text{C}$ яких в середньому становить -27 ‰). Ізотопно-вуглецеві значення і незвична їхня витриманість у різних породах і в різних обстановках наводить на думку про особливі джерела або особливі умови утворення вуглеводнів в межах ДДЗ. Для остаточних генетичних побудов ще замало фактичних даних, але цікаво відзначити, що саме такі ізотопні характеристики притаманні розсіяному карбону ультраосновних порід.

Про існування бітумів абіогенного походження в розрізах ДДЗ повідомлялося раніше в роботі О.Ю. Лукіна [57]. Зокрема, в деяких пробах темної полімінеральної пелітоморфної речовини з глибини понад 3500 м виявлені підвищені концентрації Zr (до $1,5$ ‰), Ti (до 6 ‰), а також Sr, Au, Pt, U, Th та ін. як когерентних, так і некогерентних елементів. Незвичним виявився і ізотопний склад вуглецю цих бітумів ($-7,9$ ‰). Це дає підстави передбачати ендегенну природу вуглецю в таких утвореннях.

Таблиця 78. Ізотопний склад органічної речовини та карбонатів [41]

№ проб	Свердловина	Порода	Вміст		Ізотопний склад		
			C _{орг.}	C _{карб.}	δ ¹³ C _{орг.}	δ ¹³ C _{карб.}	δ ¹⁸ O _{карб.}
ПІВДЕННО-СХІДНИЙ СЕКТОР ДДЗ							
108 АТ	Артемівська-1	Сланець	3,66	3,55	-21,21		
126 ДР	Дробишівська-10	Аргіліт	5,36	2,31	-21,61		
128 ДР	—	Аргіліт	6,57	5,5	-20,79		
114 СВ	Святогірська-10	Аргіліт	2,84	11,82	-22,07	-0,73	21,73
129 ЄВ	Євгенівська-1	Сланець	6,9	6,05	-23,47	-5,06	19,95
122 ЄВ	Євгенівська-4	Аргіліт	6,22	2,53	-22,04		
123 ЄВ	—	Аргіліт	5,9	1,65	-22,09		
124 ЄВ	—	Сланець	3,19	8,47	-21,98	-3,5	22,8
120 ЄВ	Євгенівська-20	Мергель	4,85	30,8	-23,41	+14,9	22,3
141 ДЖ	Дружелюбівська-104	Аргіліт	5,33	3,41	-22,5		
142 ДЖ	—	Аргіліт	7,2	3,81	-21,94	-17,10	19,2
РЖ-2	Ржавецька-1	Аргіліт	5,29	2,47	-22,19		
РЖ-5	—	Аргіліт	7,03	1,20	-22,08		
РЖ-9	—	Аргіліт	7,27	1,23	-20,98		
РЖ-11	—	Аргіліт	6,15	1,30	-22,05		
33-ПК	Південно-Коломацька-33	Сланець			-21,62		
34-ПК	—	Сланець			-20,87		
35-ПК	—	Сланець			-23,07		
131-ЗЧ	Зачепилівська-90	Сланець	23,7	0,88	-27,86		
4 ЗЧ	Зачепилівська-100	Вапняк			-23,22		
Лів-13	Лівенська-3	Вапняк			-22,83		
Кер-13	Керносівська-1	Аргіліт			-25,20		
Кер-11	Керносівська-2	Вапняк			-25,10		
ЗАХІДНИЙ НГР							
139-БЧ	Бучацька-3	Аргіліт	1,62	11,0	-21,82		
Оболонська імпактна структура							
5302/770	Оболонська-1	Імпактит	4,54	1,40	-23,81		

Ще більш незвичним виявився ізотопний склад карбонатного вуглецю в деяких пробах (зокрема, пробі 120 ЄВ). Таких збагачених важким ізотопом С карбонатів у світі зафіксовано дуже небагато, відносно причин утворення таких ізотопних аномалій дискусії тривають дотепер. Такі аномальні карбонати утворюють окремі горизонти в докембрійських осадових товщах, тому панівною вважається гіпотеза про існування певних періодів в докембрії, коли весь обмінний фонд земного вуглецю був збагачений важким ізотопом. Карбонати, які осідали в басейнах в ці періоди, успадковували такий вуглець. Але для фанерозою такі періоди невідомі, тому необхідно шукати інші механізми утворення таких аномалій. Один з них був запропонований Ю.О. Борщевським для ізотопно-аномальних карбонатів із кімберлітових трубок Якутії, де Г.П. Мамчуром вперше для земних об'єктів були зафіксовані значення δ¹³C до +44 ‰, але в нашому

випадку аналогії наводити некоректно. Варто відзначити, що дуже високі значення $\delta^{13}\text{C}$ (до +15 ‰) отримували американські дослідники для карбонатів із нафтових родовищ Каліфорнії, але чіткого механізму такого збагачення важким вуглецем вони теж не запропонували. Для інших проаналізованих карбонатів отримані значення є звичайними, включаючи надто ізотопно-легкі (до -17 ‰). Останні пояснюються присутністю органічного вуглецю в системах, де утворювалися такі карбонати.

Ізотопний склад вуглецю вуглеводневих газів із проби 50 Бл ($\delta^{13}\text{C} = -24,04$ ‰) є відносно «важким» і свідчить про деякі домішки абіогенної складової, можливо, як результату декарбонатизації, враховуючи насиченість розрізу карбонатними мінералами або з інших джерел. Зокрема, проба, що розташована нижче за розрізом від проаналізованої, за даними хімічного та мінералогічного аналізу, містить до 20–30 % карбонатів. Аналіз дериватограм по породах Болтиської западини дозволяє оцінювати склад газів, як в основному метановий, з домішками азоту, вуглекислого газу та гомологів.

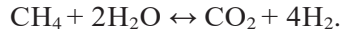
Вивчений нами та іншими дослідниками ізотопний склад вуглеводних газів та карбонатних мінералів як рівнинного, так і Гірського Криму, вказує на специфічні умови мінералоутворення, характерні для нафтогазових покладів. Зокрема, нами виявлено деякі карбонатні жили, що розсікають юрські утворення, які містять «надважкий» вуглець ($\delta^{13}\text{C}$ до +18 ‰). Для утворення карбонатів з таким незвичним ізотопним складом необхідні незвичні фізико-хімічні умови утворення, зокрема, неврівноважені умови ізотопного фракціювання, які виникають в пересичених вуглеводнями обстановках.

Ізотопний склад флюїдних систем та підземних вод. Аналіз ізотопного складу водню і кисню підземних вод зон глибинних розломів регіону свідчить, що вони в основному заховані морськими водами, що розбавлені у басейні седиментації інфільтраційними водами [5, 12, 43]. До подібних висновків дійшли дослідники, які вивчали ізотопні параметри вод зон розломів земної кори у Північно-Тянь-Шанській сейсмоактивній зоні [119]. Все це, ймовірно, свідчить про незначний (до 3–5 %) приплив у земну кору «ювенільних» і магматогенних вод, неможливість виявлення яких пояснюється значним розбавленням їх вадозними водами [11, 12]. З іншого боку, існує думка про недоцільність використання співвідношень важких ізотопів $\delta\text{D}/\delta^{18}\text{O}$ для визначення генезису H_2O [100].

Розглядаючи походження води слід виходити не лише з ізотопних співвідношень O_2 та H_2 , але і вивчати ізотопи різноманітних хімічних елементів, що розчинені у ній. Вміст останніх у водах зон розломів залежить від температури, хімічного складу і швидкості руху флюїдів – основних факторів, що визначають розчинність ізотопів і час їхнього контакту з породами і вадозними водами. Серед хімічних елементів основне значення для генетичної діагностики мають ізотопи вуглецю, урану, радію, радону, аргону і гелію.

Найактивніше у води глибинних розломів ДДЗ надходить ендегенний CO_2 , що утворюється, ймовірно, в процесі дегазації мантії, а також при термо-метаморфізмі мінералів осадових і кристалічних порід. У мантійному діоксиді вуглецю вміст важкого ізотопу ^{13}C знаходиться в інтервалі $\delta^{13}\text{C} -9 \dots -3$ ‰ при середньому значенні -7 ‰. Такий ізотопний склад має і метан, що може утво-

рюватися в мантії разом з CO_2 при реакції вуглецю з водою [5]. У верхніх шарах земної кори глибинний метан окиснюється за реакцією:



В подальшому, в результаті розчинення двоокису вуглецю у воді, в деяких випадках можуть утворюватися і глибинні гідрокарбонатно-натрієві води.

Вуглекислий газ з глибоких горизонтів земної кори надходить по зонах розломів, які контролюють як гідротермальні поля, так і зони вуглеводневої генерації. Тут на ділянках розвантаження флюїдних потоків спостерігається виділення діоксиду вуглецю (як у вільній, так і розчинній формах) з відносно високим вмістом важкого ізотопу ^{13}C (табл. 79).

Таблиця 79. Ізотопний склад вуглецю у водах і газових струменях Дружківсько-Костянтинівської антиклінали (за О. Фрідманом)

Місце відбору проби	Фазовий стан	Вміст, об. %		$\delta^{13}\text{C}$, ‰	
		CH_4	CO_2	CH_4	CO_2
Св. 6-Д	Розчинений у воді газ	18,78	9,9	-20,1	-5,0
Св. 7-Д	Вільний газ	77,1	0,5	—	-8,1
Св. 9-Д	Розчинений у воді газ	44,8	15,3	—	-15,1
Св. 13-Д	—	38,0	11,1	-30,8	-8,4

З таблиці видно, що у вуглекислому газі міститься більше важких ізотопів вуглецю (^{13}C), ніж у метані. Значення $\delta^{13}\text{C}$ для метану змінюються від $-20,1$ до $-30,8$ ‰ і свідчать про переважно корове (метаморфогенно-катагенетичне) походження вуглецю, який присутній у ньому. У вуглекислому газі, що розчинений у напірних хлоридно-натрієвих та гідрокарбонатно-(хлоридно)-натрієвих водах, а також у вільному CO_2 з газових струменів це значення коливається від $-0,5$ до $-15,1$ ‰, що більш характерно для ділянок активного вулканізму [52, 73]. Це, на нашу думку, є свідченням того, що в межах гідротермально-вуглеводневих систем накопичення одного з найважливіших компонентів вод глибинних розломів – двоокису вуглецю – могло у регіоні частково відбуватися і за рахунок ендегенної дегазації Землі.

В. Білоконь (1984 р.), розглядаючи басейн р. Сіверський Донець (до якого входять більшість водних систем території досліджень) як геодинамічну систему, яка віддзеркалює процеси великих глибин, вважає, що дегація мантії супроводжується постійним виділенням флюїдів, що у подальшій своїй геологічній історії мігрують у осадових відкладах, «пропарюючи» вмісні породи хімічними елементами глибинного генезису. Переміщенням глибинних вод він пояснює і процеси метаморфічних перетворень в земній корі (зокрема, вуглеутворення). Поглинаючи ендегенний тепловий потік, глибинні води постійно підігріваються, а при русі до поверхні, навпаки, віддають свою теплову енергію більш холодним вмісним породам та інфільтраційним водам. Таким чином, просторове співпадіння в регіоні ділянок підвищеної напруженості геотермічного поля з газо- і гідрогеохімічними аномаліями обумовлене генетичними факторами [6, 51].

Процеси вертикальної корово-мантіїної конвекції, що посилювалися у моменти прояву фаз складчастості і затухали у періоди відносної тектонічної стабілізації, продовжуються в регіоні безперервно. Тому в межах гідротермальних систем на ділянках розломних структур з найбільшою флюїдною проникністю утворилися стабільні довго живущі осередки тепломасопереносу. В них протягом довгої історії геологічного розвитку регіону відбувалося розвантаження теплового потоку, гідротермальних розчинів, ендегенних флюїдів, газів і вуглеводнів, транспортування яких до верхніх горизонтів земної кори здійснюється за участі вод глибоких горизонтів палеозою.

Древні мінералоутворювальні флюїди, як і сучасні водяно-газові суміші, що розвантажуються по неотектонічно активізованих розломах, належать до хлоридно-натрієвого (кальцієвого) типу. У деяких випадках (Слов'янська брахіантикліналь) у рідинній фазі включень гідротермалітів було встановлено гіпогенні мікроелементи (літій, цезій, рубідій та ін.), які присутні й у флюїдах, що розвантажуються по розломах у сучасну пору. Склад їхньої газової фази (в якій переважають CH_4 та CO_2 за наявності також N_2 , H_2S , He , H_2 , Ar та ін.) у цілому відповідає складу газових струменів, що виділяються з фонтануючих свердловин, які розкрили гідротермальні системи Бахмутської та Кальміус-Торецької улоговин. Про це можуть свідчити дані, наведені у табл. 80.

Таблиця 80. Хімічний склад газово-рідинних включень у гідротермальних мінералах зі Слов'янської брахіантикліналі [42, 120]

Тип мінералізації	Хімічний склад	
	газової фази, %	рідинної фази
Ртутно-поліметалічний	CO_2 – 44-57; CH_4 – 10-55; N_2 – 8-10, H_2 , H_2S , C_2H_5 , C_3H_8 , CH_2 – n%	Хлоридно-натрієвий (кальцієвий) рН – 6,5-8,5; М – 176 г/л

Важливою діагностичною ознакою при визначенні генезису вод є вміст гелію, який нерідко зустрічається у складі глибинних флюїдів, що розвантажуються по багатьох глибинних розломах регіону. Підвищені концентрації He (до 0,067 %) відмічено у газових струменях, що спонтанно виділяються разом з глибинними водами по розломах, які січуть Дружківсько-Костянтинівське гідротермально-газоносне поле. Зустрічається гелій і на інших купольних структурах регіону з подібною геохімічною спеціалізацією (Краснопопівській, Слов'янській, Червонооскольській та ін.). Майже в усіх випадках співвідношення ізотопу $^3\text{He} / ^4\text{He}$ коливається в інтервалі $n \times 10^{-6} - n \times 10^{-5}$, що, безумовно, вказує на ендегенне, можливо, мантіїне джерело надходження гелію.

Таким чином, на основі наведених ознак можна зробити висновок, що гази і води, які розвантажуються по розломах тією чи іншою мірою формуються за участі глибинних флюїдів, частка яких у них може коливатися у широких межах [41].

4.1.3. Петрофізичні властивості ущільнених колекторів Дніпровсько-Донецької западини

Глинисті сланці є найпоширенішим видом теригенних осадових порід. Вони відіграють значну роль як покривки над колекторами, що містять вуглеводні. Можливість видобутку газу з глинистих сланців відома давно. Ці відклади, за рідкісним винятком, не викликали інтересу як можливе промислове джерело газу, хоч у деяких районах глинисті сланці містять значну кількість органіки й газу. Останнім часом поєднання економічних умов, розширення геологічних знань і новітніх технологій видобутку змінили ставлення до цих відкладів. Стало ясно, що з багатих органікою глинистих сланців можна добувати газ у великих обсягах і з економічно прийнятною за нинішніх умов собівартістю. Розробка цих родовищ, зважаючи на її високу вартість, стала доцільною лише останнім часом, коли технологія видобутку газу була суттєво вдосконалена, а світова економічна кон'юнктура зробила прийнятними значні витрати на застосування цієї технології.

Газоносні глинисті сланці поширені практично по всіх континентах, у зв'язку з чим слід очікувати повсюдну розробку цих відкладів. Сьогодні в різних країнах, особливо в США і Канаді, проводяться інтенсивні роботи, спрямовані на створення ефективних методів виділення й оцінки газоносних глинистих сланців і на підвищення продуктивності свердловин. Інтерес до цього джерела газу виявляють в Італії, Норвегії, Польщі, Румунії, останнім часом в Україні та в багатьох інших країнах.

Ключовими складовими цієї технології є буріння горизонтальних свердловин, орієнтованих у напрямку, перпендикулярному до мінімальної горизонтальної напруги порід, і проведення гідророзриву в продуктивному інтервалі розрізу. До суттєвої частини технології належать геофізичні та петрофізичні дослідження, а також математичне моделювання, на основі яких визначаються напрямки горизонтального стовбура свердловини гідророзриву та його параметри.

На сучасному етапі проблема пошуків і вивчення нетрадиційних джерел вуглеводнів (сланцевий газ, газ ущільнених колекторів, газ вугільних родовищ) на території України набуває все більшої актуальності. При оцінці перспективності на сланцевий газ геологічних структур і комплексів, крім економічних та геолого-геометричних параметрів, вмісту органічної речовини та ступеня термічної переробки порід, важливе значення надається петрофізичним параметрам гірських порід. Ці дані необхідні при інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень пошуково-розвідувальних свердловин, а також при оцінці параметрів гідророзриву пласта. Слід відзначити, що петрофізичні дослідження до недавнього часу були направлені в основному на вивчення порід-колекторів традиційних джерел вуглеводнів, і на даному етапі петрофізичні параметри порід-колекторів сланцевого газу є слабо вивченими або не вивченими.

Метою проведених досліджень була оцінка петрофізичних параметрів порід-колекторів нетрадиційних джерел вуглеводнів перспективних ділянок східного сектора ДДЗ як основи комплексного аналізу їхніх фізичних властивостей [97].

Зв'язки між ємнісно-фільтраційними характеристиками і даними сверд-

ловинних і польових геофізичних методів є досить складними і потребують ретельного вивчення. Основою для визначення цих зв'язків є комплекс лабораторних петрофізичних досліджень.

Одними з найінформативніших параметрів при визначенні петрофізичних властивостей гірських порід є питомий електричний опір і швидкість пружних хвиль. Питомий електричний опір визначається речовинним складом і текстурою породи; структурою ємнісного простору; її нафто-, газо- та водонасиченістю; коефіцієнтом пористості; мінералізацією пластових вод; температурою і тиском [32, 89, 96 та ін.].

Визначення питомого електричного опору та швидкості пружних хвиль порід-колекторів виконується для уточнення меж їхньої зміни для окремих типів і груп порід; виділення окремих стратиграфічних горизонтів, розрізів і фацій; установлення характеру залежності їх від мінерального складу, структури порового простору, співвідношення фаз речовини; виявлення характеру зміни електричного опору та швидкості пружних хвиль при епігенетичному перетворенні й метаморфічних змінах гірських порід.

Важливим є встановлення основних факторів, що впливають на зміну питомого електричного опору. Зокрема, комплексні петрографічні, геохімічні та петроелектричні дослідження дозволяють установити зв'язки між електричним опором і мінеральним складом зразків керна. Петроелектричні дослідження до і після екстрагування зразків і після їхнього насичення моделлю пластової рідини дозволяють оцінити вплив солей і пустот на цей параметр. Відомості, одержані в результаті лабораторних досліджень про зміни питомого електричного опору порід, використовуються при інтерпретації результатів електрометричних методів досліджень свердловин і польової електророзвідки, а швидкості пружних хвиль – при інтерпретації результатів акустичних методів досліджень свердловин і польової сейсморозвідки.

У результаті лабораторних петрофізичних досліджень порід (сланців, ущільнених алевролітів і пісковиків) установлено [97], що об'ємна густина сухих зразків змінюється в досить широких межах від 1761 (чорний сланець, Зачепилівська площа) до 2977 кг/м³ (аргіліт чорний, Євгенівська площа) при її середньому значенні 2573 кг/м³. Широкі межі коливання об'ємної густини свідчать про мінливість літологічного складу зразків керна та їхньої пористості.

При насиченні зразків розчином NaCl з мінералізацією 180 г/л (модель пластового розчину), об'ємна густина досліджених порід змінюється від 1904 (чорний сланець, Зачепилівська площа) до 2995 кг/м³ (аргіліт чорний, Євгенівська площа) при її середньому значенні 2621 кг/м³. Межі змін цього параметра залежно від різновидів порід для досліджених площ наведено в табл. 81. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості – 1,1 %.

Пустотний простір породи характеризується пористістю, а здатність породи пропускати через себе флюїди – проникністю. Перш ніж відповісти на питання, що стосуються типів флюїдів, їхньої кількості, швидкості руху або видобутку цих флюїдів, абсолютно необхідно визначити ці дві властивості й уміти їх оцінювати. Інші важливі властивості порід-колекторів – це їхня структура та вміст води залежно від капілярного тиску, а також звивистість порових каналів.

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Таблиця 81. Фільтраційно-емнісні параметри порід південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини [97]

Площа	Породи	Вік	Значення параметра	Густина, кг/м ³		Відкрита пористість, %		Проникність, фм ²	К відкритої пористості
				сухі	насиченість	азот	розчин		
Артемівська	Пісковик	C ₃ ¹ -C ₂ ^m	min	2563	2609	1,4	1,0	0,001	0,68
	—"	C ₃ ¹ -C ₂ ^m	max	2678	2688	4,9	4,1	0,574	0,83
	—"	C ₃ ¹ -C ₂ ^m	середній	2621	2648	3,0	2,4	0,114	0,77
	Аргіліт	C ₃ ¹ -C ₂ ^m	min	2608	2660	1,8	1,2	0,073	0,62
	—"	C ₃ ¹ -C ₂ ^m	max	2782	2797	6,3	5,5	0,262	0,90
—"	C ₃ ¹ -C ₂ ^m	середній	2677	2700	3,0	2,4	0,199	0,80	
Євгенівська	Пісковик	C _{1s} -C _{1v}	min	2633	2669		3,4		
	—"	C _{1s} -C _{1v}	max	2739	2774		3,5		
	—"	C _{1s} -C _{1v}	середній	2686	2722	4,0	3,5		0,77
	Аргіліт	C _{1s} -C _{1v}	min	2068	2230	2,6	1,4	0,016	0,50
	—"	C _{1s} -C _{1v}	max	2977	2995	10,8	9,9	11,187	0,77
—"	C _{1s} -C _{1v}	середній	2554	2609	5,0	5,3	3,371	0,69	
Гашинівська	—"	C _{1v} -D ₃ fr	min	2541	2558	2,7	0,6	0,007	
	—"	C _{1v} -D ₃ fr	max	2705	2716	4,4	3,9	0,724	
	—"	C _{1v} -D ₃ fr	середній	2595	2612	3,6	1,7	0,366	0,75
Зачепилівська	Чорний сланець	C _{1t} -C _{1v}	min	1761	1904		12,7		
	—"	C _{1t} -C _{1v}	max	1887	2063		13,5		
	—"	C _{1t} -C _{1v}	середній	1824	1984		13,1		
	Аргіліт	C _{1s} -C _{1v}	min	2190	2389		13,1		
	—"	C _{1s} -C _{1v}	max	2205	2396		13,9		
	—"	C _{1s} -C _{1v}	середній	2198	2393		13,5		
	Алевроліт	C _{1t} -C _{1v}	min	2395	2459	4,5	3,5	0,007	0,73
	—"	C _{1t} -C _{1v}	max	2605	2644	11,8	10,6	0,445	0,85
—"	C _{1t} -C _{1v}	середній	2509	2574	7,2	6,0	0,165	0,79	
Західно-Шебелинська	—"	C _{2m} -C ₃ is	min	2535	2587	1,9	1,3	0,026	0,67
	—"	C _{2m} -C ₃ is	max	2612	2645	7,0	4,8	3,217	0,85
	—"	C _{2m} -C ₃ is	середній	2588	2616	3,6	2,6	1,138	0,79
	Аргіліт	C _{2m} -C ₂ b	min	2582	2606	1,6	1,1	0,001	
	—"	C _{2m} -C ₂ b	max	2611	2623	2,3	2,2	0,009	
—"	C _{2m} -C ₂ b	середній	2597	2615	2,0	1,6	0,005		
Куличинська	—"	C _{1t} -C _{1v}	min	2587	2529	8,1	5,8	0,347	
	—"	C _{1t} -C _{1v}	max	2655	2784	11,0	10,2	4,957	
	—"	C _{1t} -C _{1v}	середній	2621	2662	9,6	8,0	2,652	0,75
Південно-Коломацька	—"	C _{1s}	min	2660	2676	2,6	1,6	0,023	0,63
	—"	C _{1s}	max	2697	2772	3,5	2,3	8,052	0,73
	—"	C _{1s}	середній	2673	2713	3,1	2,0	3,958	0,66

Структура осадових порід значною мірою визначається формою і обкатаністю зерен, їхніми розмірами, сортуванням, орієнтацією та упаковкою, а також хімічним складом зерен. Комплексне вивчення цих параметрів дозволяє отрима-

ти інформацію про діагенетичні й катагенетичні процеси та про механізми, які діяли під час транспортування і відкладення осадового матеріалу, ущільнення та деформації осадів. У деяких випадках за структурою породи можна судити про її пористість і проникність. Наприклад, дрібнозернисті пісковики зі слабо відсортованими необкатаними зернами зазвичай мають меншу пористість, ніж пісковики, складені крупними, добре відсортованими зернами. Зміни проникності можна прогнозувати, виходячи із змін розміру і форми частинок, а також з розподілу порових каналів у породі.

Пористість породи – досить важливий параметр, оскільки визначає ємність колектору – властивість породи вмщати флюїди (нафту, газ і воду). Пористість гірської породи визначається сукупністю порожнин у мінеральному скелеті породи. Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористість. Коефіцієнт загальної пористості k_n дорівнює відношенню об'єму всіх пор V_n до об'єму сухого зразка V_c . Залежно від структури і текстури порід спостерігається різна структура порового простору, яка може бути охарактеризована відкритою та ефективною пористістю і параметром форматів α_n різних видів пористості.

Значення коефіцієнтів відкритої пористості, визначені ваговим методом при насиченні циліндричних зразків керна моделлю пластової рідини, змінюються від 1 % (пісковик, Артемівська площа) до 13,9 % (аргіліт, Зачепилівська площа) при середньому значенні 4,2 %. Коефіцієнти відкритої пористості «по азоту», які визначені за допомогою насичення циліндричних зразків азотом під тиском 2,5 кгс/см², мають дещо підвищені значення і змінюються від 1,4 % (пісковик, Артемівська площа) до 14,7 % (аргіліт, Зачепилівська площа) при середньому значенні 4,7 %. Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насиченні азотом пояснюється прониканням газу в капілярні пори, в які не може проникнути рідина. Кореляційна залежність між пористістю порід, визначеною методами гідростатичного зважування та газоволюметричним, має вигляд: $k_{n,вода} = 0,909 \cdot k_{n,азот} - 0,475$ при $R^2 = 0,969$, де $k_{n,азот}$ – відкрита пористість, визначена насиченням азотом; $k_{n,вода}$ – відкрита пористість, визначена насиченням водою з мінералізацією 180 г/л.

Аналіз табл. 81 показує, що більшість досліджених порід належить до IV–V класів колекторів (пористість низька і дуже низька). Залежно від літологічного складу за значеннями коефіцієнта пористості досліджені породи належать: аргіліти (пористість 1,1–13,9 % при середньому значенні 5,9 %) – до IV та V класів колекторів (низька та дуже низька пористість); алевроліти (пористість 1,3–10,6 % при середньому значенні 4,3 %) – до IV та V класів колекторів (низька та дуже низька пористість); пісковики (пористість 1,0–4,1 % при середньому значенні 3,5 %) – до V класу колекторів (дуже низька пористість).

Властивість породи пропускати флюїди по сполучених порах називається проникністю. Очевидно, що непористі породи не мають проникності. Проникність породи залежить від її ефективної пористості, тобто на неї впливають розмір зерен породи, їхня форма, розподіл зерен за розмірами (сортування) та їхня упаковка, а також ступінь консолідації та цементації. Тип глинистого або іншого цементуючого матеріалу між піщаними зернами також впливає на проникність, особливо в присутності прісної води. Деякі глинисті мінерали,

зокрема смектити (бентоніти) і монтморилоніти, розбухають у прісній воді і можуть частково або повністю закупорювати поровий простір.

Проникність k характеризує абсолютну проникність, якщо порода на 100 % насичена одним флюїдом (або фазою), таким як газ, нафта або вода. Якщо в породі присутні більше одного флюїду, проникність для кожного з них характеризується ефективною проникністю (при цьому k_n , k_g , k_w – ефективні проникності для нафти, газу, води відповідно). Під час свого руху по порових каналах пластові флюїди взаємодіють між собою, заважаючи один одному, тому сума ефективної проникності всіх трьох фаз завжди менша абсолютної проникності. Якщо в породі присутні більше одного флюїду, відношення ефективної проникності для будь-якої фази до абсолютної проникності породи називають відносною проникністю (k_r) для цієї фази. Наприклад, відносна проникність для нафти, газу та води буде $k_{rn} = k_n/k$, $k_{rg} = k_g/k$, $k_{rw} = k_w/k$ відповідно.

Нафтові й газові колектори можуть мати первинну проникність, яка відома також як проникність матриці (мінерального каркаса) породи, і вторинну проникність. Проникність матриці утворюється під час відкладення і літифікації (консолідації) осадових порід. Вторинна проникність є результатом зміни матриці породи завдяки ущільненню, цементації, утворенню тріщин і вилугуванню. Ущільнення і цементація зазвичай зменшують проникність, тоді як утворення тріщин і вилугування мають тенденцію збільшувати їх. У деяких породах, особливо в низькопористих карбонатах та аргілітах, саме за рахунок вторинної проникності відбувається основна міграція флюїдів.

Проникність порід-колекторів нафти і газу може змінюватися в діапазоні від 0,1 до 1000 фм^2 або більше. Якість колектору обумовлена його проникністю, її можна розцінювати як: низька, якщо $k < 1 \text{ фм}^2$; задовільна, якщо $1 \text{ фм}^2 < k < 10 \text{ фм}^2$; середня, якщо $10 \text{ фм}^2 < k < 50 \text{ фм}^2$; висока, якщо $50 \text{ фм}^2 < k < 250 \text{ фм}^2$; і дуже висока, якщо $k > 250 \text{ фм}^2$. Колектори, які мають проникність нижчу за 1 фм^2 , вважаються щільними. Така низька проникність зазвичай спостерігається в аргілітах, алевролітах, у щільних газоносних пісковиках і в матриці вапняків. Методи інтенсифікації – гідророзрив і кислотна обробка пласта підвищують проникність порід і дозволяють вести видобуток з таких слабопроникних колекторів, які раніше вважалися некондиційними.

За результатами вимірювань коефіцієнта абсолютної проникності циліндричних зразків керн методом стаціонарної фільтрації азоту встановлено, що значення коефіцієнта проникності досліджених порід змінюються від 0,001 фм^2 (пісковик, Артемівська площа; аргіліт, Західно-Шебелинська площа) до 11,2 фм^2 (аргіліт, Євгенівська площа) при середньому значенні 1,62 фм^2 . Межі змін коефіцієнта проникності залежно від різновидів порід для досліджених площ наведено в табл. 81. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності становить 2 %.

За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи належать до IV–V класів колекторів. Аналіз табл. 81 показує, що за цим показником з урахуванням літологічного складу досліджені породи належать: аргіліти (проникність 0,001–11,2 фм^2 при середньому значенні 1,759 фм^2) – до IV та V класів колекторів (проникність низька та дуже низька); алевроліти (проникність 0,007–3,217 фм^2

при середньому значенні $0,652 \text{ фм}^2$) – до IV та V класів колекторів (проникність низька та дуже низька); пісковики (проникність $0,001\text{--}0,574 \text{ фм}^2$ при середньому значенні $0,114 \text{ фм}^2$) – до V класів колекторів (проникність дуже низька).

Відносний ступінь заповнення пор тим чи іншим флюїдом є досить важливою властивістю породи і характеризується флюїдонасиченістю, яка визначається як частка загального об'єму, що зайнята деяким флюїдом – нафтою, газом або водою до загального об'єму. В ідеалі, через різницю густини пластових флюїдів поклад вуглеводнів формується таким чином, що в пласті теригенних порід залягають (зверху вниз): спочатку газ, потім нафта, а потім вода. Однак реліктова (залишкова) вода має включення майже повсюдно в межах покладу вуглеводнів. Реліктова вода – це морська вода, що опинилася в поровому просторі осаду під час його відкладення і літифікації, набагато раніше того часу, коли нафта мігрувала в породу-колектор. Крім густини, на розподіл цих трьох флюїдів у межах покладу впливають змочуваність і міжфазний поверхневий натяг, що змінюють первинну картину.

Кількість залишкової води, що присутня в поровому просторі, змінюється від 100 % нижче нафтової зони і теоретично до нуля над її контактом з вільною водою. Однак на практиці навіть набагато вище перехідної зони «вода–нафта» спостерігається майже постійний незнижуваний вміст зв'язаної води або залишкова водонасиченість. Величина і висота перехідної зони залежать від розміру пор і структури породи. Високі значення вказують на малі розміри пор. Перехідна зона відповідає зоні змінної водонасиченості.

Коефіцієнт залишкової водонасиченості для досліджених порід змінюється від 0,5 (аргіліт, Євгенівська площа) до 0,9 (аргіліт, Артемівська площа) при середньому значенні 0,76.

Відмінність гірських порід за електричними властивостями та залежність останніх від різних фізико-геологічних факторів становлять фізичну основу застосування методів електророзвідки та електрокаротажу. Результати вивчення електричних властивостей широко використовуються при петрофізичних дослідженнях, геохімічних пошуках, геофізичних дослідженнях свердловин, вирішенні гідрогеологічних та інженерно-геологічних завдань.

Електропровідність речовин зумовлена спрямованим рухом носіїв заряду (електронів, іонів і дірок) під дією зовнішнього електричного поля. Розрізняють струми провідності (наскрізний), абсорбційний (пов'язаний з релаксаційною поляризацією, спадає з часом, відстань, яку проходять заряджені частинки, обмежена), ємнісний (є результатом поляризації зміщення та зарядки геометричної міжелектродної ємності). Електричний струм, що виникає в природних системах, є результируючою всіх указаних вище струмів. Опір електричному струму викликається хаотичним (тепловим) переміщенням заряджених частинок і залежить від будови електронної оболонки атомів, кристалохімічних структур мінералів та іонізаційних властивостей розчинів електролітів. За природою електропровідності виділяються: провідники (електронні та іонні), напівпровідники і діелектрики.

Основним параметром геоелектричних методів є питомий електричний опір – властивість речовини протидіяти проходженню електричного струму.

Питомий електричний опір визначається як при польових, так і при лабораторних дослідженнях і являє собою важливу характеристику породи. Як уже зазначалося, на величину даного параметра в гірській породі впливає ціла низка факторів, що зумовлює зміну питомого опору в широких межах. Електричний опір речовини кількісно оцінюється величиною питомого електричного опору ($\text{Om}\cdot\text{m}$), яка характеризує протидію одиниці об'єму речовини (гірських порід, вод і т. ін.) проходженню електричного струму. Питомий електричний опір визначається речовинним складом породи, температурою і тиском, за яких вимірюється ця величина.

За результатами вимірювань встановлено, що значення питомого електричного опору, виміряні на сухих екстрагованих зразках (питомий електричний опір мінерального скелета), змінюються від 98 $\text{Om}\cdot\text{m}$ (чорний піритизований аргіліт, Південно-Коломацька площа) до 1 585 600 $\text{Om}\cdot\text{m}$ (кварцовий пісковик з детритом, Гашинівська площа) при середньому значенні 107 640 $\text{Om}\cdot\text{m}$. При цьому спостерігаються значні варіації питомого опору порід, що пояснюється неоднорідностями в текстурі порід (наявність глинистих і піщанистих прошарків та їхня неупорядкованість, а також вуглефікація та піритизація порід).

Відносно низькими питомими електричними опорами мінерального скелета ($< 10\,000\ \text{Om}\cdot\text{m}$) характеризуються в основному аргіліти та алевроліти чорні, вуглефіковані та піритизовані Артемівської, Євгенівської, Зачепилівської, Гашинівської, Західно-Шебелинської, Куличихінської та Південно-Коломацької площ. Понижений електричний опір цих порід викликаний підвищенням вмістом глинистої компоненти, вуглефікацією та піритизацією.

Підвищені й високі питомі електричні опори мінерального скелета ($> 100\,000\ \text{Om}\cdot\text{m}$) досліджених порід відмічені в грубозернистому пісковіку Артемівської та кварцовому пісковіку з детритом Гашинівської площ; перешарування аргілітів і алевролітів Євгенівської площі, чорної бітумінозної брекчії Куличихінської площі.

Аналіз результатів лабораторних електрометричних досліджень питомого електричного опору порід, насичених моделлю пластового розчину NaCl , дозволив установити, що цей параметр змінюється від 1 $\text{Om}\cdot\text{m}$ (чорна бітумінозна надсольова брекчія, Куличихінська ділянка) до 33,2 $\text{Om}\cdot\text{m}$ (аргіліт темно-сірий, Західно-Шебелинська площа) при середньому значенні 11,6 $\text{Om}\cdot\text{m}$.

Низькими питомими електричними опорами порід, насичених моделлю пластового розчину NaCl ($< 8\ \text{Om}\cdot\text{m}$), характеризуються деякі різновиди пісковиків Артемівської площі; аргілітів, алевролітів чорних, вуглефікованих, піритизованих, а також їхніх перешарувань Артемівської, Євгенівської, Західно-Шебелинської, Зачепилівської, Куличихінської та Південно-Коломацької площ. Понижений електричний опір цих порід викликаний вуглефікацією, піритизацією та підвищенням вмістом глинистої компоненти.

Підвищений питомий електричний опір порід, насичених моделлю пластового розчину NaCl ($> 15\ \text{Om}\cdot\text{m}$), зафіксований у деяких різновидів пісковиків Артемівської, Євгенівської площ, а також аргілітів Артемівської, Гашинівської, Західно-Шебелинської та Південно-Коломацької площ. Підвищений елек-

тричний опір цих порід викликаний відносно зниженим вмістом глинистої компоненти.

Середні значення та межі змін питомого електричного опору порід, насичених моделлю пластового розчину NaCl, для різних площ, конкретних літотипів досліджених порід з урахуванням їхнього віку наведені в табл. 82. Середня відносна похибка визначень питомого електричного опору – 2,3 %.

Таблиця 82. Електричні та пружні параметри порід південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини [97]

Породи	Вік	Значення параметра	Питомий електричний опір, Ом·м		Відносний електричний опір	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
			сухі	насичені		сухі	насичені	сухі	насичені
Артемівська площа									
Пісковик	$C_3^1-C_2^m$	min	5764	4,7	59	3694	4511	208	186
—"	$C_3^1-C_2^m$	max	717138	30,3	383	4813	5385	271	222
—"	$C_3^1-C_2^m$	Середній	191678	14,7	186	4166	4937	243	203
Аргіліт	$C_3^1-C_2^m$	min	1744	4,4	56	3707	4507	187	182
—"	$C_3^1-C_2^m$	max	10313	23,1	292	5349	5499	270	222
—"	$C_3^1-C_2^m$	Середній	6911	12,2	131	4832	5091	209	197
Євгенівська площа									
Пісковик	$C_{1s}-C_{1v}$	min	17889	13,2	91	4161	4914	224	196
—"	$C_{1s}-C_{1v}$	max	32354	16,5	114	4468	5107	240	204
—"	$C_{1s}-C_{1v}$	Середній	25122	14,9	102	4315	5011	232	200
Аргіліт	$C_{1s}-C_{1v}$	min	8775	2,2	26	2874	3628	199	177
—"	$C_{1s}-C_{1v}$	max	209175	11,8	139	5037	5645	348	276
—"	$C_{1s}-C_{1v}$	Середній	70063	7,5	84	4162	4891	246	209
Гашинівська площа									
Аргіліт	$C_{1v}-D_{3fr}$	min	6943	9,7	123	4232	5148	193	184
—"	$C_{1v}-D_{3fr}$	max	1585582	23,0	271	5168	5442	236	194
—"	$C_{1v}-D_{3fr}$	Середній	796263	16,4	197	4700	5295	215	189
Зачепилівська площа									
Алевроліт	$C_{1t}-C_{1v}$	min	6201	1,9	23	3093	3352	211	210
—"	$C_{1t}-C_{1v}$	max	31045	6,3	74	4731	4754	323	298
—"	$C_{1t}-C_{1v}$	Середній	17019	4,6	54	3971	4198	258	242
Західно-Шебелінська площа									
Алевроліт	$C_{2m}-C_{3is}$	min	4447	6,4	75	3810	4336	189	164
—"	$C_{2m}-C_{3is}$	max	74400	14,7	179	4921	5215	242	231
—"	$C_{2m}-C_{3is}$	Середній	36891	10,0	120	4682	4984	216	202
Аргіліт	$C_{2m}-C_{2b}$	min	536394	8,9	108	3202	4357	199	190
—"	$C_{2m}-C_{2b}$	max	1150800	33,2	405	5030	5254	312	230
—"	$C_{2m}-C_{2b}$	Середній	843597	21,1	257	4116	4806	256	210
Куличихінська площа									
Аргіліт	$C_{1t}-C_{1v}$	min	8974	1,0	12	2971	4250	218	197
—"	$C_{1t}-C_{1v}$	max	171903	2,9	34	4578	5074	337	235
—"	$C_{1t}-C_{1v}$	Середній	90439	1,9	23	3759	4594	273	219

Породи	Вік	Значення параметра	Питомий електричний опір, Ом·м		Відносний електричний опір	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
			сухі	насичені		сухі	насичені	сухі	насичені
Південно-Коломацька площа									
Аргіліт	C _{1s}	min	98	7,7	91	3288	3769	195	188
—”—	C _{1s}	max	5566	21,1	248	5126	5333	304	265
—”—	C _{1s}	Середній	3473	12,6	148	4335	4818	236	211

У результаті лабораторних електрометричних досліджень визначено відносний електричний опір та його зміни для різних типів порід досліджених ділянок. Аналіз отриманих даних показує, що він змінюється від 7 Ом·м (сірий аргіліт з органічною речовиною, Зачепилівська площа) до 405 Ом·м (аргіліт темно-сірий, Західно-Шебелинська площа) при середньому значенні 113.

Низькими значеннями відносного електричного опору (< 80) характеризуються деякі різновиди: пісковиків Артемівської площі; аргілітів, алевролітів чорних, вуглефікованих, піритизованих, а також їхніх перешарувань Артемівської, Євгенівської, Зачепилівської та Куличихінської площ. Понижений електричний опір цих порід викликаний вуглефікацією, піритизацією та підвищеним вмістом глинистої компоненти.

Підвищені значення відносного електричного опору (> 150) зафіксовані у деяких різновидів пісковиків Артемівської площі, а також аргілітів Артемівської, Гашинівської, Західно-Шебелинської та Південно-Коломацької площ. Підвищений відносний електричний опір цих порід викликаний відносно зниженими значеннями пористості.

За матеріалами лабораторних досліджень побудована кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_n) і відносним електричним опором (P). При цьому використано дані з усіх наведених вище свердловин. Слід відзначити, що дані з різних свердловин досить добре узгоджуються.

Загальне рівняння Арчі–Дахнова для дослідженої колекції має вигляд:

$$P_n = 0,636 \cdot k_{n-1,439} \text{ при } R_2 = 0,812.$$

У процесі експериментальних лабораторних досліджень встановлено залежності петрофізичних параметрів від ступеня водонасиченості порід. Водонасиченість порід змінювалась шляхом центрифугування за допомогою центрифуги ОС-6М. При цьому виконувалась серія електрометричних вимірювань. У результаті цих досліджень побудовано кореляційні залежності (рис. 31–33) між коефіцієнтом водонасиченості (k_n) і параметром насичення (P_n) для основних літологічних типів досліджених порід – пісковиків, алевролітів та аргілітів (сланців). Параметр насичення визначався виразом $P_n = \rho_{нв}/\rho_{пв}$, де $\rho_{нв}$ – питомий електричний опір не повністю водонасичених порід, $\rho_{пв}$ – питомий електричний опір повністю водонасичених порід.



Рис. 31. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) та коефіцієнтом збільшення опору (P_n) для пісковиків виражається емпіричною формулою

$$P_n = 0,958 \cdot k_v^{-5,202} \text{ при } R^2 = 0,842$$



Рис. 32. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) та коефіцієнтом збільшення опору (P_n) для алеволітів виражається емпіричною формулою

$$P_n = 1,012 \cdot k_v^{-6,94} \text{ при } R^2 = 0,82$$



Рис. 33. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) та коефіцієнтом збільшення опору (P_n) для аргілітів і сланців виражається емпіричною формулою

$$P_n = 0,973 \cdot k_v^{-9,519} \text{ при } R^2 = 0,81$$

Аналіз отриманих даних показує, що пісковики мають діапазон зміни параметра збільшення електричного опору від 1 до 6,9 при середньому значенні 2. Відповідний цьому діапазон зміни коефіцієнта водонасиченості становить від 0,695 до 1 при середньому значенні 0,886. Для алевролітів діапазон зміни P_n становить від 1 до 12,1 при середньому значенні 2,9, а коефіцієнта водонасиченості – від 0,674 до 1 при середньому значенні 0,895. Діапазон зміни параметра збільшення електричного опору для аргілітів і сланців становить від 1 до 27,3 при середньому значенні 4,6, а коефіцієнта водонасиченості – від 0,62 до 1 при середньому значенні 0,869.

Модуль показника ступеня n в рівнянні типу $P_n = b \cdot k_v^{-n}$ закономірно зростає і становить: 5,202 – пісковики, 6,94 – алевроліти, 9,519 – аргіліти та сланці. Розгляд графіків цих залежностей показує: для алевролітів, аргілітів і сланців параметр збільшення електричного опору досить стрімко зростає, що свідчить про розриви струмових ланцюжків (представлених мінералізованою водою в мікропорах) навіть за незначної втрати води, тобто про складний характер порового простору. Для пісковиків спостерігається більш пологий характер графіка, що свідчить про порівняно простішу структуру порового простору, більший ступінь водовіддачі та більший формат пор.

Ультразвукові дослідження зразків було проведено за різних станів (після екстрагування, при повному насиченні гасом і розчином NaCl). За даними інверсії швидкості повздожніх хвиль установлено значні варіації інтервального часу проходження пружних хвиль матриці твердого скелета, що викликано змінами літологічного складу зразків керна.

Швидкість пружних хвиль, визначена для сухих зразків після екстрагування, змінюється від 2874 (аргіліт вуглефікований, Євгенівська площа) до 5349 м/с (аргіліт з вуглистою речовиною, Дробишівська площа) при середньому значенні 4309 м/с; при насиченні зразків розчином NaCl – від 3359 (аргіліт мергелистий, Зачепилівська площа) до 5645 м/с (аргіліт з вуглистою речовиною, Євгенівська площа) при середньому значенні 4491 м/с.

Інтервальний час, визначений для сухих зразків після екстрагування, змінюється від 187 до 348 мкс/м при середньому значенні 232 мкс/м; при насиченні зразків розчином NaCl – від 164 до 298 мкс/м при середньому значенні 206 мкс/м.

Середні значення і межі змін швидкості пружних хвиль та інтервального часу для досліджених порід різних площ, конкретних літотипів досліджених порід з урахуванням їхнього віку наведено в табл. 82. Середня відносна похибка визначень швидкості пружних хвиль становить 1,3 %.

Кореляційний зв'язок значень інтервального часу та коефіцієнта пористості, визначених у лабораторних умовах, має вигляд:

$$dt = -2176,7 \cdot k_{\Pi}^2 + 1530,4 \cdot k_{\Pi} + 154,87 \text{ при } R^2 = 0,791.$$

Графік цієї залежності подано на рис. 34. При цьому використано дані з усіх означених вище свердловин. Слід відзначити, що дані різних свердловин досить добре узгоджуються.

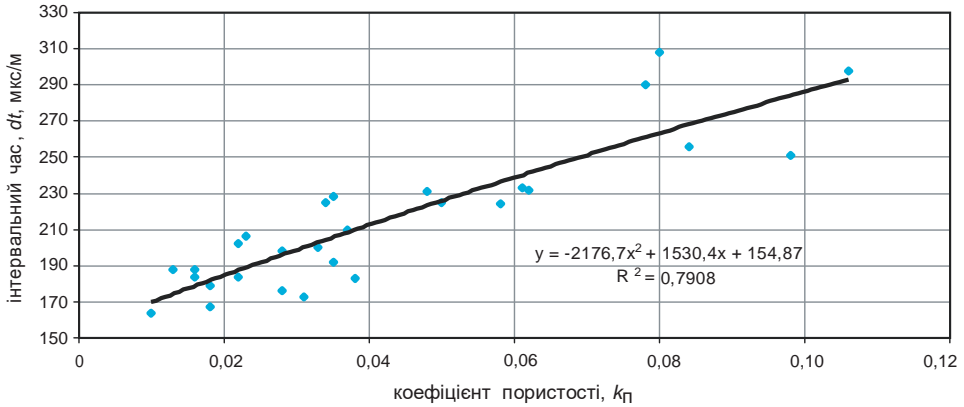


Рис. 34. Кореляційна залежність між коефіцієнтом пористості (k_p) та інтервальним часом (dt)

Аналіз матеріалів досліджень зміни швидкості пружних хвиль при відгонці моделі пластової води на центрифугі ОС-6М дозволив установити кореляційні залежності коефіцієнта зміни інтервального часу (k_{dt}) від коефіцієнта водонасиченості (k_v) для різних літологічних типів досліджених порід. Графіки цих залежностей порід наведено на рис. 35–37.

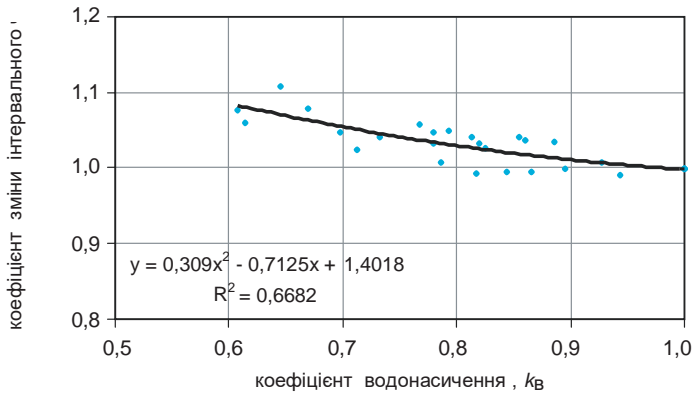


Рис. 35. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_v) та коефіцієнтом зміни інтервального часу (K_{dt}) для пісковиків виражається емпіричною формулою $K_{dt} = 0,309 \cdot k_v^2 - 0,713 \cdot k_v + 1,402$ при $R^2 = 0,668$

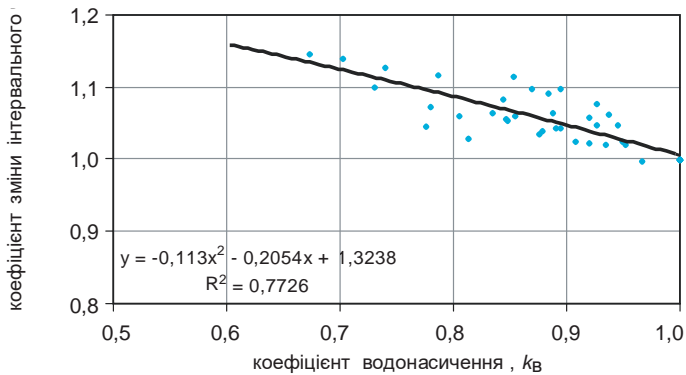


Рис. 36. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_b) та коефіцієнтом зміни інтервального часу (K_{dt}) для алевролітів виражається емпіричною формулою

$$K_{dt} = -0,113 \cdot k_b^2 - 0,205 \cdot k_b + 1,324, \text{ при } R^2 = 0,773$$

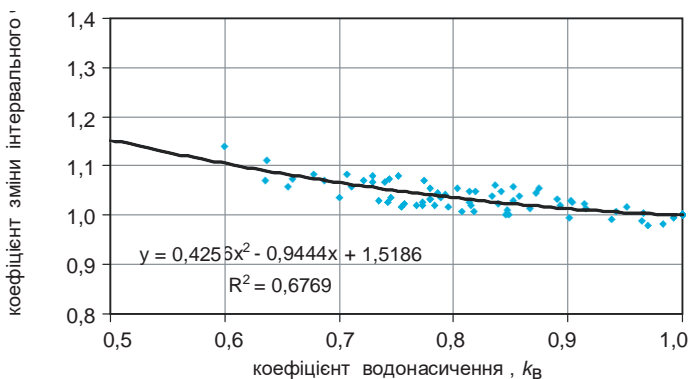


Рис. 37. Кореляційна залежність між коефіцієнтом водонасиченості (k_b) та коефіцієнтом зміни інтервального часу (K_{dt}) для аргілітів виражається емпіричною формулою

$$K_{dt} = 0,426 \cdot k_b^2 - 0,944 \cdot k_b + 1,519, \text{ при } R^2 = 0,677$$

Висновки. За даними петрографічних досліджень зразків ядра східного сектора ДДЗ встановлено, що за складом вони належать до аргілітів, алевролітів і пісковиків. Зустрічаються прошарки глинистого матеріалу, включення органічних залишків, сидериту, вуглефікація та піритизація.

Мінливість літологічного складу та пористості зумовлює варіації об'ємної густини сухих зразків, яка змінюється від 1761 до 2977 кг/м³ при її середньому значенні 2573 кг/м³.

Установлено, що відкрита пористість, визначена ваговим методом при насиченні зразків ядра моделлю пластової води, змінюються від 1,0 до 13,9 % при середньому значенні 4,2 %. Відкрита пористість «по азоту», яка визначена за допомогою насичення зразків азотом під тиском 2,5 кГс/см², має дещо під-

вищені значення і змінюється від 1,4 до 14,7 % при середньому значенні 4,7 %. Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насиченні азотом пояснюється прониканням газу в капілярні пори, в які не може проникнути рідина. За значеннями коефіцієнта пористості досліджені породи належать до таких класів:

- аргіліти (пористість 1,1–13,9 % при середньому значенні 5,9 %) – до IV та V класів колекторів (низька та дуже низька пористість);
- алевроліти (пористість 1,3–10,6 % при середньому значенні 4,3 %) – до IV та V класів колекторів (низька та дуже низька пористість);
- пісковики (пористість 1,0–4,1 % при середньому значенні 3,5 %) – до V класу колекторів (дуже низька пористість).

Значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від 0,001 до 11,2 фм² при середньому значенні 1,62 фм². За цим показником досліджені породи належать до таких класів:

- аргіліти (проникність 0,001–11,2 фм² при середньому значенні 1,759 фм²) – до IV та V класів колекторів (проникність низька та дуже низька);
- алевроліти (проникність 0,007–3,217 фм² при середньому значенні 0,652 фм²) – до IV та V класів колекторів (проникність низька та дуже низька);
- пісковики (проникність 0,001–0,574 фм² при середньому значенні 0,114 фм²) – до V класів колекторів (проникність дуже низька).

Окремі зразки досліджених порід з дещо підвищеною проникністю (6–10 фм²) мають видиму тріщинуватість. Ця тріщинуватість може бути утворена при механічній обробці (при бурінні свердловини або виготовленні лабораторних зразків). Однак це свідчить про крихкість досліджених порід і сприятливі умови для їхнього гідророзриву.

Величина питомого електричного опору, визначеного на сухих екстрагованих зразках (питомий електричний опір мінерального скелета), змінюються від 98 до 1585600 Ом·м при середньому значенні 107640 Ом·м. При цьому спостерігаються значні варіації питомого опору зразків, що пояснюється неоднорідністю в текстурі порід (наявність глинистих і піщанистих прошарків та їхня невпорядкованість, а також вуглефікація та піритизація). Питомий електричний опір зразків порід, насичених моделлю пластової рідини (розчин NaCl), змінюється від 1 Ом·м до 33,2 Ом·м при середньому значенні 11,6 Ом·м, а відносний електричний опір – від 7 до 405 Ом·м при середньому значенні 113 Ом·м.

Пісковики мають діапазон зміни параметра збільшення електричного опору від 1 до 6,9 Ом·м при середньому значенні 2. Відповідний цьому діапазон зміни коефіцієнта водонасиченості становить від 0,695 до 1 при середньому значенні 0,886. Для алевролітів діапазон зміни P_n становить від 1 до 12,1 Ом·м при середньому значенні 2,9, а коефіцієнта водонасиченості – від 0,674 до 1 при середньому значенні 0,895. Діапазон зміни параметра збільшення електричного опору для аргілітів та сланців буде від 1 до 27,3 Ом·м при середньому значенні 4,6, а коефіцієнта водонасиченості – від 0,62 до 1 при середньому значенні 0,869.

За результатами аналізу матеріалів лабораторних петроелектричних досліджень побудовано низку кореляційних залежностей: коефіцієнта пористос-

ті – від відносного електричного опору (рівняння Арчі–Дахнова) та параметра збільшення електричного опору – від коефіцієнта водонасичення.

Модуль показника ступеня n в рівнянні типу $P_n = b \cdot kv-n$ закономірно зростає і становить: 5,202 – пісковики, 6,94 – алевроліти, 9,519 – аргіліти та сланці. Розгляд графіків цих залежностей показує, що для алевролітів, аргілітів і сланців параметр збільшення електричного опору досить стрімко зростає, що свідчить про розриви струмових ланцюжків (представлених мінералізованою водою в мікропорах) навіть за незначної втрати води, тобто про складний характер порового простору. Для пісковиків спостерігається більш пологий характер графіка, що свідчить про порівняно простішу структуру порового простору, більший ступінь водовіддачі та більший формат пор.

За даними інверсії швидкості повздожніх хвиль встановлено значні варіації інтервального часу проходження пружних хвиль матриці твердого скелета, що викликано змінами літологічного складу зразків керна. Швидкість пружних хвиль, визначена для сухих зразків після екстрагування, змінюється від 2874 до 5349 м/с при середньому значенні 4309 м/с; при насиченні зразків розчином NaCl – від 3359 м/с до 5645 м/с при середньому значенні 4491 м/с. Інтервальный час, визначений для сухих зразків після екстрагування, змінюється від 187 до 348 мкс/м при середньому значенні 232 мкс/м; при насиченні зразків розчином NaCl – від 164 до 298 мкс/м при середньому значенні 206 мкс/м.

У результаті аналізу лабораторних петроакустичних матеріалів побудовано низку кореляційних залежностей: коефіцієнта пористості – від інтервального часу та коефіцієнта зміни швидкості пружних хвиль – від коефіцієнта водонасиченості.

Петрофізичні дослідження посідають важливе місце в комплексі геологічних досліджень і широко застосовуються при вивченні фізичних властивостей гірських порід і руд з метою встановлення їхнього складу, структури і стану при вирішенні різноманітних завдань при пошуках і розвідці родовищ корисних копалин, особливо в нафтовій геології.

4.1.4. Перспективні площі південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини

У результаті досліджень проведена регіональна оцінка газоносності ДДЗ, виділено стратиграфічні рівні й перспективні площі, розроблено систему факторів локалізації й критеріїв прогнозу покладів газу нетрадиційного типу, головними з яких є значна площа газоносних басейнів (десятки тисяч квадратних кілометрів), порівняно невелика глибина залягання продуктивних товщ (до 3–4 км), їхня значна товщина (десятки і сотні метрів), значна термічна зрілість порід ($R_o =$ від 0,8 до 2–3), значний вміст органічної речовини (ТОС більше 1 %) і $C_{орг.}$ (не менше 1 %).

З урахуванням цих факторів і критеріїв на основі комплексного аналізу геолого-геофізичних даних, особливостей літологічного складу порід, даних газового каротажу, ВСП, випробування свердловин, переінтерпретації промислово-геофізичних даних, комплексних лабораторно-аналітичних досліджень сланців і

ущільнених порід проведено оцінку газоносності таких структур ДДЗ: Артемівська (перехідна зона між складчастим Донбасом і ДДЗ); Аннівська, Гашинівська, Євгенівська, Підкам'яна (північний борт ДДЗ); Куличихінська, Юліївська (північна прибортова зона); Західно-Шебелинська, Південно-Коломацька, Західно-Вергунська (приосьова зона); Зачепилівська (південний борт). Стисла характеристика основних параметрів продуктивних товщ наведена в табл. 83. Із цих структур як перспективні визначені Артемівська, Гашинівська, Євгенівська і Зачепилівська, які рекомендуються до подальшого вивчення.

Оцінка їхніх ресурсів (табл. 84) відбувалася з урахуванням площі розповсюдження і потужності перспективних комплексів. При цьому під перспективним комплексом розуміють інтервал розрізу певного стратиграфічного комплексу порід, розкритого однією чи кількома свердловинами на певній території, який за своїми літологічними характеристиками і параметрами (глибина залягання – до 4,0 км, товщина ≥ 30 м, $C_{\text{орг.}} \geq 1,0\%$, $\text{ТОС} \geq 1\%$, $R_0 0,8-3,0$) відповідає тим продуктивним комплексам, які вже розробляються в інших країнах (насамперед у США).

Для підрахунку ресурсів установлювалася середня товщина перспективного комплексу, якщо він був розкритий кількома свердловинами, за яку було взято середнє арифметичне між максимальною і мінімальною розкритими товщинами. Для підрахунку площі розповсюдження був введений знижувальний коефіцієнт, який враховував, в якій кількості свердловин із вивчених усіма методами присутній перспективний горизонт. Вміст вільних вуглеводнів для розрахунку прогнозних ресурсів прийнято в кількості $2 \text{ м}^3/\text{м}^3$, що відповідає мінімальному промислому вмісту при розробці покладів сланцевого газу в США. Для визначення видобувних ресурсів було використано знижувальний коефіцієнт 0,35.

Треба зазначити, що запропонована методика підрахунку (за всієї її недосконалості) забезпечує реальну мінімальну оцінку ресурсів сланцевого газу певних територій. Річ у тім, що до підрахунку були включені тільки ті інтервали, тих свердловин, які реально вивчалися, були випробувані й проаналізовані. Інші, а їх набагато більше, не враховувалися.

Артемівська перспективна площа виділена в контурах, обмежених Артемівською, Дробишівською та Співаківською структурами. На цій території виявлено лише два родовища вуглеводнів (Дробишівське і Співаківське), які пов'язані з традиційними антиклінальними пастками (рис. 38).

На нашу думку, територія має значні перспективи на отримання промислових припливів газу з ущільнених колекторів. Вона розміщена в сприятливих геологічних умовах. Вугленосні відклади середнього карбону, які вміщують продуктивні пласти в Донбасі й характеризуються регіональною метаносністю, тут занурюються, і це може створювати сприятливі умови для формування покладів газу в ущільнених колекторах. Результати буріння загалом підтверджують регіональну газоносність середньокам'яновугільних відкладів у межах рекомендованої ділянки. Сприятливим є також наявність регіональної покришки, складеної галогенною формацією нижньої пермі. Буріння Бахмутської-1, Артемівської-1 та інших свердловин підтвердило поширення цього регіонального флюїдоупору.

Таблиця 83. Параметри продуктивних горизонтів площ східного сектора Дніпровсько-Донецької западини

№ свердловини	Вік	Інтервал, м	Товщи-на, м	Склад	Зразок	ТОС	С _{орг.}	R _o	Густина, кг/м ³ (суха)	Відкрита пористість, %	Проникність, фм ²
Артемівська площа											
Артемівська-1	C _{2m}	3600–3710	110	Аргіліт, алев-роліт	102–104 АТ	0,65–2,28	0,73–3,74	1,14–1,51	2589–2678	0,010–0,035	0,001–0,261
	C _{2m}	3830–4030	200	—”—	106–109 АТ	1,52–2,53	2,41–4,13	2,02	2632–2782	0,014–0,041	0,018–0,262
Дробишівська-4	C _{2m}	3663–3782	119	Аргіліти	113 ДР	1,66	4,47	1,43	2681	0,016	—
	C _{2b}	3855–3900	45	—”—	112 ДР	1,17	3,48	1,43	2769	0,025	—
Дробишівська-10	C _{2m}	3821–3972	151	—”—	125, 128 ДР	2,93–5,78	3,99–6,57	—	2665–2691	0,020	—
	C _{2b}	4149–4165	> 16	—”—	126 ДР	2,85	5,36	1,62	2680	0,016	—
Дробишівська-11	C _{2b}	3560–3790*	130	Аргіліт, алев-роліт	—	—	2,2–2,4*	—	—	—	—
Святогірська-10	C _{2m}	3751–3800	49	Аргіліти	117, 118 СВ	2,27–3,47	3,64–4,54	1,02–1,20	2661–2671	0,022–0,029	0,073
	C _{2m}	3837–3880	43	***	115 СВ	0,92	0,76	1,12	2563	0,041	0,575
	C _{2m}	3988–4012	> 24	Аргіліти	114, 116 СВ	2,16–2,92	2,84–4,15	1,47	2608–2644	0,024–0,055	—
Євгенівська площа											
Євгенівська-1	C _{1s}	2200–2367	167	Чорні сланці	9, 10, 130 ЄВ	3,04–4,42	4,43	0,92–1,49	2497–2585	0,028–0,068	0,016
	C _{1v}	2370–2515*	145	Аргіліти	—	—	1,8–2,4*	—	—	—	—
	C _{1v}	2600–2690	90	Чорні сланці	11, 129 ЄВ	1,45–2,85	6,91	1,02–1,04	2658–2682	0,022	3,175
Євгенівська-4	C _{1s2}	2450–2490	40	Аргіліти	122 ЄВ	4,54	6,24	1,26	2590	0,036	—
	C _{1s2}	2520–2640*	120	—”—	—	—	2,2*	—	—	—	—
	C _{1s2}	2815–2823	> 8	—”—	123 ЄВ	4,28	5,90	—	2541–2597	0,032–0,042	—
	C _{1v1}	3056–3070	> 14	***	124 ЄВ	1,26	3,19	1,08	2658	0,031	0,362
	pCm	3107–3200	93	Гранітогнейс	—	—	—	—	—	—	—

№ свердловини	Вік	Інтервал, м	Товщина, м	Склад	Зразок	ТОС	C _{орг.}	R _о	Густина, кг/м ³ (суха)	Відкрита пористість, %	Проникність, фм ²
Євгенівська-6	C _{2b}	1707–1715	> 8	***	12 ЄВ	4,71	5,58	1,16	—	—	—
	C _{1s2}	2042–2049	> 7	***	13 ЄВ	2,98	6,08	—	2372	0,084	11,187
	C _{1v1}	2676–2692	> 16	Чорні сланці	14 ЄВ	3,90	8,18	—	—	—	—
Євгенівська-7	C _{1s}	2070–2088*	18	Аргіліти	При випробуванні отримано непромисловий приплив газу						
	C _{1s}	2134–2196*	62	—”—	При випробуванні отримано непромисловий приплив газу						
Євгенівська-8	C _{1s2}	2224–2358	134	Чорні сланці	17ЄВ	8,76	—	1,30	2977	0,038	0,705
Євгенівська-20	C _{2m-b}	992–1210	218	Аргіліти	119–121 ЄВ	3,40–3,70	4,21–4,85	2,40	2068–2633	0,034–0,169	—
Дружелюбівська-104	C _{1s}	1852–3090	238	—”—	141–143 ДЖ	2,80–4,42	5,33–7,20	1,21–1,30	2544–2713	0,014–0,030	4,783
Зачепилівська площа											
Зачепилівська-100	C _{1v} – C _{1t}	1590–1800	210	Аргіліти	23–25 ЗА	1,53–2,51	1,46–7,73	1,10–1,74	2450–2605	0,035–0,106	0,007–0,445
Гашинівська площа											
Гашинівська-3	C ₁	3360–3395	35	Аргіліти	135 ГШ	2,56	6,27	—	2550	0,006	—
	D _{3fm}	3548–3600	52	—”—	7-ГА, 7-1-ГА	2,13–3,08	—	1,30	2705	0,016	0,724
Гашинівська-4		2625–2770*	145	Аргіліт, алевроліт	—	—	2,24*	—	—	—	—
		2988–3185*	197	—”—	—	—	2,30*	—	—	—	—
	C _{1v2}	3290–3365*	75	***	—	—	2,0–2,45*	—	—	—	—

Примітка: * – за даними ГДС; ** – за даними розвідувальних робіт; *** – перешарування аргілітів, алевролітів і пісковиків.

Таблиця 84. Прогнозні ресурси (Δ_1) перспективних площ південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини, млрд м^3

Перспективна площа	Площа, км^2	Перспективний комплекс	Інтервал, м	Товщина, м	Середня товщина	К розповсюдження	Площа, км^2	Об'єм, млрд м^3	Прогнозні ресурси*	Усього прогнозні ресурси	Видобувні ресурси (0,35)
Артемівська	1000	C_2m^3	3600–3751 – 3710–3800	49–119	84	0,6	600	50,4	100,8	343,8	120,3
		C_2m^2	3821–3837 – 3880–4030	43–200	121,5	0,6	600	72,9	145,8		
		C_2m^1	3988–4012	> 24	24	0,2	200	4,8	9,6		
		C_2b	3560–4149 – 3790–4165	> 16–130	73	0,4	400	29,2	87,6		
Євгенівська	500	$\text{C}_2\text{m}-\text{C}_2\text{b}$	992–1210	218	218	0,14	70	15,2	30,4	216,2	75,7
		C_1s^2	1852–2450 – 2196–3090	40–238	139	0,71	355	49,3	98,6		
		C_1s^1	2520 – 2640	120	120	0,14	70	8,4	16,8		
		C_1v^2	2370–2515*	145	145	0,14	70	10,5	21,0		
		C_1v^1	2600–3056 – 2690–3072	> 14–90	52	0,43	215	11,2	22,4		
pCm	3107–3200	193	193	0,14	70	13,5	27,0				
Зачепилівська	500	$\text{C}_1\text{v}-\text{C}_1\text{t}$	1590–1800	210	210	1,0	500	105,0	210,0	210,0	73,5
Гашинівська	400	C_1^3	2625–2770	145	145	0,5	200	29,0	58,0	201,6	70,6
		C_1^2	2988–3185	197	197	0,5	200	39,4	78,8		
		C_1^1	3290–3360 – 3365–3395	35–75	55	1,0	400	22,0	44,0		
		D_3fm	3548–3600	52	52	0,5	200	10,4	20,8		
Всього									971,6	340,1	

Примітка: вміст вільних вуглеводнів для розрахунку прогнозних ресурсів прийнятий в кількості $2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

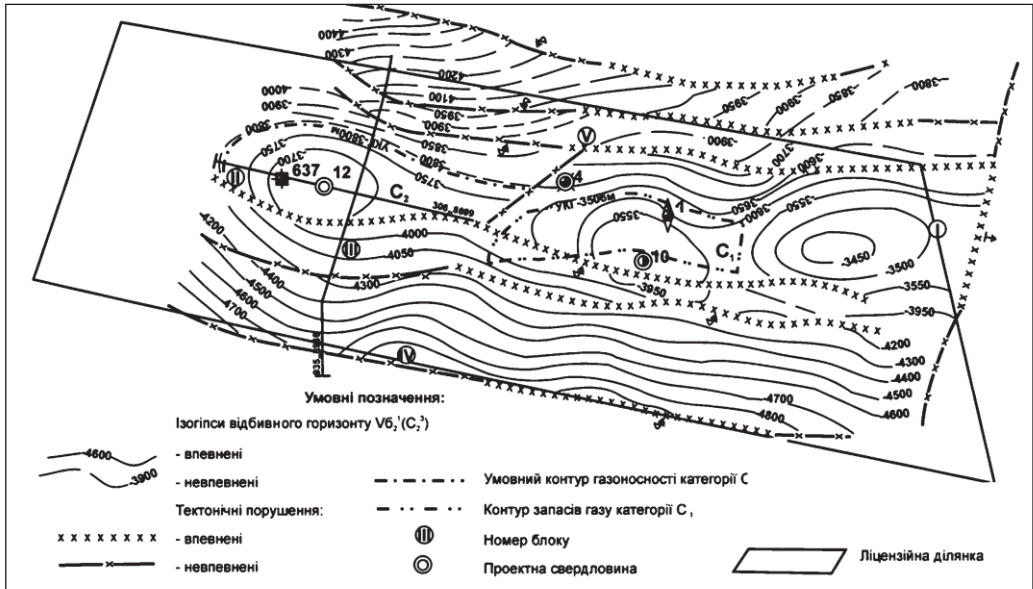


Рис. 38. Дробишівське родовище. Структурна карта по відбівному горизонту $Vb_2^1 (C_2^1)$

Хоч вважається, що газ ущільнених колекторів не залежить від структурних умов, результати буріння в межах ділянки вказують на суттєвий вплив цього фактора на газоносність відкладів. Так, припливи газу отримано у св. Артемівська-1 і не отримано у св. Бахмутська-1. Як уже вказувалося, остання пробурена в синклінальній структурі. Тому проведення сейсморозвідувальних досліджень, є важливою передумовою відкриття родовищ ущільненого газу.

Збільшення дебіту газу розкритих ущільнених колекторів можна досягти із застосуванням нових технологій горизонтального буріння та гідророзриву пластів. Сприятливими для отримання промислових припливів газу є також значні товщини газоносних відкладів, які за даними буріння можуть сягати 110–200 м. При цьому газоносними є як піщані, так і глинисті породи, що перешаровуються.

За результатами аналізу особливостей розрізу св. Артемівська-1, Дробишівська-4, 10, 11, Святогірська-10, з урахуванням матеріалів св. Дробишівська-12 (яка нами не випробувалася), літологічного складу порід, даних газового каротажу, ВСП, промислово-геофізичних досліджень, випробування свердловини, переінтерпретації промислово-геофізичних даних, проведеного нами за матеріалами попередників, даних лабораторно-аналітичних досліджень зразків керна із згаданих свердловин на території Артемівської перспективної площі у відкладах середнього карбону виділені такі перспективні інтервали, які можуть бути рекомендовані для подальшого вивчення:

- C_2^3 – товща аргілітів і алевролітів товщиною 49–119 м, яка розкрита на глибини 3600–3800 м св. Артемівська-1, Дробишівська-4, Святогірська-10; основні показники: $TOC - 0,65-3,47$; $C_{орг.} 0,73-4,54$; $R_o 1,12-2,02$; прогнозні ресурси – 100,8 млрд m^3 ;

- C_2m^2 – товща аргілітів товщиною 43–200 м, яка розкрита на глибині 3821–4030 м св. Артемівська-1, Дробишівська-10, Святогірська-10; основні показники: ТОС – 0,92–5,78; $C_{орг.}$ 0,76–6,57; R_o 1,02–1,51; прогнозні ресурси – 145,8 млрд m^3 ;
- C_2m^1 – товща аргілітів товщиною 43–200 м, яка розкрита на глибині 3988–4012 м св. Святогірська-10; основні показники: ТОС – 2,16–2,92; $C_{орг.}$ 2,84–4,15; R_o 1,47; прогнозні ресурси – 9,6 млрд m^3 ;
- C_2b – шар аргілітів товщиною 43–200 м, яка розкрита на глибині 3560–4165 м св. Дробишівська-4, 10, 11; основні показники: ТОС – 1,17–2,85; $C_{орг.}$ 2,20–5,36; R_o 1,43–1,62; прогнозні ресурси – 87,6 млрд m^3 .

Загальні прогнозні ресурси природного газу Артемівської площі за категорією D_1 за нашою оцінкою становлять 343,8 млрд m^3 , видобувні ресурси – 120,3 млрд m^3 .

Євгенівська перспективна площа розташована в межах північного борту ДДЗ і включає три родовища вуглеводнів: Євгенівське, Зайцівське і Дружелюбівське. На Євгенівському родовищі газоносні пласти пов'язані із серпуховськими та середньокам'яновугільними горизонтами. За результатами наших досліджень, на основі безпосереднього вивчення матеріалів і керна св. Євгенівська-1, 4, 6, 7, 8, 20, Дружелюбівська-104, з урахуванням матеріалів по св. Євгенівська-2, 3, 9, 10, 14, 25, 28 у розрізі площі виділено шість перспективних горизонтів, сприятливих для формування покладів сланцевого газу:

- C_2m-C_2b – шар аргілітів товщиною 218 м, яка розкрита на глибині 992–1210 м св. Євгенівська-20; основні показники: ТОС – 3,40–3,70; $C_{орг.}$ – 4,21–4,86; R_o – 2,40; прогнозні ресурси – 15,2 млрд m^3 ;
- C_{1s^2} – шар чорних сланців і аргілітів товщиною 40–238 м, яка розкрита на глибині 1852–3090 м св. Євгенівська-1, 4, 7, 8, Дружелюбівська-104; основні показники: ТОС – 3,04–8,76; $C_{орг.}$ – 4,43–7,20; R_o – 0,92–1,49; прогнозні ресурси – 98,6 млрд m^3 ; при випробуванні св. Євгенівська-7 з інт. 2134–2196 м було отримано непромисловий приплив газу;
- C_{1s^1} – шар аргілітів товщиною 120 м, яка розкрита на глибині 2520–2640 м св. Євгенівська-4; основні показники: $C_{орг.}$ – 2,20; прогнозні ресурси – 16,8 млрд m^3 ;
- C_{1v^2} – шар аргілітів товщиною 145 м, яка розкрита на глибині 2370–2515 м св. Євгенівська-1; основні показники: $C_{орг.}$ – 1,80–2,40; прогнозні ресурси – 21,0 млрд m^3 ;
- C_{1v^1} – шар чорних сланців і аргілітів товщиною > 14–90 м, яка розкрита на глибині 2600–3072 м св. Євгенівська-1, 4, 6; основні показники: ТОС – 1,26–3,90; $C_{орг.}$ – 3,19–8,18; R_o – 1,02–1,089; прогнозні ресурси – 22,4 млрд m^3 ;
- rCm – зона тріщинуватості в гранітогнейсах товщиною 193 м, яка розкрита на глибині 3107–3200 м св. Євгенівська-4; при випробуванні інт. 3107–3123, 3136–3146, 3189–3200 м (зона розущільнення кристалічного фундаменту) було отримано факел довжиною 2,5 м; прогнозні ресурси – 27,0 млрд m^3 ;

Загальні прогнозні ресурси природного газу Євгенівської площі за категорією D_1 за нашою оцінкою становлять 216,2 млрд m^3 , видобувні ресурси – 75,7 млрд m^3 .

Зачепилівська перспективна площа розташована в межах південного борту, південної прибортової й частково приосьової зон ДДЗ. На площі розміщуються

такі відомі родовища вуглеводнів, Руденківське, Мовчанівське та ін. Ця площа характеризується солянокупольною тектонікою та потужними (більше 1 км) депресійними міжкупольними відкладами верхів девону (лиманські й руденківські шари), серед яких зустрічаються чорносланцеві товщі, перспективні на виявлення покладів сланцевого газу. Нетрадиційні колектори в межах рекомендованої ділянки пов'язані з аргілітами та алевролітами, що збагачені органічною речовиною. За даними буріння такі породи становлять головним чином верхи девону, турнейський і візейський інтервали.

Турнейські та нижньовізейські відклади представлені чергуванням темно-сірих до чорних вуглистих аргілітів з голками продуктид і спікулами губок, темно-сірих глинистих, часто біокластичних вапняків і сірих дрібнозернистих вапнякових пісковиків. Товщина цих відкладів коливається в широких межах – від 59 до 275 м, що обумовлено їхнім частковим розмивом. Відзначимо, що ця товща є ймовірним стратиграфічним аналогом стильської світи Донбасу, доманікоїдний характер якої відзначало багато дослідників [109]. До нижньовізейських відкладів приурочені газові поклади горизонту В-15 – В-17 (за уточненою індексациєю – В-25 і В-26).

Збагачені ОР породи описано в нижній частині верхньовізейської товщі, що незгідно залягає на нижньовізейській. Це чергування відносно потужних темно-сірих до чорних сланцюватих аргілітів і вуглистих алевролітів з прошарками від 5 до 10 м дрібнозернистих, вапнистих пісковиків і зрідка прошарків темно-сірих глинистих тріщинуватих вапняків. Вище описаної товщі розміщується потужна піщано-аргілітова товща, представлена в нижній частині перешаруванням пластів світло-сірих дрібно- і середньозернистих крихких пісковиків з алевролітами і сірими шаруватими, місцями піщанистими аргілітами. Товщина верхньовізейських відкладів становить від 235 до 366 м. З пластами пісковиків верхньовізейського під'ярусу пов'язані газові поклади горизонтів В-14, В-13а, В-13, В-12 – В-7 (або В-23, В-19-20, В-16-В-14 згідно з уточненими даними).

Можливо, збагаченими ОР є також верхи девонських відкладів (лиманські та руденківські шари), складені теригенними і карбонатними породами, серед яких трапляються чорносланцеві різновиди. Товщина цих шарів перевищує 500 м.

Досліджені зразки, відібрані з керна св. Зачепилівська-100 (інт. 1590–1695 м), за промислово-геофізичними даними характеризують турнейсько-візейські відклади. Це переважно алевроліти та аргіліти, збагачені ОР (ТОС 1,53–2,51) з достатньо високими значеннями пористості (5,0–11,8 %). Товщина перспективного інтервалу з урахуванням результатів переінтерпретації даних ГДС (інт. 1665–1800 м) дорівнює 210 м.

Таким чином, у межах Зачепилівської ділянки виділена потужна (210 м) товща турнейських–візейських відкладів, представлених переважно глинистими породами з підвищеними значеннями ОР (ТОС = 1,53–2,51 %, $S_{\text{орг.}} = 1,46\text{--}7,73\%$) і достатнім ступенем термічної зрілості порід ($R_o = 1,10\text{--}1,74$). Під час промислового опробування з деяких інтервалів цієї товщі (1492–1494 м) були отримані припливи газу. Порівняно неглибоке залягання та значна товщина відкладів дозволяє рекомендувати їх для пошуків нетрадиційних скупчень вуглеводнів. Насиченість розрізу вуглеводнями та розвинена в межах Зачепилівської

ділянки інфраструктура посилює економічну привабливість потенційно газоносних об'єктів. Прогнозні ресурси газу категорії D_1 нами оцінено в 135,0 млрд m^3 . Не виключено, що при майбутній деталізації площі товщина продуктивних горизонтів може суттєво збільшитися за рахунок серпуховських відкладів на інт. 1210–1278 і 1435–1468 м.

Гашинівська перспективна площа розташована в межах північного борту ДДЗ. На основі аналізу кернавого матеріалу, каротажних діаграм, аналізу зразків керна, результатів ГДС по св. Гашинівська-3, 4, з урахуванням матеріалів по св. Гашинівська-1, 2 тут встановлено чотири інтервали розвитку сланцевих товщ, перспективних на виявлення покладів вуглеводнів нетрадиційного типу:

- C_1^3 – товща аргілітів товщиною 145 м, яка розкрита на глибині 2625–2770 м св. Гашинівська-4; основні показники: $C_{орг.}$ – 2,34; прогнозні ресурси – 58,0 млрд m^3 ;
- C_1^2 – товща аргілітів і алевролітів товщиною 197 м, розкрита на глибині 2988–3185 м св. Гашинівська-4; основні показники: $C_{орг.}$ – 2,30; прогнозні ресурси – 78,8 млрд m^3 ;
- C_1^1 – товща перешарування аргілітів, алевролітів і пісковиків товщиною 55 м, яка розкрита на глибині 3290–3395 м св. Гашинівська-3, 4; основні показники: ТОС – 2,56, $C_{орг.}$ – 2,0–6,27; прогнозні ресурси – 44,0 млрд m^3 ;
- D_3fm – товща аргілітів товщиною 52 м, розкрита на глибині 3548–3600 м св. Гашинівська-3; основні показники: ТОС – 2,13–3,08, $R_o = 1,30$; прогнозні ресурси – 20,8 млрд m^3 .

Ці товщі є перспективними на виявлення покладів сланцевого газу і можуть бути рекомендовані для подальшого вивчення. Прогнозні ресурси площі оцінені нами по категорії D_1 в 201,6 млрд m^3 , видобувні ресурси – 70,6 млрд m^3 .

Що стосується інших об'єктів, які вивчалися, то вони на сьогоднішній день не можуть бути визначені як перспективні через різні причини:

- низького ступеня термального перетворення порід (Аннівська площа – $R_o = 0,57$, Куличихінська – 0,76, Юліївська – 0,91, Західно-Вергунська – 0,96);
- значної глибини продуктивних горизонтів (Західно-Шебелинська площа – понад 4,3 км, Південно-Коломацька – понад 5,3 км);
- недостатньої вивченості (Підкам'яна, Юліївська, Західно-Вергунська площі).

Ржавецька перспективна площа. В розрізі св. Ржавецька-1 виділяється низка потенційно продуктивних інтервалів, складених породами (сланці, чорні сланці, аргіліти), параметри яких відповідають показникам порід відомих газоносних сланцевих басейнів світу (глибина залягання – до 4,0 км, потужність ≥ 30 м, $C_{орг.} \geq 1,0$ %, ТОС ≥ 1 %, R_o 0,8–3,0). Стисла характеристика цих горизонтів наведена в табл. 85. Треба мати на увазі, що переінтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин не проводилася, тому поки ми не можемо встановити справжню потужність перспективних горизонтів, яка априорі буде більшою від інтервалів, охарактеризованих керном (які й враховані в табл. 85). Крім цього поки не проводилося вивчення відбивної здатності вітриніту, тому ми можемо лише припускати задовільний ступінь термічної перетвореності порід. Не проводилося також вивчення порід в шліфах і аншліфах. Все це є завданням подальших досліджень.

Таблиця 85. Параметри потенційно продуктивних горизонтів св. Ржавецька-1

Вік	Інтервал, м	Товщина, м	Склад	Зразки	ТОС	*	С _{орг.}	Густина, кг/м ³	Пористість, %
C _{1s}	3204–3216	>12	Аргіліти	РЖ-4	2,72	4,16	4,42	2585	2,8
—"	3280–3288	>8	Аргіліти	РЖ-3	3,14	5,46	5,26	2672	1,3
—"	3358–3360	>2	Аргіліти	РЖ-2	3,73	—	6,01	3269	0,6
—"	3595,0–3606,5	>11,5	Аргіліти	РЖ-9, 10, 13–15	4,26– 5,49	6,37– 7,82	4,49– 7,27	2501– 2567	3,4–4,5
C _{1v2}	3883–3894,2	>11,2	Аргіліти	РЖ-7	3,68	6,20	5,63	2846	1,1

Примітка: * – вміст газових компонентів (H₂ + N₂ + CO + CH₄ + CO₂ + H₂O).

У цілому, розріз св. Ржавецька-1 за параметрами потенційно продуктивних горизонтів виглядає одним з найпривабливіших з вивчених розрізів ДДЗ щодо сланцевої газоносності. Тому ми рекомендуємо продовжити дослідження з метою обґрунтування закладення пілотної свердловини на пошуки сланцевого газу в районі св. Ржавецька-1.

4.1.5. Північно-західна частина Дніпровсько-Донецької западини: перспективи нафтоносності нетрадиційного типу

У Східному НГР в південно-західній частині ДДЗ виділяється площі й горизонти, перспективні на виявлення покладів сланцевої нафти. Їхню стислу характеристику наведено в табл. 86. Найперспективнішими з них є:

- візейська товща чорних вуглефікованих аргілітів (де відмічений запах вуглеводнів) Ніжинської площі (осьова зона), яка на глибині 4268–4309 м розкрита св. Артюхівська-13; її товщина становить 41 м, вміст ОР – 4,23 %, С_{орг.} – 6,13–7,77 %, R_o – 0,95–1,70, пористість – 0,7–2,2 %;
- серпуховська товща аргілітів з окремими шарами алевролітів і пісковиків Хорольської площі (північний борт), яка на глибині 2885–3068 м розкрита св. Афанасіївська-5, 11; її товщина змінюється від 42 до 183 м, вміст С_{орг.} – 2,99–3,54 %, R_o – 1,00–1,08, пористість – 8,0–8,2 %;
- візейська товща аргілітів, які перешаровуються з алевролітами, вміщують шари пісковиків і вапняків Хорольської площі (північний борт); ця товща на глибині 2636–3376 м розкрита св. Хорольська-398, Афанасіївська-5, 10; її товщина змінюється від 42 до 115 м, вміст ОР – 4,08–5,93 %, С_{орг.} – 3,95–5,53 %, R_o – 1,03–1,74, пористість – 10,5 %;
- фаменська товща аргілітів з прошарками алевролітів і пісковиків, інколи із включеннями бітуму Кінашівської площі (північна прибортова зона), яка на глибині 2102–3019 м розкрита св. Борзнянська-303, Кінашівська-6, Ушнянська-1, Борківська-15; її товщина змінюється від 23 до 124 м, вміст ОР – 1,75–5,39 %, С_{орг.} – 1,15–4,43 %, R_o – 1,07, пористість – 3,2–8,9 %.

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного нафтогазоносного району за аналогією з формацією Баккен Північної Америки (ураховуючи дещо більшу площу розповсюдження формації Баккен) можна попередньо оцінити в 2–2,5 млрд бар. (280–350 млн т).

Таблиця 86. Параметри продуктивних горизонтів площ північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини

№ свердловини	Вік	Інтервал, м	Зразки	Товщина, м	Склад	ОР	C _{орг.}	R _о	Пористість, %
Ніжинська площа									
Ніжинська-338	C _{1s}	2799–2815	60 НЖ	16	Аргіліти з прошарками пісковиків	4,51	3,21	1,98	6,0
	C _{1s}	2846–2881*	—	35	Аргіліти з прошарками алевролітів і пісковиків	—	—	—	—
	C _{1s}	2893–2945*	—	52	—”—	—	—	—	—
	C _{1v2}	3075–3140	61–65 НЖ	65	Аргіліти з горизонтами пісковиків і вапняків	0,86–5,48	6,76–8,00	1,15	5,0–6,9
	C _{1v2}	3190–3250	66–67 НЖ	60	Перешарування аргілітів, алевролітів, вапняків	1,41–8,9	1,35–16,63	—	3,7
Щурівська-10	C _{1v2}	3165–3232	74–76 ЦР	67	Чорні сланці та аргіліти з прошарками нафтонасичених пісковиків	3,26–4,51	2,31–3,32	1,10–1,15	2,5–5,0
Артюхівська-13	C _{1v}	4268–4309**	77–78 АР	41	Аргіліти чорні вуглефіковані, із запахом вуглеводнів, приплив нафти (4300–4324 м)	4,23	6,13–7,77	0,95–1,70	0,7–2,2
Рудівська-5	C _{1v}	5042–5044	101 РД	2	Аргіліти	—	6,41	1,47	0,9–3,7
Хорольська площа									
Хорольська-398	C _{2b}	2276–2319*	—	43	Перешарування аргілітів і алевролітів	—	—	—	—
	C _{1s}	2430–2444	92 ХР	14	Аргіліти з прошарками пісковиків і алевролітів	5,11	3,01	1,46	—
	C _{1v-s}	2465–2546*	—	81	Аргіліти	—	—	—	—
	C _{1v}	2550–2591	91 ХР	41	Аргіліти до алевролітів з прошарками пісковиків з підвищеним вмістом піриту	5,61	4,16	4,95 (?)	10,7
	C _{1v}	2636–2678**	90 ХР	42	Аргіліти до алевролітів з шарами вапняків і пісковиків	—	5,53	1,74	—
Афанасіївська-5	C _{1s}	2650–2794*	—	144	Аргіліти з прошарками алевролітів і пісковиків	—	—	—	—
	C _{1s}	2910–3030**	94 АФ	120	Аргіліти з окремими шарами пісковиків	—	2,99	1,00	8,0
	C _{1v}	3090–3118	95 АФ	28	Чергування аргілітів і алевролітів	—	4,03	1,08	—
	C _{1v}	3140–3201*	—	61	Аргіліти з прошарками нафтонасичених пісковиків	—	—	—	—
	C _{1v}	3285–3376**	93 АФ	91	Алевроліти і аргіліти з прошарками кам'яного вугілля	4,90	5,02	1,21	10,5

№ свердловини	Вік	Інтервал, м	Зразки	Товщина, м	Склад	ОР	С _{орг.}	R _о	Пористість, %
Афанасіївська-10	C ₁ s	2704–2966**	98 АФ	262	Перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків	—	4,18	0,95	—
	C ₁ v	3009–3124**	96–97 АФ	115	Перешарування аргілітів і вапняків	4,08–5,93	3,95–4,44	1,03–1,05	—
Афанасіївська-11	C ₁ v-s	2885–3068**	99 АФ	183	Аргіліти і алевроліти	—	3,54	1,08	8,2
	C ₁ v	3175–3180	100 АФ	5	Аргіліти	—	4,80	1,06	4,3
Кінашівська площа									
Борзнянська-303	D ₃ fm	2996–3019**	68–69 БР	23	Аргіліти з прошарками пісковиків	1,75–4,27	1,35–3,66	—	3,2
	D ₃ fm	3050–3181*	—	131	—"	—	—	—	—
	D ₃ fm	3229–3265*	—	36	—"	—	—	—	—
	D ₃ fm	3394–3445	70 БР	51	—"	3,88	3,84	—	3,8
Кінашівська-6	D ₃ fm	1978–2017**	72 БР	39	Аргіліти вуглисті з прошарками пісковиків і вапняків, підвищений вміст піриту	—	40,37	—	—
	D ₃ fm	2102–2226**	71–73 БР	124	Аргіліти, алевроліти, пісковики, включення чорного бітуму	2,12–2,25	1,20–4,43	—	—
Ушнянська-1	D ₃ fm	2140–2400**	89 УЩ	60	Алевроліти з прошарками аргілітів	4,92	1,51	0,80	12,0–13,0
	D ₃ fm	2507–2588**	87–88 УЩ	81	Аргіліти	4,54	2,64–2,79	5 (?)	3,5–8,9
Борківська-15	D ₃ fm	2793–2818**	84 БК	25	Аргіліти з прошарками пісковиків і вапняків	—	1,08	0,76	5,2
	D ₃ fm	2830–2857**	83 БК	27	—"	5,39	1,15	1,07	8,6
	D ₃ fm	2872–2906**	82 БК	34	—"	—	1,39	—	3,5–8,6
	D ₃ fm	3041–3100*	—	59	—"	—	—	—	—
	D ₃ fm	3016–3021	81 БК	5	Перешарування пісковиків і аргілітів	—	1,72	1,11	10,0
	D ₃ fm	3746–3798**	85 БК	52	Аргіліти із включеннями бітуму	—	2,04	1,10	7,2–8,4

№ свердловини	Вік	Інтервал, м	Зразки	Товщина, м	Склад	ОР	C _{орг.}	R _o	Пористість, %
Ведильцівська площа									
Ведильцівська-3	D _{3rd-el}	2817–2891	—	74	Аргіліти	—	—	—	—
Ведильцівська-5	D _{3rd-el}	2798–2804	—	6	—”—	—	—	—	—
	D _{3rd-el}	3112–3118	—	6	—”—	—	—	—	—
Пакульська-227	D _{3el-lb}	1740–1893	—	153	—”—	—	—	—	—
	D _{3ev-lv}	1960–2008	—	48	—”—	—	—	—	—
Олешнянська-2	D _{3fr}	2377–2428*	—	51	—”—	—	—	—	—
	D ₂	2600–2630	86 БК	30	Чергування аргілітів і пісковиків	3,33	1,53	—	6,1

Примітка. * – за результатами аналізу ГДС; ** – разом за геологічними даними і результатами аналізу ГДС.

4.2. ЗАХІДНИЙ РЕГІОН

Природний газ в основному на 90–99 % представлений метаном – CH_4 . В незначних кількостях в ньому присутній етан – C_2H_6 , пропан – C_3H_8 , бутан – C_4H_{10} , інколи пари пентану C_5H_{12} і важчих вуглеводнів, може бути в малих кількостях азот – N_2 , вуглекислий газ – CO_2 , сірководень – H_2S .

Встановлено, що газ метан в природних умовах буває такого походження:

- біохімічного (болотний газ, газ із органічних відходів, ферм і таке інше);
- газ верхньої зони газогенерації в процесі діагенезу осадків;
- газ із захороненої органіки в процесі катагенезу осадових порід за наявності в них органічного вуглецю більше 0,5 %, і певних тискач та температурах (ступінь катагенезу MK_{3-4} – AK_{1-2});
- газ глибинного походження.

Саме із захороненою органікою в осадових породах пов'язана теорія утворення вуглеводнів у процесі катагенезу цих порід. Це вчення активно розвивали І. Брод, Н. Вассоевич, Н. Єрьоменко, С. Неручев, В. Соколов, А. Трофимук, О. Лукін та ін. Генерація вуглеводнів на різних стадіях катагенезу за Б. Тіссо і Д. Вельте наведена на рис. 39 [117].

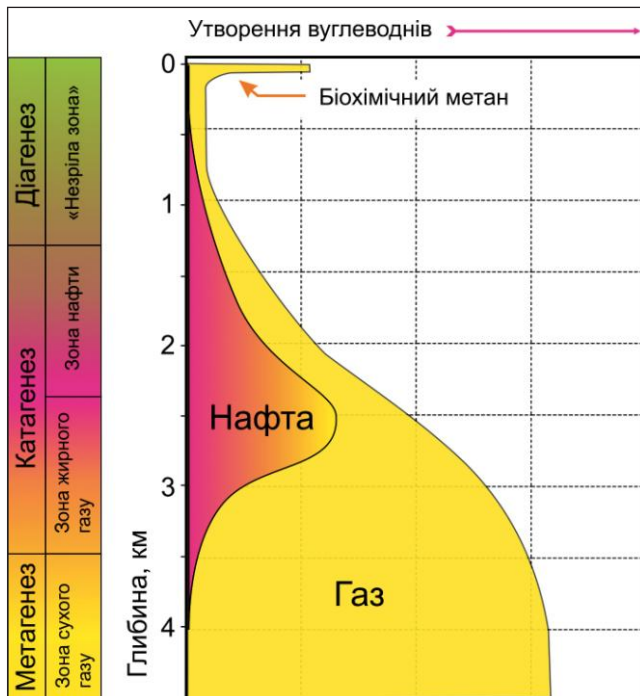


Рис. 39. Генерація вуглеводнів на різних стадіях катагенезу (за Б. Тіссо, Д. Вельте)

В Західному регіоні в «незрілій зоні» відомі поклади газу верхньої зони газогенерації, які сформовані в процесі діагенезу осадків. Це поклади газу в баден-сарматських відкладах в південно-східній частині Зовнішньої зони Перед-

карпатського прогину на глибинах від 80 м (Струпківсько-Черемхівське родовище) до глибин 900–1100 м (Чорногузьке та інші родовища). Прогнозується значна ймовірність відкриття покладів подібної газогенерації на всьому протязі крайової північно-східної частини Зовнішньої зони на території виклинювання в північно-східному напрямі відкладів бадену і сармату.

З верхньою зоною газогенерації пов'язані поклади газу, відомі в палеогені Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, такі як: Струтинські, Бухтівецькі поклади, поклад Верхньолуквинського родовища. Прогнозується відкриття покладів аналогічного генезису на Вигодській ділянці в центральній частині Внутрішньої зони прогину (Кичерська, Лолинська, Невошинська та ін. структури). З цією ж зоною, ймовірно, пов'язане утворення покладів важких незрілих нафт у відкладах юри в північно-західній частині Зовнішньої зони (Коханівське, Вишнянське, Вижомлянське родовища).

В процесі катагенезу осадків із захороненої органіки сформовано більшість відомих покладів газу в баден-сарматських відкладах Зовнішньої зони, та нафтових і нафто-конденсатних покладів у палеогенових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибовій зоні Карпат.

Прогнозується в зоні катагенезу та верхніх стадій метагенезу відкриття покладів сланцевого газу у відкладах чорних порід силуру, та сланцевої нафти в чорних аргілітах менілітової світи палеогену. В зоні нижніх стадій метагенезу на глибинах більше 6 км прогнозується наявність сухого метанового газу у відкладах палеогену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

В Західному НГР найперспективнішими для пошуку родовищ сланцевого газу є відклади силуру і нижнього девону в південно-західній частині Волино-Поділля на території, яка прилягає до Передкарпатського прогину від кордону з Польщею до кордону з Румунією. Крім цього, меншою мірою перспективними можна вважати чорносланцеві породи калюської світи венду, балтійської серії кембрію, коханівської світи середньої юри, а відклади карбону Львівсько-Волинського вугільного басейну перспективні для пошуку газу метану вугільних пластів.

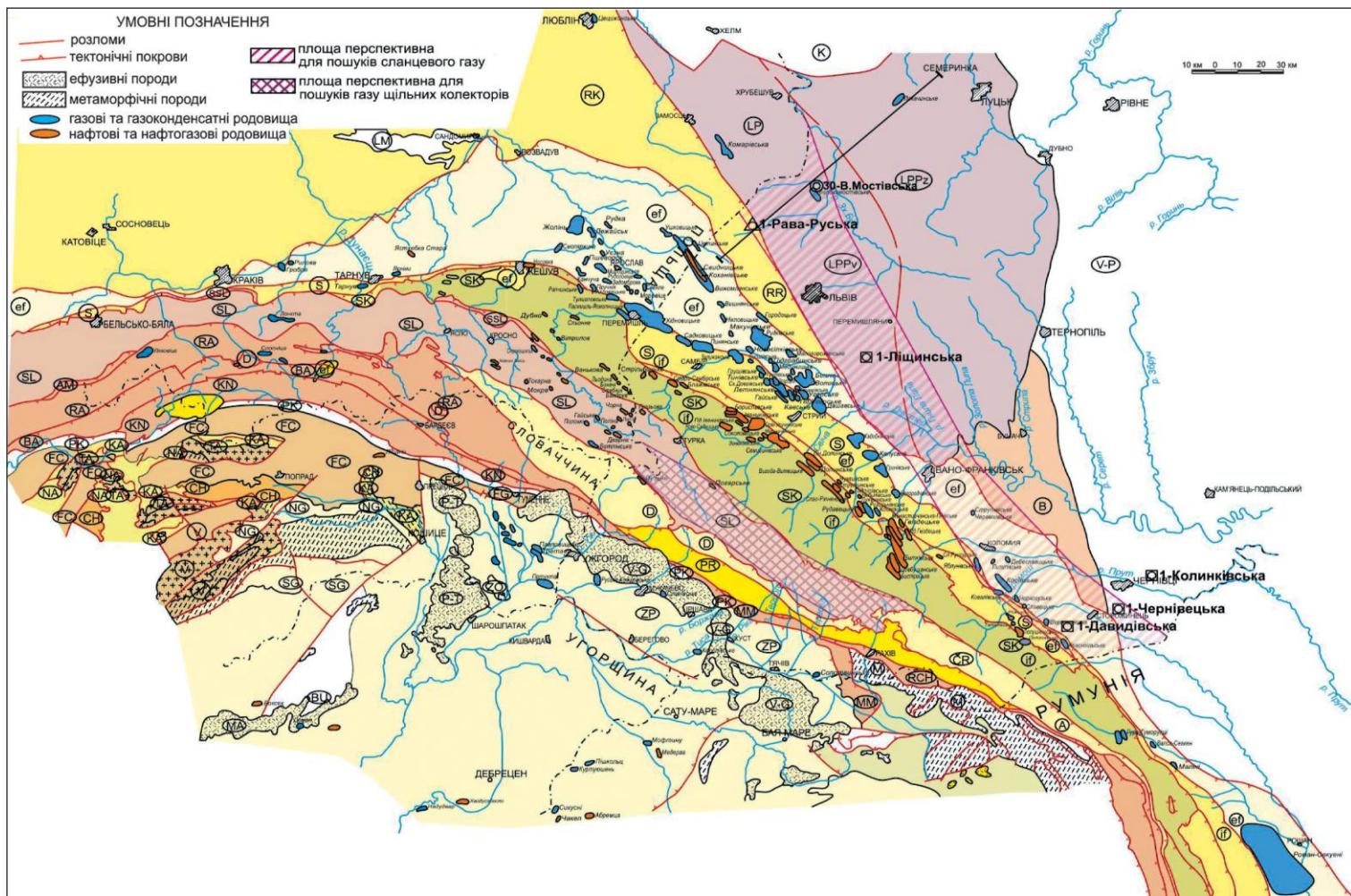
Перспективність чорносланцевих порід вивчалась по опублікованих і фондових наукових працях, за даними польових геофізичних робіт, в основному сейсмозв'язки і по матеріалах, отриманих від буріння свердловин, в першу чергу опорних і параметричних: Рава-Руська-1, Велико-Мостівська-30, Крехівська-1, Загайпільська-1, Буцацька-1, Ліщинська-1, Давидівська-1, Чернівецька-1 та ін. (рис. 40).

Пояснення до рис. 40

Східноєвропейська платформа: К – Ковельський виступ; V-P – Волино-Подільська монокліналь; В – Боянецький прогин; LPP – Львівський палеозойський прогин; LPP (z) – Зовнішня зона; LPP (v) – Внутрішня зона; LP – Люблінський прогин.

Західноєвропейська платформа: RR – Рава-Руська зона; RK – Родомсько-Красніцьке підняття. *Передкарпатський прогин:* ef – Зовнішня зона передового прогину; if – Внутрішня зона передового прогину; S – Самбірська зона.

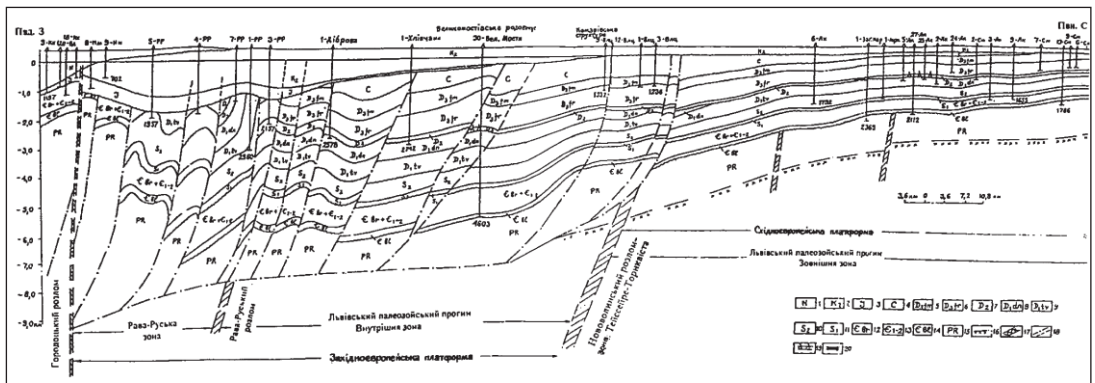
Карпати: SK – Скибова зона; SL – Сілезький (Кросненський) покрив; D – Дуклянський покрив; CR – Чорногорський покрив; А – покрив Аудія; PR – Поркулецький покрив; MM – Магурський покрив; RCH – Рахівський покрив; M – Мармароський масив; PK – зона Пенінських скель; ZP – Закарпатський прогин; V-G – Вигорлат-Гутинська гряда.



Кількість органіки в породах силуру і нижнього девону на перспективній території змінюється від 0,11 % до 2,27 %, в деяких зразках – 6,9 %, однак відсутні дані про наявність загальної кількості органічного вуглецю $C_{орг}$. (ТОС – Total Organic Carbon), яка визначається за методикою Рок-Евал. Привертають увагу великі товщини відкладів силуру і нижнього девону на вивченій території – 1730 м (в св. Рава-Руська-1, інт. 1230–2960 м), 857 м – в св. Великі Мости-30 (інт. 2810–3867 м). В центральній і південно-східній частинах території в св. Ліщинська-1 і Давидівська-1 загальна товщина відкладів силуру становить понад 1000 м, а в св. Чернівецька-1 – 1011 м (інт. 824–1835 м).

Ступінь катагенезу у цих відкладах відповідає стадії MK_1 – MK_2 . Однак товщина чорносланцевих порід, в яких, за наявними даними, кількість органічної речовини (ТОС) перевищує 0,5 % є значно меншою: на Рава-Руській ділянці – 120 м, на Східноліщинській – 80 м, на Белзьській – 50 м, а на Давидівській, за даними про газонасиченість порід, – до 600 м. Меншою є товщина калюської світи венду – до 100 м і нижнього кембрію – до 400 м. Вміст органіки в породах венду і кембрію – до 1,2 %, ступінь катагенезу у венді південно-західної частини – MK_3 – MK_4 , центральної – AK_1 – AK_2 , в кембрії, відповідно – MK_2 – MK_4 і MK_4 – AK_1 .

Геологічний профіль в північно-західній частині перспективної території через св. Рава-Руська-1 і Великі Мости-30 (Рава-Руська і Белзьська ділянки) показаний на рис. 41. В центральній частині Львівського палеозойського прогину і на Волино-Подільській монокліналі чорні сланці глибоководної зони силуру змінюються на грудкуваті вапняки і мергелі відкритого шельфу, на вапняки передрифової, рифової і зарифової зон та лагунні утворення, тобто на породи безперспективні для пошуку в них сланцевого газу, що пов'язане з особливостями осадконагромадження на цих територіях.



1 – неоген; 2 – верхня крейда; 3 – юра; 4 – карбон; 5 – верхній девон, фаменський ярус; 6 – верхній девон, франський ярус; 7 – середній девон; 8 – нижній девон, дністрівська серія; 9 – нижній девон, тівєрська серія; 10 – верхній силур; 11 – нижній силур; 12 – кембрій, бережанська серія; 13 – нижній-середній кембрій; 14 – нижній кембрій, балтійська серія; 15 – протерозой; 16 – поверхня фундаменту; 17 – глибинні розломи; 18 – тектонічні порушення; 19 – газові поклади; 20 – поклад нафти.

Рис. 41. Геологічний розріз по лінії Рава-Руська – Семеринка (склали Ю.З. Крупський, М.М. Андрейчук)

Слід звернути увагу на таке: в південно-східній частині Волино-Подільської моноклінали параметричною св. Чернівецька-1 розкриті чорносланцеві відклади кембрію (1304–1835 м) і валдаю (1835–2139 м). Нижче до вибою (2245 м) відкрито ранньопротерозойські граніти. У верхах валдайської серії розкриті темно-сірі майже чорні породи, товщиною близько 200 м, які можуть належати до калюських верств. Даних про кількість органіки і катагенез в усіх цих породах немає, але потрібне подальше, більш детальне дослідження цього району на можливість пошуку тут сланцевого газу.

Попередня прогнозна оцінка перспективних видобувних ресурсів газу тільки із чорносланцевих порід силуру Волино-Поділля показує, що це може бути більше 600 млрд м³, однак відмітимо, що за даними в подібних регіонах в Польщі ці цифри змінювались в межах 1,0–3,0 трлн м³ (2009 р.), 5,3 трлн м³ (2011 р.), 346–768 млрд м³ (2012 р.), 38 млрд м³ (2012 р.).

В силурійських відкладах Волино-Подільської плити виділені 4 перспективні ділянки, сумарні прогнозні ресурси яких становлять 1580 млрд м³:

- Рава-Руська–490 млрд м³;
- Белзька–200 млрд м³;
- Східно-Ліщинська–320 млрд м³;
- Давидівська–570 млрд м³;

Багаті на органіку в Західному НГР є чорні менілітові сланці палеогену, які вважаються типовою нафтоматеринською породою. Ці відклади мають повсюдне поширення в зоні насунутого флішу і молас (Бориславсько-Покутській) в Передкарпатському прогині, в Скибовій зоні Карпат та, в меншій мірі, в Кросненській зоні (головецька світа). Породи досить детально вивчені в кернах і поверхневих зразках методом піролізу Рок-Евал і встановлено, що вміст загального органічного вуглецю в них змінюється від 0,36 % до 21,2 %, що термальна зрілість порід зростає в залежності від глибин залягання, що породи знаходяться в зоні генерації нафти до глибин 6 км. На більших глибинах ці породи можуть генерувати газ (Колтун Ю.В., 2013 р.). Газові поклади в Бориславсько-Покутській зоні на невеликих глибинах, які відомі на деяких родовищах (Бухтівець, Струтин та ін.) сформовані газом верхньої зони газогенерації в процесі діагенезу осадків. Прогнозна оцінка видобувних запасів такого – від 3,7 млрд м³ до 9,8 млрд м³. Чорносланцеві породи спаської і шипотської світ Карпат (нижня крейда), також можливо є потенційно генеруючими товщами вуглеводнів у межах їх поширення.

Газ щільних колекторів на Волино-Поділлі можливий у відкладах кембрію. Тут у розрізі кембрію виділяється декілька пісковикових горизонтів. Пластиколектори ізолюються глинистими пачками порід у середині кембрійської товщі, а ті, які стратиграфічно зрізаються в покрівлі кембрію, перекиваються глинистими відкладами силуру. Колекторські властивості кембрійських пісковиків на східному схилі ЛПП змінюються в таких межах: пористість від 1,5–8 % до 14–27 %, проникність від $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $200 \cdot 10^{-3}$ мкм², зрідка до $600 \cdot 10^{-3}$ мкм². Зміна колекторських властивостей залежить від піскуватості, зернистості, тріщинуватості, хлоритизації, окварцювання, які збільшуються з глибиною. В тектонічно активних зонах вони можуть покращуватися, або погіршуватися. Кращі

параметри мають пісковики на східному схилі ЛПП, особливо в північно-східній і центральній частинах. У західному і південно-західному напрямках якість порових колекторів поступово погіршується. В районі Нового Виткова пористість становить (%): 1–6,4, в Бучачі – 1,3–8,5, в Перемишлянах – 3,5 рідше 6–9, в Давиденях – 1,4–2,2. Проникність в основному менше $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Виявлена закономірність підтверджується свердловинами. Так у свердловині Воютинська-1 виділено 13 пластів-колекторів з пористістю 10–18 %, в свердловинах Тихотинської площі – 14 пластів з пористістю 9–15 %. У св. Володимирівська-1 пористість колекторів становить 6–10 %, Загір'ївська-1 – 6–14 %, Сокальська-1 – 8 %, Сушнівська-1 – 2–8 %. Західніше у св. Добротвірська-1 і Стременська-1 колектори відсутні і виявлено інтенсивне окварцювання пісковиків (рис. 42).

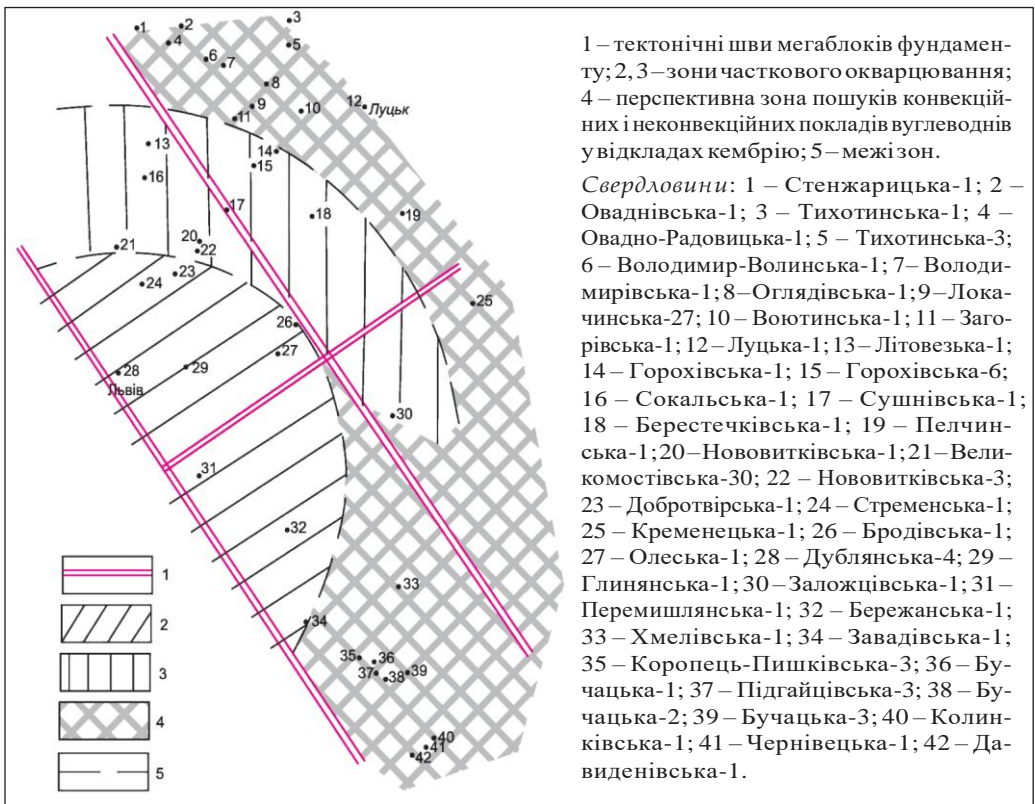


Рис. 42. Схема зональності окварцювання кембрійських пісковиків Волино-Поділля і перспективна територія пошуку покладів газу в них

На нашу думку, пошук газу щільних колекторів кембрію, як і традиційних покладів в цих відкладах, на Волино-Поділлі слід розпочинати в районах, де вони не піддавались окварцюванню, тобто це в основному райони Волино-Подільської монокліналі. Першочерговим об'єктом може бути Тарашанська

структура підготовлена сейсморозвідкою до глибокого буріння по відкладах кембрію в районі параметричної свердловини Чернівецька-1.

Дуже перспективними для пошуку газу щільних колекторів в нафтогазоносній області Карпат є райони Скибового і Кросненського покрівів. Тут виділені першочергові перспективні ділянки. Слід підкреслити, що в Кросненській зоні (покріві) пробурено низку свердловин, у яких отримано припливи горючого газу. Дебіти досягали значних величин від 7 до 500 тис. м³/д, в інтервалах глибин 700–5200 м (св. Бориня-1-3, Бітля-1, Лютня-1, 10, Жаб'є-32, 33, Семаківська-1). Проте вони швидко зменшувалися, часто до нуля. Промисловий стабільний приплив був одержаний у св. Гринява-1 в інтервалах 4668–4602 м і 4450–4410 м з головецьких відкладів олігоцену (14,5 тис. м³/д).

Лабораторні і геофізичні дослідження фізичних властивостей пісковиків олігоцену, які розкривали перелічені вище свердловини, свідчать, що в їх складі переважають ущільнені колектори. Відкрита пористість знаходиться в межах 3–7 %, зрідка 10–12 %. Низькі ємнісні характеристики погіршуються в результаті використання при бурінні глинистих розчинів. До того ж, через наявність надгідростатичних пластових тисків доводилося обважнювати бурові розчини гематитом і баритом, що призводило до кальматалії порід-колекторів. Падіння припливу газу до нуля з незакальматованих ділянок пластів пояснюються, імовірно, у надмірних депресіях на пласти при їх випробуванні. Це викликає змикання тріщин й ізольовує пласти від стволів свердловин.

Досвід розробки таких ущільнених колекторів у США показує, що при їх розкритті відбувається або повільний приплив газу дебітом 0,5–2,0 м³/д тривалістю до 10 і більше років, або інтенсивний приплив газу дебітом у декілька сотень кубічних метрів на добу (від декількох годин до 2–3 місяців), як це спостерігалось у св. Бориня-1, 2. Ресурси газу в таких колекторах можуть бути значними. Так, ресурси газу низькопроникних пісковиків трьох осадових басейнів епіплатформного орогену Скелястих гір – Юкта, Пайсенс і Грін-Рівер – у 20 разів перевищують ресурси кондиційних колекторів цих же басейнів. Низька якість таких колекторів компенсується їх широким розвитком по площі і розрізу.

У складчастих Українських Карпатах виділені ділянки: Боберка-Опорець, Луги-Буковець, Лазещина-Климуші, Брустуранка, Яновець, Максимець-Бистриця. Прогнозні ресурси у виділених ділянках, за попередніми оцінками, можуть складати десятки мільярдів кубічних метрів. Слід враховувати, що крім ущільнених колекторів у розрізах олігоцену тут присутні потужні пачки пісковиків, відкрита пористість яких дозволяє надіятись на наявність і кондиційних покладів газу. Окрім того, у розрізах олігоцену присутні також чорні аргіліти, які можуть бути генераторами сланцевого газу.

В зоні Кросно і Скибовій зоні Складчастих Карпат виділено 6 структур, складених ущільненими колекторами олігоцену і палеоцен-еоцену (пісковики, алевроліти, аргіліти), перспективних на виявлення покладів газу нетрадиційного типу, попередньо оцінені прогнозні ресурси для цих структур такі:

- структура Тихого – 5 млрд м³;
- структура Боберка – 1 млрд м³;
- структура Максимець-Бистриця – 4 млрд м³;

- структура Лазещина – 10 млрд м³;
- структура Брустуранка – 2 млрд м³;
- структура Яновець – 2 млрд м³.

Таким чином, проведені дослідження дозволили виділити дві основні товщі, перспективні для пошуків вуглеводнів в ущільнених колекторах – це кембрійські відклади Волино-Подільської плити і олігоценові відклади зони Кросно і Скибової зони Складчастих Карпат. Обидві товщі характеризуються широким поширенням ущільнених пісковиків, в яких виявлені нафто- і газопрояви. Літологічні, петрографічні, петрофізичні та структурно-тектонічні дослідження дозволили вивчити колекторські властивості цих порід, їх поширення по площі та в розрізі і виділити найперспективніші ділянки. Ці структури детально описані в томі ІІ цього циклу монографій.

Все вищевикладене свідчить про значні перспективи пошуків і видобутку газу із нетрадиційних покладів у Західному НГР.

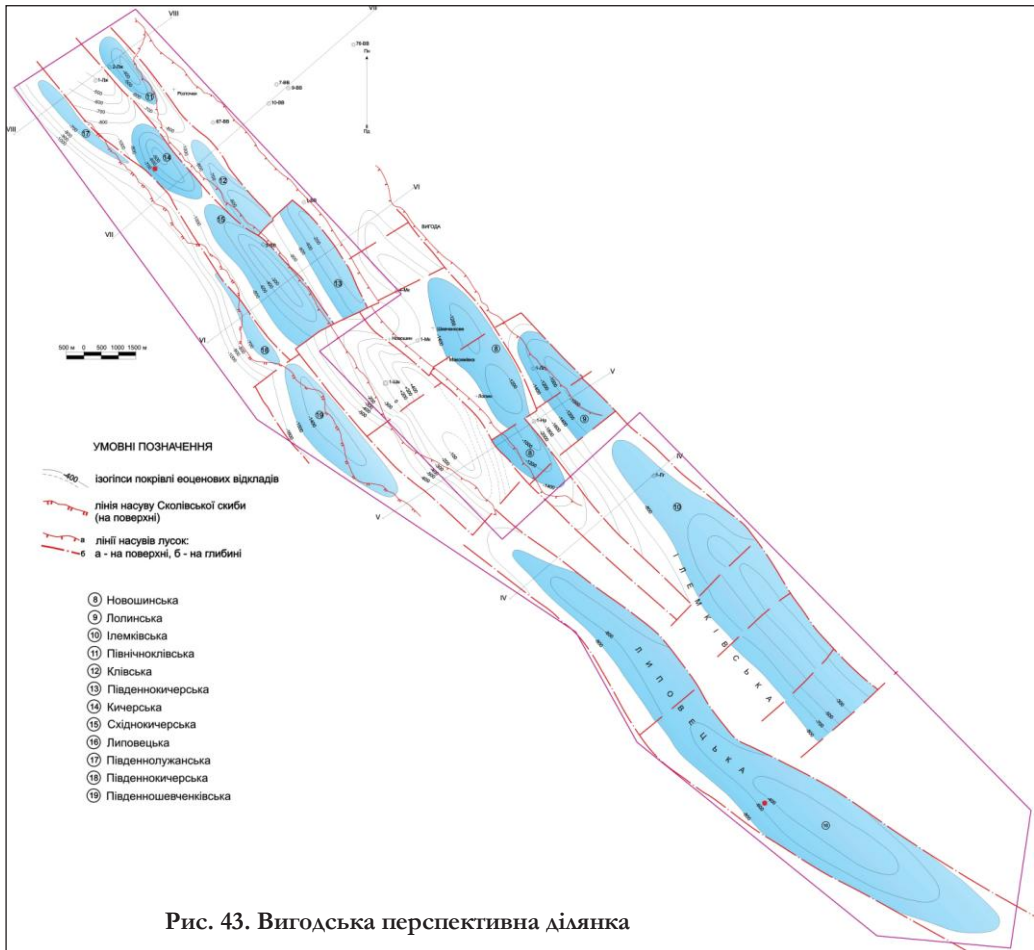
Крім того, значні перспективи нафтогазоносності пов'язуються з новим для Західного регіону напрямом робіт із пошуків вуглеводнів у піднасуві Карпат [14]. У піднасуві Карпат у Передкарпатському прогині та Скибовій зоні Карпат виділена Вигодська ділянка, де прогнозується створення структур, які можуть бути перспективними для пошуку вуглеводнів верхньої зони газогенерації (рис. 43). При максимальному коефіцієнті газовилучення (0,8) розвідані видобувні запаси газу Вигодської ліцензійної ділянки становитимуть – 9851 млн м³, при мінімальному (0,3) – 3694 млн м³.

За результатами переінтерпретації сейсмічного матеріалу з врахуванням даних буріння була уточнена геологічна модель Лопушнянського родовища, яка відрізняється від попередніх матеріалів. За даними структурних побудов Лопушнянська площа по відбиваючому горизонту J_{3r}-г (рис. 44) має вигляд брахіантиклінальної складки, південно-західне крило якої ускладнене Шепітським скидом. Системою повздовжніх скидів і скидо-зсувів Лопушнянська структура розбита на кілька блоків. Виділено два склепіння, які на нашу думку, відповідають біогермним спорудам юри. У центральній частині складки виділено повздовжнє порушення. Розміри структури 10,5×4,5 км, амплітуда 250–350 м.

Поклади нафти на Лопушнянському родовищі зосереджені в карбонатних відкладах нижнівської світи верхньої юри, теригенних комплексах альбу і сеноману крейди та у палеогені. Поклади у відкладах нижнівської світи виявлені у склепіневій частині структури: район св. Лопушнянська-4, 11, 32; у відкладах крейди і палеогену крім цього ще й у свердловинах, що розташовані на периклінальних частинах структури: Лопушнянська-3, 8, 10, 30.

Проведення обробки та інтерпретації сейсмічних матеріалів за програмно-методичним комплексом амплітудно-частотної характеристики середовища (АЧХС) дозволило визначити зони розвитку порід-колекторів і виділити перспективні ділянки в мезозойських та карпат-палеогенових відкладах Лопушнянського родовища. Крім цього виявлені зони розвитку колекторів у нижче-залягаючих відкладах на які до цього часу не звертали уваги (рис 45).

Особливої уваги заслуговує ділянка між свердловинами Лопушнянська-10, 11, 32. Тут, за даними АЧХС виділено перспективні ділянки розвитку порід-



колекторів як на рівні продуктивних комплексів мезозою, так і у нижчезалегаючому розрізі.

Враховуючи наведене вище, а також з метою уточнення меж покладів, виявлених св. Лопушнянська-10, 11, 32 рекомендується буріння оціночно-експлуатаційної свердловини, яка б крім цього розкрила і охарактеризувала перспективний розріз у нижчезалегаючих відкладах. Рекомендована глибина свердловини 5000 м (рис. 46).

Петровецька структура розташована південно-східніше Лопушнянського нафтового родовища, в південно-східній частині Лопушнянської підзони Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (автохтон Покутсько-Буковинських Карпат) і виявлена сейсморозвідувальними роботами МОВ в 1972 р. (с/п 53/72). Перспективи нафтогазоносності пов'язувались з піщано-карбонатними відкладами автохтону Зовнішньої зони.

З метою пошуків ВВ у автохтонних відкладах на площі пробурені дві пошукові св. Петровецька-2, 3 з розкриттям відкладів верхньої юри. В результаті буріння цих свердловин позитивного результату щодо відкриття покладів

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

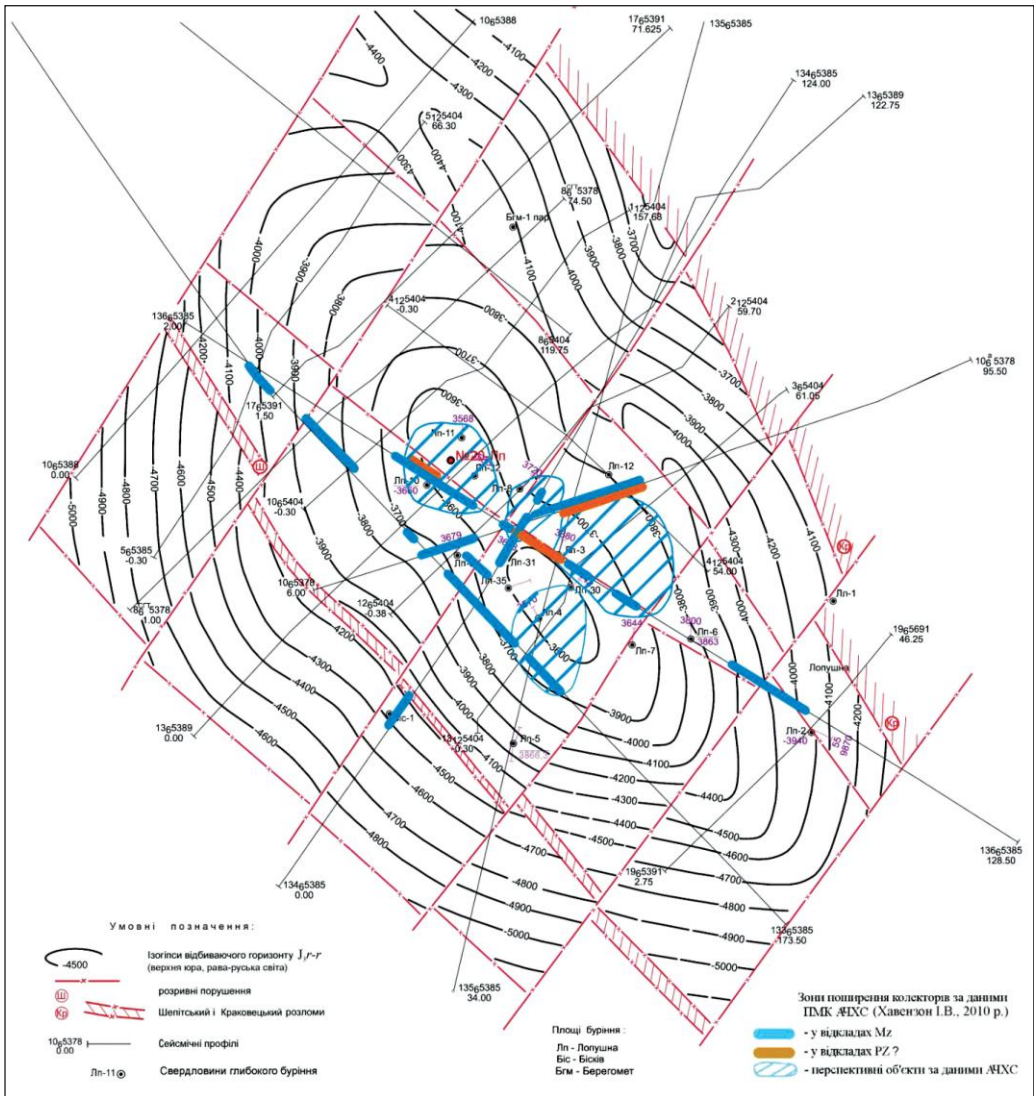


Рис. 44. Структурна карта по відбиваючому сейсмічному горизонту J₃-г (рава-руська світа) (ЗУГРЕ, Бодлак П.М. та ін., 2010 р.)

вуглеводнів не отримано. Однією з основних причин негативних результатів на Петровецькій площі вважалась відсутність сприятливих структурних форм, хоча і саме випробування в свердловинах було проведено не зовсім якісно (час виклику припливу, ВПТ був недостатній).

В 2010 р. ЗУГРЕ (Гневуш В.В.) на площі переоброблено і переінтерпретовано 3 профілі (1026115377, 965380, 15965385), що дало можливість більш коректно виконати структурні побудови. За результатами комплексної інтерпретації геолого-геофізичних даних виконані побудови: структурна карта по відбивному сейсмічному горизонту J₃ (нижнівська світа, верхня юра) (рис. 47)

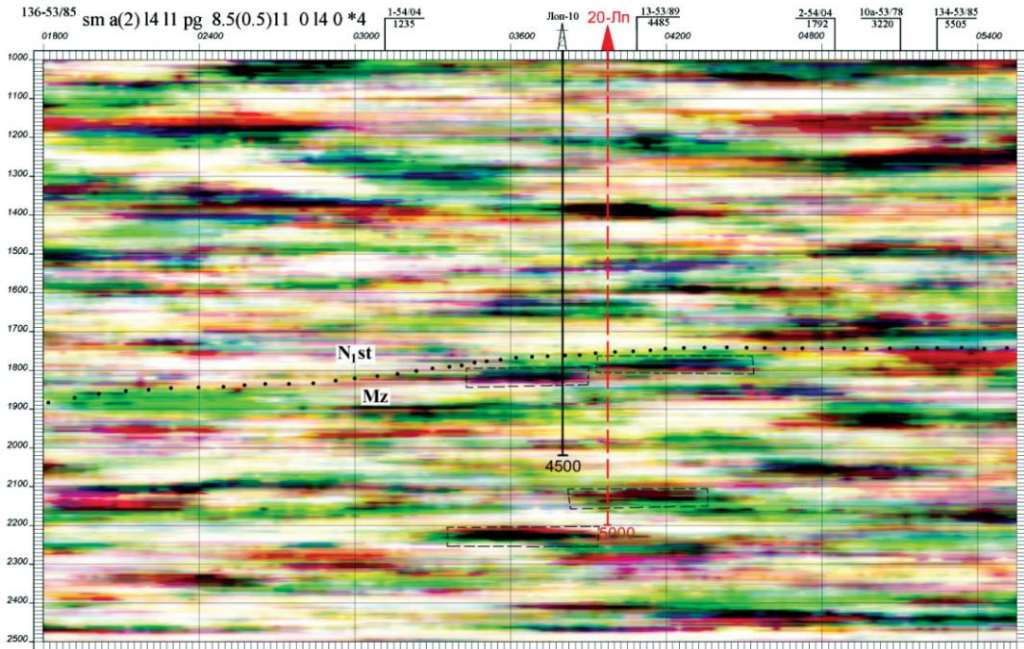


Рис. 45. Розріз розущільнених зон по профілю (136-53/85) (Лопушнянська ділянка) (ЛВ УкрДГРІ, Хавензон І.В., 2010 р.)

і сейсмогеологічний профіль (рис. 48). В результаті переробки та переінтерпретації сейсмічних матеріалів минулих років та 2010 р. уточнена геологічна модель структури яка суттєво відрізняється від попередньої.

За виконаними побудовами Петровецька структура представляє собою структурний ніс ерозійного палеорельєфу який тектонічними порушеннями розбитий на два блоки: північно-східний та південно-західний, апікальні частини яких обмежені ізогіпсами –4000 та –4300. Південно-західний блок опущений відносно східного на 50 м. Розміри південно-західного блоку становлять 8×3,5 км, північно-східного – 7,5×3,5 км. Висота складки становить 250 м. За даними переінтерпретації матеріалів ГДС у південно-західному блоці в св. Петровецька-3 перспективні у відношенні нафтогазоносності об'єкти виявлені у двох інтервалах, які виділені у відкладах верхньої юри (5122–5124 м, 5124,4–5126,4 м). Ці інтервали представлені нафтонасиченим вапняком з питомим опором по БК 18–28 Ом, пористістю 6,7 %, насиченістю 57–67 %. Ефективна товщина колектору, розкритого св. Петровецька-3, становить 12 м.

Для детального вивчення відкладів мезозою в ЛВ УкрДГРІ (А. Пуш, 2009 р.) була зроблена переінтерпретація каротажного матеріалу по св. Петровецька-2, 3 з урахуванням методики визначення коефіцієнтів нафтонасичення в низькоомних колекторах. У результаті виконаної роботи встановлено, що на Петровецькій площі найперспективнішим може бути північно-східний блок, де пробурена св. Петровецька-2. В розкритому свердловиною розрізі верхньої юри виділяються колектори кавернозно-тріщинуватого типу (інт. 4910,5–4914,5

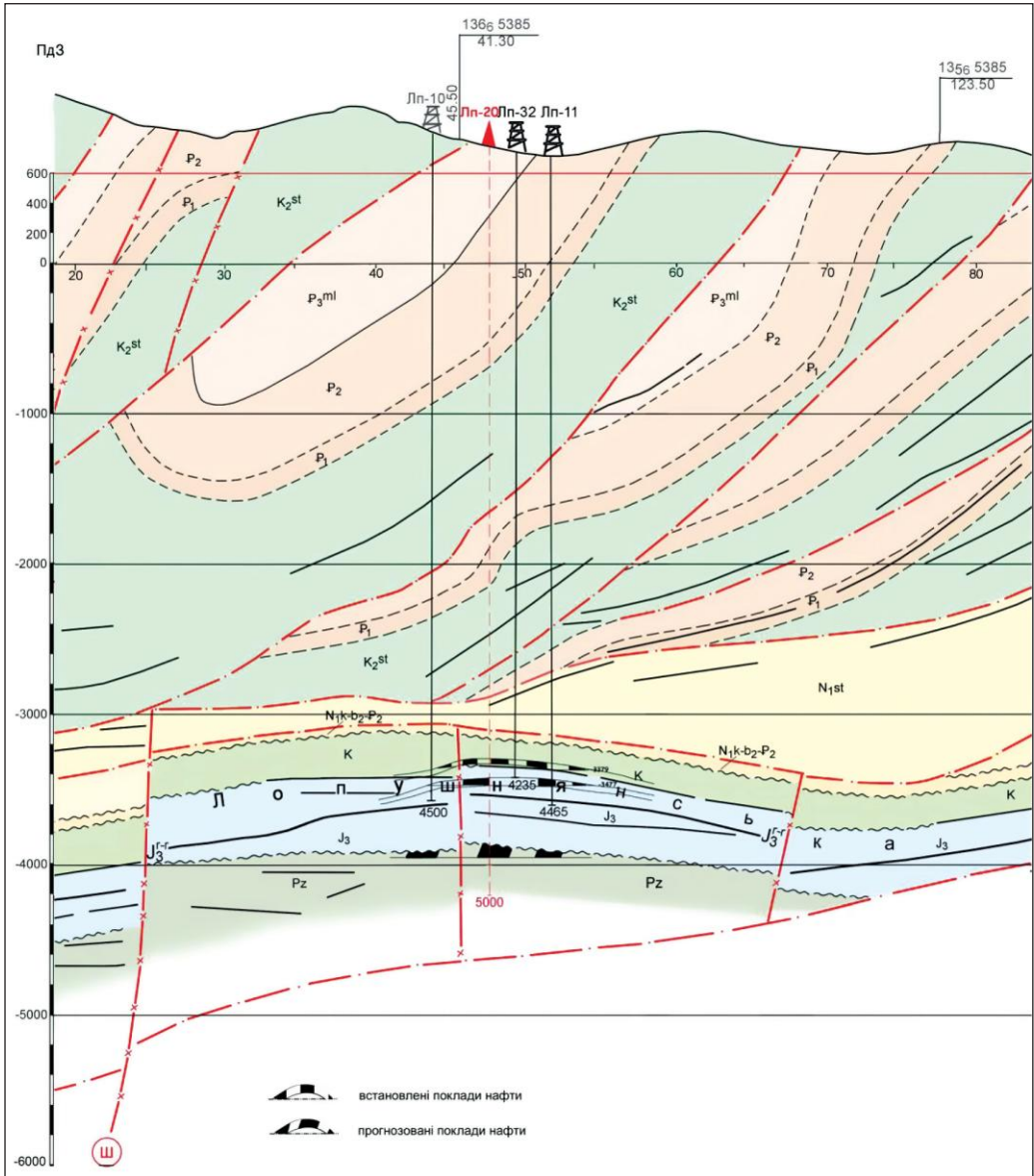


Рис. 46. Сейсмогеологічний розріз по профілю (1365389)
(за матеріалами ЗУГРЕ, Бодлак П.М., та ін., 2010 р.)

м, 4940,3–4344,5 м) з питомим опором 3,9–8,0 Ом·м коефіцієнтом пористості 7–9% та насиченістю 51%. В розрізі крейди виділені 2 перспективні об'єкти, які можуть бути нафтонасичені – один у відкладах сеноману (верхня крейда), інтервал 4835,3–4841,2 м. Колектори представлені пісковиками і алевролітами. Питомий опір порід-колекторів сеноману (верхня крейда) становить 4,4 Ом·м, пористість – 9%, насиченість – 54%. Для колекторів альбу (нижня крей-

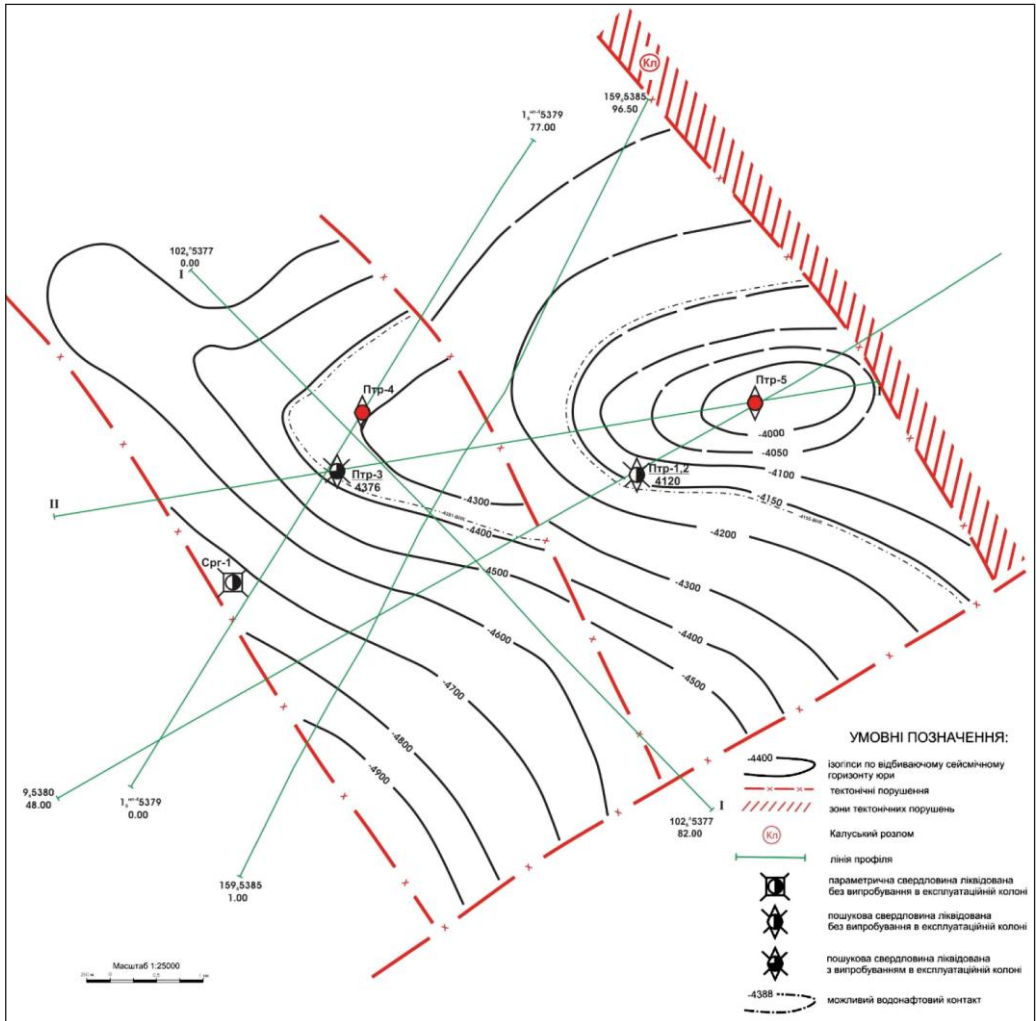


Рис. 47. Петровецька структура. Структурна карта по відбивному сейсмічному горизонту J (нижнівська світа – колектор) (ЗУГРЕ, Гневуш В.В., 2010 р.)

да) питомий опір становить 6,5 Ом·м, пористість – 6 %, насиченість – 60 %. Перспективність Петровецької структури підтверджують результати обробки сейсмічного матеріалу за методикою амплітудно-частотної характеристики середовища (АЧХС), якою встановлено наявність добрих колекторів і покришок, що відображено на профілях зоною розущільнення, яка знаходиться на контакті порід юрського і крейдового віку.

Крім того, значення коефіцієнта аномальності початкового пластового тиску, порахованого для відкладів нижнівської світи верхньої юри в св. Петровецька-3, який становить 1,72 і є наближеним до відповідного коефіцієнта в продуктивних частинах Лопушнянського родовища (1,74–1,79), також може вказувати на перспективність Петровецької структури.

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

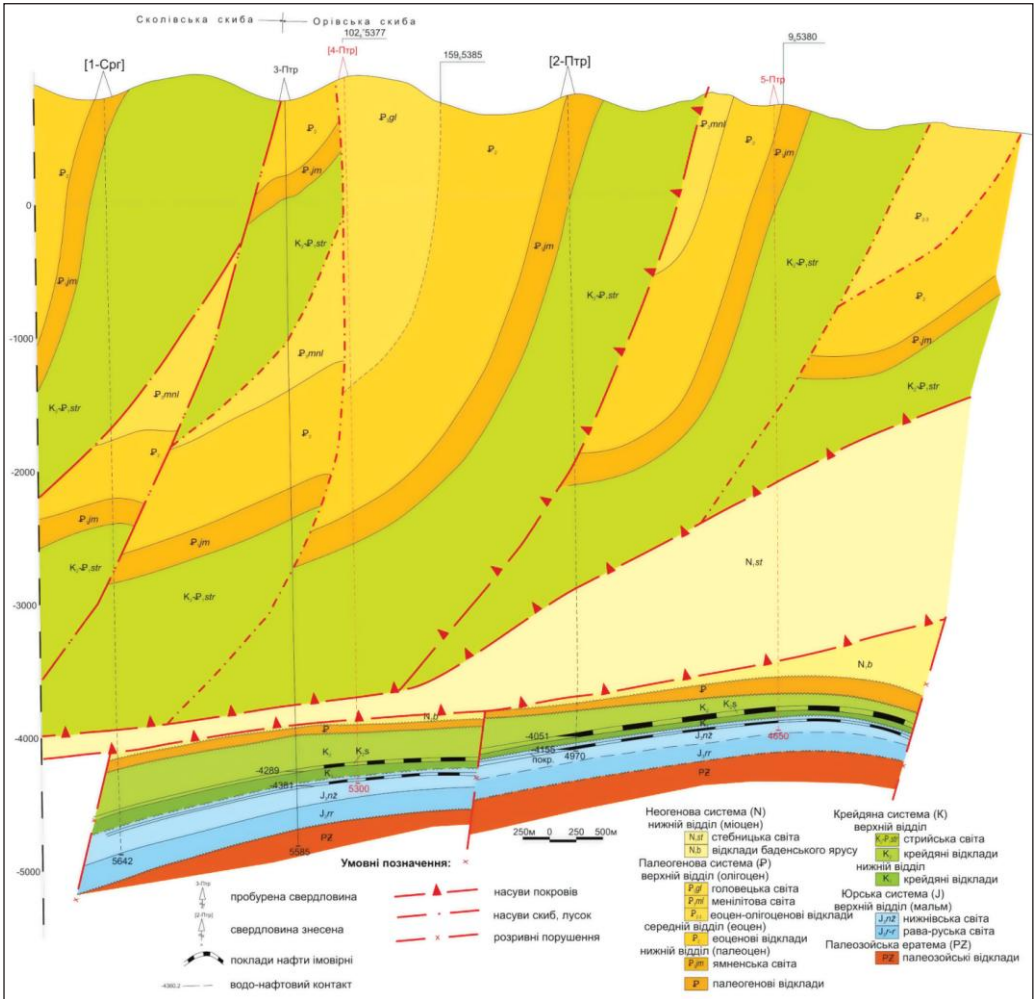


Рис. 48. Петровецька структура. Геологічний розріз по лінії II-II

Таким чином, на Петровецькій структурі в південно-західному блоці прогнозується відкриття покладів нафти у відкладах верхньої крейди (сеноману) та верхньої юри (нижнівська світа). В покрівлі нижнівської світи південно-західного та північно-східного блоків залягає товща щільних вапняків, яка є доброю покривкою для юрського покладу, а також може слугувати боковим екраном для покладу у верхній крейді та верхній юрі. Тип покладу для відкладів верхньої крейди – пластовий склепіневий тектонічно-екранований (з північного сходу екранується непроникною товщею вапняків нижнівської світи північно-східного блоку). Для відкладів нижнівської світи прогнозується тип покладу пластовий склепіневий тектонічно-екранований з північного сходу щільними породами нижнівської світи верхньої юри суміжного блоку.

В північно-східному блоці прогнозується відкриття покладів нафти у відкладах верхньої та нижньої крейди (сеноману+альбу) та верхньої юри (нижнівської світи).

Для відкладів альб-сеноману ($K_{1c} + K_2$) прогнозується пластовий склепіневий тип покладу тектонічно-екранований (з північного сходу екранується щільними палеозойськими відкладами сусіднього блоку). Для відкладів нижнівської світи верхньої юри прогнозується пластовий склепіневий тектонічно-екранований з північного сходу щільними породами палеозою суміжного блоку.

Для підрахунку перспективних ресурсів по кожному покладу прийняті параметри відповідно до даних ГДС по св. Петровецька-2, 3 та по аналогії з Лопушнянським родовищем.

Для південно-західного блоку абсолютна відмітка умовного ВНК для покладу в сеноманських відкладах верхньої крейди взята по підшві (нафтонасиченого пласта св. Петровецька-3 і становить -4289 м. Площа нафтоносності в межах контуру нафтоносності та порушення становить 5 км^2 . Абсолютна відмітка умовного водонафтового контакту (ВНК) для покладу в нижнівській світі верхньої юри взята по підшві (за ГДС) нафтонасиченого пласта св. Петровецька-3 і становить -4381 м. Площа нафтоносності в межах контуру нафтоносності та порушення становить $4,5 \text{ км}^2$.

Для північно-східного блоку абсолютна відмітка умовного ВНК для альб-сеноманського покладу крейди взята по підшві нафтонасиченого пласта в св. Петровецька-2 і становить -4051 м. Площа нафтоносності в межах контуру нафтоносності та порушення становить 10 км^2 . Абсолютна відмітка умовного ВНК для покладу в нижнівській світі верхньої юри взята по підшві нафтонасиченого пласта в св. Петровецька-2 і становить -4155 м. Площа нафтоносності в межах контуру нафтоносності та порушення становить 11 км^2 .

Підрахункові параметри і підрахунок перспективних ресурсів нафти на Петровецькій структурі приведені в табл. 87.

Таблиця 87. Підрахунок перспективних ресурсів Петровецької площі

Поклад	Площа, тис. м^2	Товщина, м	Коефіцієнти				Густина нафти $\text{кг}/\text{м}^3$	Ресурси, тис. т
			пористості	нафтонасичення	перерахунковий	нафтовідачі		
Південно-західний блок (Петровецька-3)								
Верхньоюрський (нижнівська світа)	4500	12	0,067	0,67	0,67	0,25	833	338,2
Верхньокрейдний (сеноман)	5000	13	0,08	0,60	0,61	0,26	833	412,2
Північно-східний блок (Петровецька-2)								
Верхньоюрський (нижнівська світа)	11 000	20	0,09	0,51	0,67	0,25	833	1409
Крейдний (альб+сеноман)	10 000	24	0,09	0,60	0,61	0,26	833	1712
Всього								3871,4

Всього перспективні ресурси по двох покладах в обох блоках орієнтовно становитимуть 3871,4 тис. т нафти. Враховуючи коефіцієнт переведення (0,443 за даними ЛВ УкрДГРІ) перспективних ресурсів нафти у видобувні, запаси для Петровецької структури складуть 1715 тис. т нафти.

Північно-західніше Лопушнянської структури в 1988 р., за даними методу спільної глибинної точки (МСГТ) сейсмпартією 53/88 виявлена Таталівська структура.

З метою оцінки перспектив нафтогазоносності автохтонних відкладів неогену, палеогену, крейди та юри в межах виявленої структури пробурено св. Лопушнянська-13. Вона розкрила автохтонний комплекс від палеоген-неогенового комплексу до рава-руської світи юри. Відклади юри (нижнівська світа), до яких, приурочений відбивний горизонт J (покрівля юри), розкриті свердловиною на 300 м нижче, ніж за даними сейсмічних побудов. В свердловині випробувано 5 об'єктів, з яких у двох нижніх (відклади юри) отримано припливи пластової води. При випробуванні 3-го об'єкта (нижнівська світа верхньої юри), інтервал 5142–5130 м, отримано приплив пластової води густиною $\gamma = 1,22 \text{ г/см}^3$, дебітом $1,1 \text{ м}^3/\text{д}$ з плівкою нафти та розчиненим газом (газ горючий). Ознаки нафтогазоносності виявлені і при випробуванні четвертого об'єкта відкладів крейди (інтервал 5106–5090 м), де отримано воду дебітом $Q_b = 0,8 \text{ м}^3/\text{д}$, густиною $\gamma = 1,21 \text{ г/см}^3$. Було задокументовано, що з пластової води виділявся горючий газ, на поверхні води була присутня плівка нафти. В результаті випробування п'ятого об'єкта (відклади палеогену), інтервал 5030–5042 м, отримано флюїд (вода+нафта) дебітом $0,23 \text{ м}^3/\text{д}$.

По Таталівській площі проведено переінтерпретацію сейсмічного матеріалу минулих років з використанням комплексу технічних засобів в обробляючій системі PROMAX (ЗУГРЕ, Бодлак П.М., Яремін І.Я., 2010 р.). Переоброблено два сейсмічних профілі – 765 388, 865 388. Побудовано структурну карту по відбиваючому горизонту юри (нижнівська світа) (рис. 49) та сейсмогеологічний розріз (рис. 50). Враховуючи ці дані, нами представлено нову геологічну модель будови автохтонної частини Таталівської структури. Це брахіантиклінальна складка, амплітудою 150 м, склепінева частина якої оконтурена ізогіпсою –4500 м, північно-західне крило занурюється до позначки –4900 м. Як і у попередніх побудовах, з південного заходу структура обмежується Шепітським порушенням.

Відповідно до нових побудов св. Лопушнянська-13 пробурена на крилі брахіантикланальної складки. За результатами проведених сейсмогеологічних побудов Таталівська площа обмежується з усіх сторін тектонічними порушеннями, які добре виділяються на профілях (765388 і 865388).

За даними переінтерпретації ГДС св. Лопушнянська-13 (КУГР, Кучер С.Ф., 2010 р.) в розрізі нижнівської світи верхньої юри в інтервалі глибин 5197,2–5132,8 м у вапняках виділено пласти-колектори пористістю від 10,1 % до 6,7 %, ефективною товщиною від 12 м до 1,2 м. З них інтервал 5138,0–5134,0 м слабо-нафтонасичений з K_n 45 %, і 5134,0–5132,0 м – нафтонасичений з K_n 64 %. У теригенних розрізах крейди та палеогену за даними ГДС виділено нафтонасичені інтервали 5090,8–5106,0 м (крейда) та 5031,6–5034,4 м (палеоген). Відповідно,

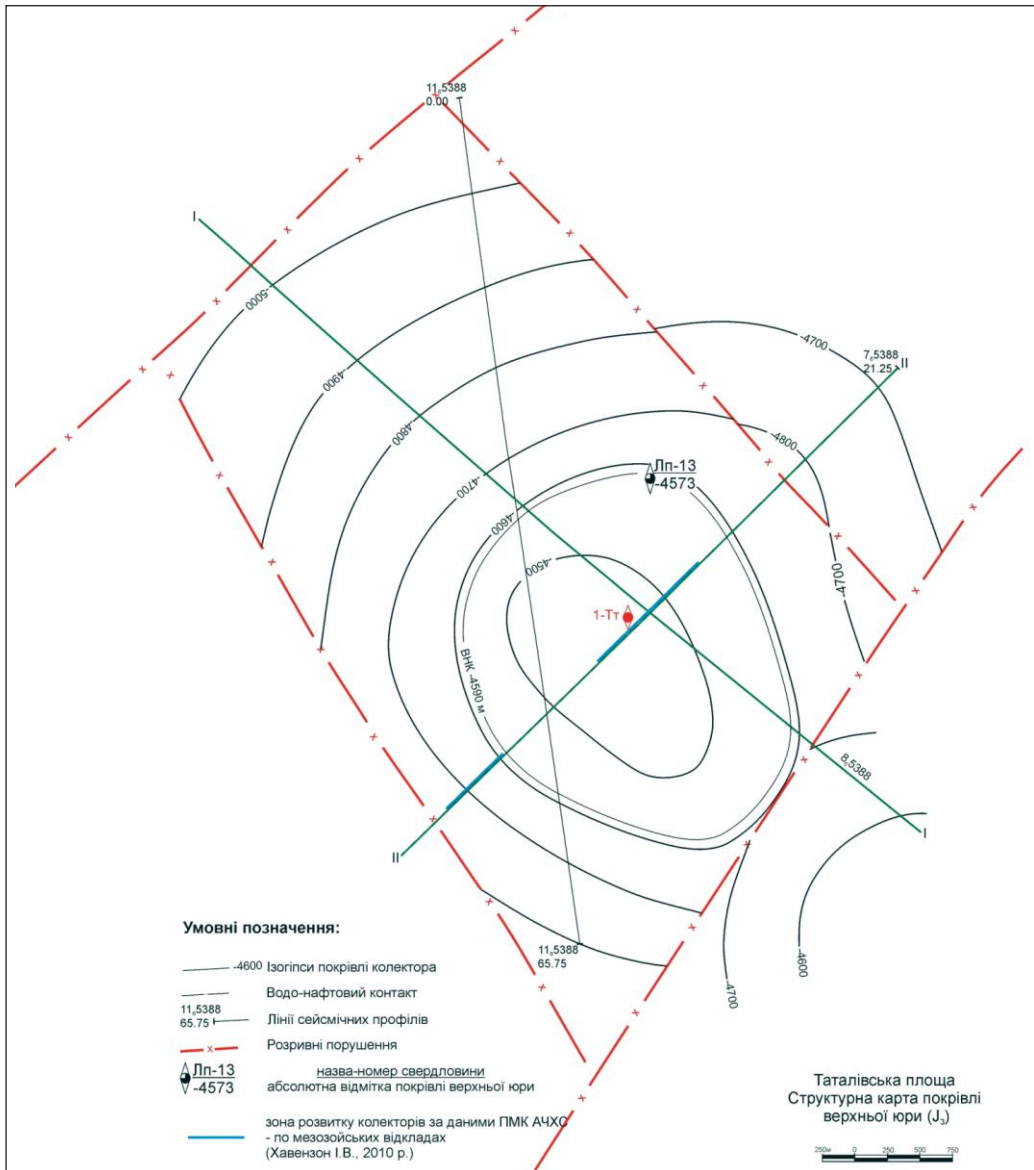


Рис. 49. Таталівська структура. Структурна карта по сейсмічному горизонту юри (нижнівська світа) (ЗУГРЕ, Бодлак П.М., Яремин І.Я., 2010 р.)

у першому з них ефективна товщина становить 11 м, K_p – 8,5 %, K_n – 51 %, у другому – 2,8 м, K_p – 7,3 %, K_n – 54 %. При випробуванні виділених інтервалів, які описано вище, отримано прямі ознаки нафтогазоносності. Найявність тут пластів-колекторів прогнозується і за даними обробки методичним комплексом амплітудно-частотної характеристики середовища (ПМК АЧХС).

Згідно з проведеними побудовами, водо-нафтовий контакт (ВНК) у масивному покладі юри буде проходити на абсолютній відмітці –4590 м, що від-

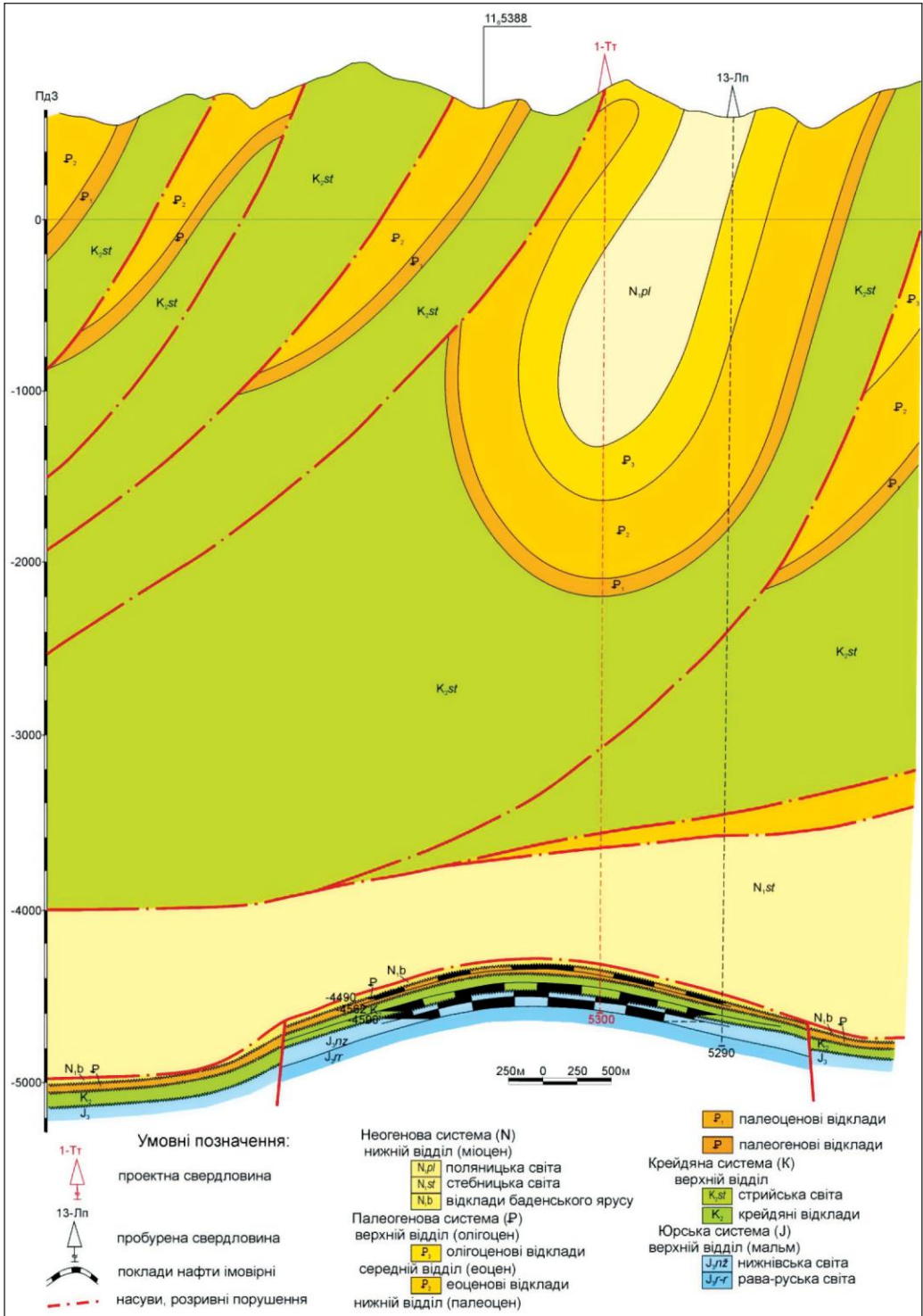


Рис. 50. Таталівська структура. Геологічний профіль по лінії II-II (765388)

повідляє підшві нафтонасиченого пласта у св. Лопушнянська-13, відповідно ВНК у пластових склепінєвих покладах крейди – на відмітці –4562 м і палеогену – на відмітці –4490 м.

Підрахунок перспективних ресурсів Таталівської структури проводиться з врахуванням вивчення геологічної будови та критеріїв нафтогазоносності встановлених на Лопушнянському родовищі.

Згідно з моделлю будови родовища поклади вуглеводнів у відкладах юри та крейди пов'язані з двома склепіннями. В найоптимальніших умовах в їх межах пробурені: в першому – св. Лопушнянська-4 і в другому – св. Лопушнянська-11, 32. Перша з них розкрила відклади нижнівської світи верхньої юри в найбільш піднятій частині біогермної споруди. Розрізи свердловин, які пробурені на крилах складки, наприклад св. Лопушнянська-7, відображають уже інші умови осадконагромадження. Відповідно до нових даних св. Лопушнянська-13 теж пробурена на крилі Таталівської структури. В ході зіставленні каротажних діаграм св. Лопушнянська-13, 14 виявлено, що вони по перспективних комплексах юри та крейди дуже добре корелюються між собою. В цих свердловинах в результаті випробування встановлені прямі ознаки нафтогазоносності. Можна припустити, що вони знаходяться в районі контурів нафтоносності.

У склепінєвій частині св. Лопушнянська-4 відкрито масивний поклад у відкладах юри та пластові склепінєві поклади у відкладах крейди. Продуктивні комплекси характеризуються тут покращеними колекторськими властивостями та збільшеними ефективними товщинами відносно св. Лопушнянська-7. Тому, виходячи з принципу аналогій, приймаємо, що і у склепінєвій частині Таталівської структури будуть відкриті аналогічні з Лопушнянським родовищем поклади: масивні – у юрі та пластові склепінєві у крейді та палеогені.

Для підрахунку перспективних ресурсів прийняті параметри такі ж, як і для Лопушнянського родовища (блок св. Лопушнянська-4): по крейді – 25 м, $K_{п} - 12\%$, $K_{н} - 70\%$, по юрі – 55 м, $K_{п} - 10\%$, $K_{н} - 64\%$.

Підрахунок перспективних ресурсів нафти на Таталівській структурі приведений в табл. 88. Сумарні перспективні ресурси на Таталівській структурі становлять 3981,6 тис. т нафти. З них, враховуючи коефіцієнт переведення ресурсів у видобувні запаси (0,443 за даними ЛВ УкрДГРІ) отримаємо 1764 тис. т видобувних запасів нафти.

Таблиця 88. Підрахунок перспективних ресурсів Таталівської площі

Поклад	Площа, тис. м ²	Товщина, м	Коефіцієнти				Густина нафти кг/м ³	Ресурси, тис. т
			пористості	нафтонасичення	перерахунковий	нафтовіддачі		
Палеоген	5000	3,0	0,10	0,70	0,61	0,26	833	138,7
Верхня крейда, сеноман	5000	25,0	0,12	0,70	0,61	0,26	833	1387,2
Верхня юра, нижнівська світа	5000	55,0	0,10	0,64	0,67	0,25	833	2455,7
Всього								3981,6

4.3. ПІВДЕННИЙ РЕГІОН

Детально особливості геологічної будови Південного НГР і перспективи нетрадиційної нафтогазоносності його структурних комплексів, петрофізичні та геохімічні особливості порід розглядаються в роботах [76, 98 та ін.]. В регіоні виділено чотири перспективних вуглецево-глинистих формації: нижньодевонська Переддобрудзького прогину, тріас-юрська Гірського і Рівнинного Криму (таврійська серія), альб-сеноманська Каркінітсько-Північнокримського прогину, олігоцен-міоценова Рівнинного Криму і шельфу Чорного і Азовського морів (майкопська серія).

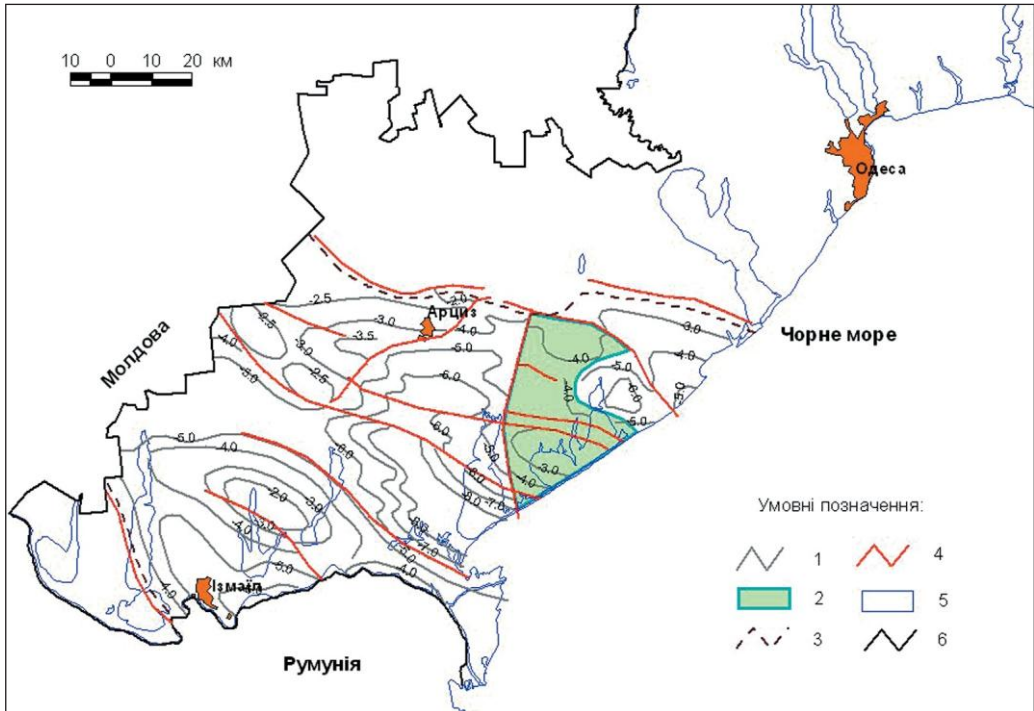
Нижньодевонська вуглецево-глиниста формація Переддобрудзького прогину. Найбільшої товщини (понад 2000 м) нижньодевонські відклади сягають в Алуатській та Саратовській западинах, розділених Оріховським виступом, де вони відсутні. Формація представлена пачками перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів. У підпорядкованих кількостях відмічаються прошарки вапняків, мергелів, доломітів, а локальними ділянками і пачки ефузивних порід. Виділяються три світи: кочулійська, ларгуцька та енікійська, поширені в депресійних структурах. У межах консидементаційних піднять їм відповідають переважно карбонатні лимарська (нерушайська), зміїноострівна та фідонісійська світи.

У глинистих відкладах девону вміст $S_{\text{орг}}$ змінюється від 0,3 до 4,5 %, вміст бітумоїдів становить 0,06–0,3 %, кероген II типу. Вміст сульфідної сірки – 0,35–0,48 %, а величина відношення закисного заліза до оксидного у середньому становить 8,5, що вказує на відновлювальні умови осадоагромадження.

У цілому палеозойські відклади Переддобрудзького прогину перетворені до стадії пізнього катагенезу й раннього метагенезу й можуть генерувати газ. Умови, сприятливі для генерації нафти, збереглися тільки на локальних піднятих ділянках, а отже, палеозойські відклади прогину не можна вважати регіонально перспективними для пошуків сланцевої нафти. Певні перспективи слід пов'язувати з нижньодевонськими утвореннями північно-східних районів Переддобрудзького прогину (Саратовський блок) (рис. 51).

Тріас-юрська вуглецево-глиниста формація Гірського і Рівнинного Криму (таврійська серія). Нафтогенераційні властивості тріас-юрських відкладів таврійської серії Північнокримського прогину та Гірського Криму є неоднорідними. Відклади належать до флішової формації і є значною мірою дислокованими. Генетичний потенціал порід ($S_1 + S_2$), визначений за даними піролізу, вельми низький (максимальні значення 0,54 кг ВВ на тонну породи). Судячи зі значень T_{max} (415–527), значення індексу продуктивності PI (0,03–0,5), більша частина генераційного потенціалу ОР вже реалізована. Низькі значення водневого індексу HI (7–88) також вказують на залишковий характер керогену.

Органічна речовина таврійської серії має гумусово-сапропелевий склад, домішка гумусових фрагментів є доволі істотною. Вміст $S_{\text{орг}}$ у відкладах серії становить 0,35–2,01 % [3]. Вміст хлороформного бітумоїду доволі невисокий: від 0,002 до 0,0253 %; максимальна концентрація – 0,0253 %. Ступінь бітумінізації ОР незначний – до 3 %, що є показником як «залишковості» бітумоїдів, так і невисокої якості вихідної ОР. Ступінь перетворення порід серії варіює у



1 – ізогіпси підшови середньодевонських відкладів (за матеріалами буріння та сейсмозрозвідки); 2 – територія поширення перспективної нижньодевонської сланцевої товщі; 3 – територія поширення девонських відкладів; 4 – головні тектонічні порушення; 5 – гідрографічна сітка; 6 – державний кордон України.

Рис. 51. Перспективна ділянка нижньодевонського комплексу Передобрудзького прогину [240]

широких межах. Найменш перетворені (МК₁) породи у нижній частині схилу гори Великий Кермен. Рівень катагенезу аргілітів з Мангушського яру (підніжжя г. Шелудива) відповідає градації МК₂. Більшість досліджених зразків відповідає середній стадії перетворення – вони потрапляють у так зване «нафтове вікно». Найбільш перетворені (МК₄–МК₅) аргіліти, з яких складається лівий схил Мангушського яру. Максимальний рівень перетворення порід (АК) відмічений на південному схилі плато Патіль. Наявність у безпосередній близькості (менше 500 м) порід, що різняться за ступенем зрілості на 2–3 градації, пояснюється порушенням нормальної послідовності нашарувань або впливом дрібних інтрузивних тіл.

У цілому, відклади таврійської серії характеризуються нафтогазоматеринським потенціалом, який може становити практичний інтерес, хоча породи таврійської серії зазнали доволі значних катагенетичних змін. Фізичні властивості порід, їхні структурно-текстурні та мінеральні особливості свідчать про стадію глибинного катагенезу. На контакті з виверженими утвореннями вони інтенсивно перетворені метасоматичними процесами (метагенез, початковий

метаморфізм). У зв'язку з глибокими змінами порід значно метаморфізована й органічна речовина, яка не вилучається органічними розчинниками. Рухомі бітумоїди, ймовірно, емігрували раніше за простяганням у пористі горизонти кластогенних товщ, а також у вищезалеглі утворення.

Нафтогазопрояви у Гірському і Передгірському Криму відомі давно [230]. З таврійської серії спостерігалися слабкі виходи газу в джерелі Аджи-Су, в районі м. Магарач, Лівадія, Ореанда та ін.; слабкі виділення газу з незначним вмістом метану фіксувалися у таврійських відкладах при бурінні Ялтинської свердловини; поблизу Алупки виділявся газ, що на 95–98 % складався з вуглеводнів. Східніше у нижньоюрських відкладах Двоякірної антикліналі (св. 26 та 42) відмічені пісковики, насичені нафтою. Подібні пісковики виявлені і на Планерській площі, а при бурінні свердловини 3, тут зафіксований газовий викид. Газопрояви спостерігалися при проходці глибокої свердловини на Гончарівській площі та з бітакських конгломератів на південному крилі Сімферопольської антикліналі.

Отже, нафтогенераційні властивості тріас-юрських відкладів таврійської серії неоднорідні. Вуглеводневий потенціал значно змінюється в межах регіону, а також в районах поширення вивержених порід. Крім того, беручи до уваги той факт, що відклади таврійської серії належать до флішової формації і є значною мірою дислокованими, умови збереження в них автохтонних рідких вуглеводнів несприятливі. Однак, враховуючи морський генезис ОР, її гумусово-сапропелевий склад, вміст органічного вуглецю, що місцями перевищує 2 %, а також ступінь постседиментаційних перетворень цих відкладів, який у деяких районах відповідає зоні утворення нафти, не слід виключати можливість локальної перспективності цих відкладів для пошуків сланцевої нафти. Зокрема, треба відмітити район Мангушського яру (підніжжя г. Шелудива).

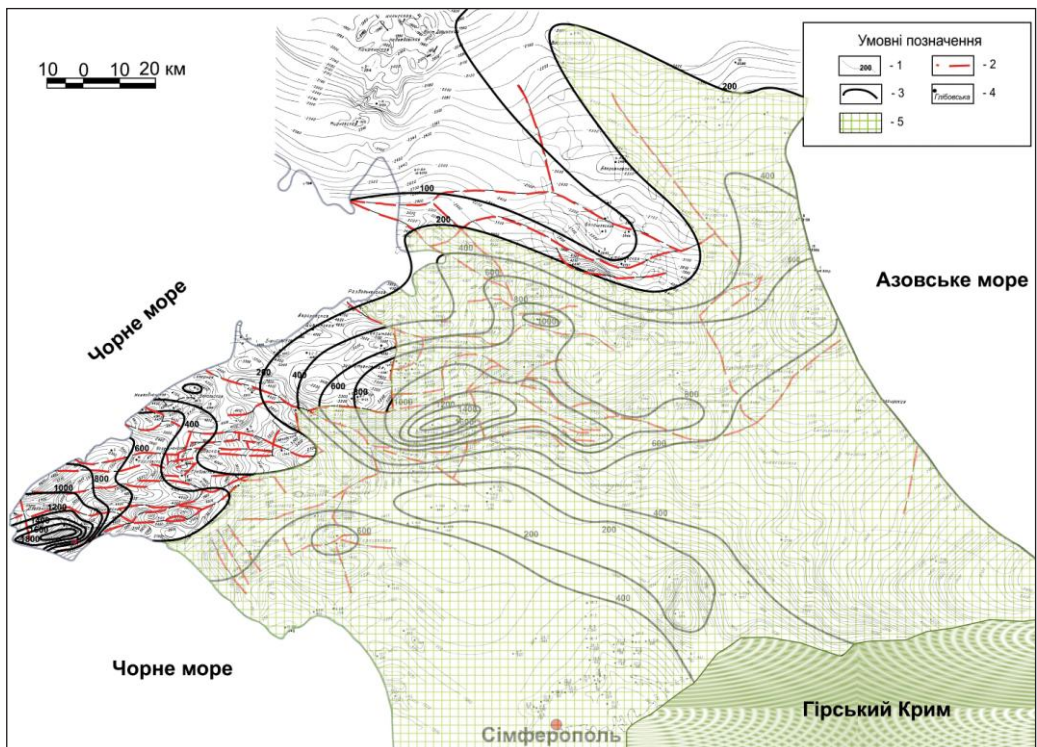
Альб-сеноманська вуглецево-глиниста формація Каркінітсько-Північнокримського прогину. Чорносланцеві утворення альб-сеноману мають ознаки формування в анаеробних умовах, про що свідчить підвищений вміст РОР, видова обмеженість бентосу, тонка шаруватість, значна кількість біогенного кремнезему.

У Північнокримському й Індоло-Кубанському прогинах вміст $S_{орг.}$ у відкладах нижньої крейди становить в середньому близько 0,8 % і досягає в альбських відкладах 1,9 %. Кероген II і III типів, градація катагенезу – МК₁–МК₃. Потенціал цих відкладів міг реалізуватися у найглибших частинах Північнокримського прогину й у західній частині Індоло-Кубанського прогину [230].

Сучасні температури у відкладах альбу в межах північно-західного шельфу Чорного моря відповідають умовам головної зони нафтоутворення [230]. Винятком є район Каламітського виступу (св. Іллічівська-2) і, певною мірою, Крайового ступеня (св. Десантна-1), де температури є нижчими від необхідних для початку генерації ВВ. У цілому можна припускати, що там, де потужність кайнозойських порід становить не менше ніж 2,5 км, температурні умови відповідають верхній частині зони нафтогенерації. У цьому випадку можна прогнозувати, що у найбільш глибоких частинах Північнокримського та Індоло-Кубанського прогинів ці відклади прогріті до температур 150° і вище.

Отже, у Північнокримському і Індоло-Кубанському прогинах генетичний тип керогену (II і III) і стадія катагенезу (МК₁–МК₃) є сприятливими для генерації рідких вуглеводнів, проте низький вміст С_{орг.}, що не перевищує 1,9 % (середній 0,8 %) не дозволяє розглядати ці відклади як перспективні для пошуків сланцевої нафти. Певні перспективи можна пов'язувати лише із північним крилом Індоло-Кубанського прогину і прилеглим Єйсько-Березанським підняттям, де альбські відклади розглядаються як нафтогенеруючі (рис. 52). Крім того, перспективними можна вважати деякі локальні прогини у північній частині Азовського моря і північно-західний шельф Чорного моря. Втім, з огляду на недостатню кількість даних щодо вмісту і розподілу С_{орг.}, необхідні подальші детальні дослідження для можливого виявлення ділянок, перспективних для пошуків сланцевої нафти.

Олігоцен-міоценова вуглецево-глиниста формація Рівнинного Криму і шельфу Чорного і Азовського морів (майкопська серія). Майкопська серія розглядається як основна нафтогазоматеринська товща кайнозойського розрізу Причорноморсько-Північнокавказької газонафтоносної провінції. Незважаючи на значне поширення цих відкладів, їх детальна нафтоматеринська характерис-



1 – ізогіпси підшови нижньокрейдових відкладів (за матеріалами буріння та сейсмозв'язки), 2 – тектонічні порушення, 3 – ізогіпси потужності середньо-верхньоолігценових відкладів, 4 – свердловини, 5 – території, перспективні на сланцевий газ.

Рис. 52. Перспективні ділянки нижньокрейдового комплексу (альб) Рівнинного Криму [240]

тика розглядалась у небагатьох роботах [240]. Особливо мало даних про нижній майкоп із центральних, найбільш занурених і найважливіших для визначення їх нафтогенераційного потенціалу ділянок прогинів. Майкопські відклади ділянки зчленування Сиваського прогину й Азовського валу (Стрілкове родовище) мають низький вміст $C_{\text{орг.}}$ 0,4–0,9 %, який зростає у продуктивному інтервалі до 1,4 %. Органічна речовина переважно III типу, рівень катагенезу відповідає градації ПК₂.

Піролітичними дослідженнями порід в розрізі по р. Біла показано, що найбільший нафтогенераційний потенціал мають надостракодові шари середнього майкопу. Нижній і верхній майкоп відрізняються низьким нафтогенераційним потенціалом.

Майкопські породи Керченського півострова на глибинах до 1,5–2,0 км містять незрілу ОР, що засвідчують низькі температури піролізу. Очевидно, такі породи не можуть бути перспективними для пошуків сланцевої нафти. Втім, за нашими даними, породи з глибин 4010–4604 м (св. Поворотна-4, 5) та 3818–4259 м (св. Самарлінська-1) знаходяться нижче «нафтового вікна». Отже, у районі Керченського півострова положення зони генерації нафти можна очікувати в інтервалі глибин 2–4 км. У разі розвитку тут порід майкопської світи зі значним вмістом $C_{\text{орг.}}$ і високим нафтогенераційним потенціалом, вони можуть бути перспективними для пошуків сланцевої нафти. Значення відбивної здатності вітриніту по двох зразках із св. Фонтанівська-6 і 12 показують, що породи на глибинах понад 3000 м є незрілими, але це потребує додаткових досліджень.

На північно-західному шельфі Чорного моря породи майкопської світи, які залягають на глибинах від 2000 м, можуть генерувати нафтові вуглеводні і, за умов збагачення ОР, їх можна розглядати як перспективні об'єкти. У центральній частині Кримського півострова породи майкопської світи в інтервалі глибин 845–892 м хоча й містять значну кількість $C_{\text{орг.}}$, є незрілими, і тому не можуть розглядатися як перспективні для пошуків сланцевої нафти.

На Таманському півострові головна зона нафтоутворення розташована на глибинах 3–6 км [93]. Отже, породи майкопської світи, які залягають у цьому діапазоні глибин, за умов високого вмісту $C_{\text{орг.}}$ і нафтогенераційного потенціалу, можуть бути перспективними для пошуків сланцевої нафти.

У результаті проведених досліджень встановлений високий вміст $C_{\text{орг.}}$ (2,26–16,70 %) і ТОС (1,5–10,2 %) в породах майкопської серії, однак вони, як правило, термально незрілі й не можуть розглядатися як перспективні для пошуків сланцевої нафти (табл. 89–91). Винятком є породи в св. Голіцина-1, 9, де відбивна здатність вітриніту досягає значень, характерних для нижньої частини зони утворення нафти (0,8–1,8), що свідчить о сприятливих термальних умовах на нижніх горизонтах розповсюдження майкопських відкладів і об'їх можливому нафтогенераційному потенціалі. Це підтверджується аналізом компонентного складу газів зі свердловин Голіцина-1, Архангельська-21, Джанкойська-1, Північно-Казантипська-3, Субботіна-1. Тут на значних глибинах розвинені середньо- і високогазонасичені породи, із середнім коефіцієнтом відносності, із суттєвими домішками гомологів, дещо збагачені сірководнем, що вказує на

їх перспективність щодо газонафтовмісності, незважаючи на їх термічну незрілість. Це протиріччя може бути наслідком міграції газонафтових компонентів із нижніх горизонтів товщі в вище залягаючи горизонти.

Таким чином, на глибинах понад 2000 м відклади майкопської серії, при підтвердженні значних об'ємів порід, збагачених органічною речовиною, можуть розглядатися як перспективні для пошуків сланцевої нафти. В плані оцінки перспектив сланцевої нафти у Причорноморсько-Кримському регіоні можна зазначити, що виявлені нафтові поклади є індикатором того, що, залягаючи глибше, чорносланцеві відклади альбу та майкопської серії мають достатній нафтогенераційний потенціал та оптимальний ступінь термальної зрілості, яка відповідає головній зоні нафтоутворення, а отже, ці товщі, за умов їх достатнього поширення у розрізі й по латералі, можуть бути перспективними для пошуків сланцевої нафти.

Таблиця 89. Результати визначення масових часток елементів у породах майкопу Азово-Чорноморського регіону

Свердловина	№ проби	Інтервал, м	Порода	$C_{орг.}, \%$	$H_2O^-, \%$	$U \cdot 10^3, \%$	$CO_{2карб.}, \%$
Архангельська-21	171АХ	867	Аргіліт	3,84	3,20	2,3	0,71
—”—	172АХ	872	Алевроліт	3,46	3,40	2,3	0,05
—”—	173АХ	877	Алевроліт	2,26	1,86	2,3	0,05
—”—	174АХ	878	Алевроліт	2,62	2,18	2,5	0,66
Голіцина-7	163ГЛ	570	Аргіліт	3,36	3,20	2,3	0,22
Голіцина-1	165ГЛ	1034	Мергель	2,20	0,46	2,2	22,00
Голіцина-6	162ГЛ	1812	Мергель	4,42	0,90	3,4	9,07
Голіцина-9	164ГЛ	2100	Аргіліт	3,60	3,24	2,5	1,15
Голіцина-12	161ГЛ	2710	Аргіліт	2,90	0,76	1,6	16,0
Джанкойська-1	166ДЖ	845	Алевроліт	5,24	4,0	4,0	1,43
—”—	167ДЖ	866	Аргіліт	4,84	3,22	2,3	0,05
—”—	168ДЖ	876	Мергель	16,70	1,34	1,9	14,85
—”—	169ДЖ	885	Аргіліт	4,80	2,82	2,4	0,82
—”—	170ДЖ	892	Пісковик	4,32	2,50	3,0	0,11
Фонтанівська-6,-12	180ФН	3292	Аргіліт	4,02	1,40	1,8	1,21
—”—	179ФН	3695	Пісковик	3,20	1,70	1,6	1,15
Пів. Казантипська-3	151ПК	1042	Алевроліт	4,88	3,16	2,4	0,5
—”—	152ПК	1100	Глина	6,26	2,52	2,4	2,58
—”—	155ПК	1420	Алевроліт	4,96	2,82	2,9	0,1
—”—	156ПК	1550	Алевроліт	7,36	2,02	2,2	3,74
—”—	158ПК	2250	Аргіліт	3,86	2,16	2,3	0,16
—”—	159ПК	2587	Алевроліт	5,76	1,50	2,0	2,91
—”—	157ПК	2590	Алевроліт	4,66	1,00	2,0	2,25
—”—	160ПК	2597	Алевроліт	3,52	1,24	1,9	0,11
Субботіна-1	176СБ	1363	Аргіліт	5,62	3,54	3,7	1,37
—”—	178СБ	1960	Аргіліт	3,56	2,26	3,1	0,11
—”—	177СБ	2330	Аргіліт	7,18	3,54	3,9	0,11

4. ПЕРСПЕКТИВНІ СТРАТИГРАФІЧНІ КОМПЛЕКСИ І СТРУКТУРИ

Таблиця 90. Результати термічного аналізу порід майкопської серії

Свердловина	№ проби	Інтервал, м	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
Архангельська-21	171АХ	867	2,65717	1,21605	0,37197	2,49372	4,08174
—”—	172АХ	872	2,77925	1,26635	0,44985	3,061	4,77720
—”—	173АХ	877	1,23526	0,40736	0,16992	1,32142	1,89870
—”—	174АХ	878	1,83361	0,40274	0,3087	1,86669	2,57813
Голіцина-7	163ГЛ	570	3,26824	0,81681	0,55893	2,86668	4,24242
Голіцина-1	165ГЛ	1034	0,31816	0,12233	0,06937	0,50347	0,69517
Голіцина-6	162ГЛ	1812	1,34529	0,42096	0,32277	2,2451	2,98883
Голіцина-9	164ГЛ	2100	2,75152	1,05531	0,23921	2,68154	3,97606
Голіцина-12	161ГЛ	2710	1,03429	0,30451	0,11168	1,14303	1,55922
Джанкойська-1	166ДЖ	845	2,57218	2,41294	0,68067	3,8666	6,96021
—”—	167ДЖ	866	1,85152	1,47429	0,86969	3,24164	5,58562
—”—	168ДЖ	876	1,13313	0,49954	0,36499	9,3634	10,22793
—”—	169ДЖ	885	2,30362	1,49872	0,61186	3,93461	6,04519
—”—	170ДЖ	892	2,41542	1,38834	0,6627	3,03939	5,09043
Фонтанівська-6,-12	180ФН	3292	1,37672	0,47521	0,21142	3,21077	3,8974
—”—	179ФН	3695	1,36006	0,61568	0,25612	2,0656	2,9374
Пів.Казантипська-3	151ПК	1042	3,09216	1,69517	0,98341	3,95018	6,62876
—”—	152ПК	1100	2,21900	1,03713	0,70523	4,50244	6,24480
—”—	155ПК	1420	3,40456	1,42931	0,57324	3,39096	5,39351
—”—	156ПК	1550	1,86111	0,72304	0,44924	6,47368	7,64596
—”—	158ПК	2250	2,33990	0,89911	0,39072	3,38226	4,67209
—”—	159ПК	2587	1,91056	0,41764	0,45232	5,20013	6,07009
—”—	157ПК	2590	1,29525	0,27539	0,43391	5,81590	6,52520
—”—	160ПК	2597	1,37545	0,84138	0,55624	3,08936	4,48698
Субботіна-1	176СБ	1363	2,32715	1,94168	0,53414	4,03800	6,51382
—”—	178СБ	1960	2,66655	1,68535	0,54945	3,54330	5,77810
—”—	177СБ	2330	2,17382	1,74700	0,46576	3,76931	5,98207

Таблиця 91. Результати виміру відбивної здатності вітриніту в породах Азово-Чорноморського регіону

Свердловина	Проба	Глибина, м	Заміри	Кількість	Середнє
Архангельська-21	171АХ	867	0,32; 0,38; 0,40; 0,50; 0,52	5	0,42
—”—	172АХ	872	0,36; 0,38; 0,39; 0,41; 0,41; 0,42; 0,42; 0,44; 0,45; 0,48; 0,50; 0,50	12	0,43
—”—	174АХ	878	0,36; 0,36; 0,38; 0,38; 0,45; 0,46; 0,48; 0,50; 0,51	9	0,43
Голіцина-1	165ГЛ	1034	1,00; 1,45; 1,50; 1,55; 1,70; 1,80; 2,50	7	1,64
Голіцина-9	164ГЛ	2100	0,30; 1,01; 1,20	3	0,84
Джанкойська-1	166ДЖ	845	0,35; 0,40; 0,71; 0,82; 4,00; 4,10; дуже мало	6	0,57
—”—	167ДЖ	866	0,20; 0,24; 0,28; 0,32; 0,34; 0,36; 0,80	7	0,36

Продовження таблиці 91

Свердловина	Проба	Глибина, м	Заміри	Кількість	Середнє
Джанкойська-1	168ДЖ	876	Вітриніт не знайдений	-	-
—"	169ДЖ	885	0,38; 0,38; 0,44; 0,44; 0,45; 0,46; 0,47; 0,48; 0,48; 0,50; 0,52; 0,52; 0,54; 0,55; 0,56; 0,60; 0,62; 0,71	18	0,51
—"	170ДЖ	892	0,34; 0,35; 0,36; 0,40; 0,41; 0,42; 0,42; 0,44; 0,48; 0,50; 0,52; 0,55; 0,61; 0,65	14	0,46
Фонтанівська-6, -12	180ФН	3292	0,45; 0,48; 0,50; 0,54; 0,75; 0,80; мало озалізнений	6	0,59
—"	179ФН	3695	0,42; 0,45; 0,50; 0,51; 0,53; 0,55; 0,55; 0,55; 0,55; 0,57; 0,58; 0,59; 0,59; 0,60; 0,60; 0,60; 0,61; 0,62; 0,62; 0,62; 0,63; 0,64; 0,66; 0,66; 0,67; 0,69; 0,70; 0,72; 0,74; 0,80	30	0,60
Пів. Казантипська-3	155ПК	1420	0,30; 0,32; 0,34; 0,35; 0,36; 0,37; 0,37; 0,38; 0,41; 0,42; 0,50; детриніт	11	0,37
—"	159ПК	2587	0,38; 0,44; 0,44; 0,45; 0,48; 0,49; 0,51; 0,52; 0,53; 0,53; 0,54; 0,54; 0,55; 0,56; 0,58; 0,60; 0,62	17	0,52
—"	157ПК	2590	0,26; 0,32; 0,34; 0,34; 0,34; 0,35; 0,35; 0,36; 0,36; 0,36; 0,37; 0,37; 0,38; 0,39; 0,40; 0,40; 0,40; 0,42; 0,45; 0,45	20	0,37
—"	160ПК	2597	0,32; 0,33; 0,35; 0,36; 0,38; 0,40; 0,42; 0,55; 0,60; 0,64	10	0,44
Субботіна-1	176СБ	1363	0,48; 0,05; 0,54; 0,54; 0,68; 0,75; дрібний	6	0,51
—"	178СБ	1960	0,39; 0,46; 0,47; 0,48; 0,48; 0,48; 0,50; 0,52; 0,52; 0,55; 0,60	11	0,50
—"	177СБ	2330	0,46; 0,47; 0,48; 0,48; 0,48; 0,49; 0,51; 0,53; 0,54; 0,54; 0,54; 0,55; 0,60; 0,61; 0,62; 0,65; 0,70; 1,40	18	0,59

4.4. ПЕРСПЕКТИВИ УЩІЛЬНЕНИХ КАРБОНАТНИХ І КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТИХ ПОРІД

В процесі виконання робіт по оцінці перспектив пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в нафтогазоносних басейнах України було встановлено, що поряд із сланцевими утвореннями та ущільненими піщано-алевролітовими породами певні перспективи в цьому плані можуть мати і породи інших літологічних типів. Передусім це відноситься до карбонатних утворень. Висока перспективність карбонатних утворень на наявність неконвекційних вуглеводнів підтверджується промисловою розробкою таких скупчень у низці осадових басейнів і суббасейнів північноамериканського континенту, зокрема в Уїллістоунському, Мексиканської затоки (Остін Чок Тренд, Іст Техас-Норт Луїзіана Солт, Хейнсвілл), Західному Внутрішньому (Денвер-Джулісберг, Паудер-Рівер та Біг-Хорн), Аппалацькому передовому прогині, Мічиганському, Форт-

Уерт, Мідконтиненту (Аркома), платформою Черокі та ін. [168–170, 189, 190, 192]. Попередній аналіз геолого-геофізичних матеріалів показав, що в Україні найбільші перспективи в цьому плані пов'язуються з карбонатними утвореннями палеозойського віку. Частково перспективи пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в карбонатних утворення Східного нафтогазоносного регіону було розглянуто в попередніх томах цього циклу монографій [78, 79]. В даному томі викладені результати більш детальних досліджень з цього напрямку по палеозойських нафтогазоносних басейнах України.

Критерії оцінки. На основі узагальнення геолого-геофізичних, геолого-промислових та геохімічних матеріалів по північноамериканських осадових басейнах, в яких є об'єкти, перспективні на пошуки неконвекційних вуглеводнів в карбонатних та карбонатно-глинистих породах, із врахуванням особливостей геологічної будови палеозойських карбонатних формацій осадових басейнів України були визначені основні критерії оцінки перспективності цих утворень на пошуки неконвекційних вуглеводнів. До них належать:

- літологічний склад (осадові карбонатні породи із вмістом CaCO_3 (MgCO_3) понад 50 % і карбонатно-глинисті – вище 20–30 %);
- вміст органічної речовини (середній вміст $C_{\text{орг}}$ в карбонатах і супутніх породах – понад 1 %);
- ступінь термальної зрілості порід: інтервал від середньої частини MK_1 ($R_o - 0,62$) до нижньої частини AK_1 ($R_o - 2,5$). Для неконвекційної нафти – від $R_o 0,62$ до $R_o 0,80$ («нафтове вікно»), для неконвекційного газу – від $R_o 0,80$ до $R_o 2,5$ («газове вікно»);
- пористість не менше 1,0 % для газу і 2 % для нафти, проникність 0,02–0,1 мД;
- товщина перспективного горизонту: для нафти – не менш 25 м, для газу – не менш 40 м;
- глибина залягання перспективних пластів – до 4500 м.

Перспективні комплекси і території. На основі розроблених критеріїв у межах Східного, Західного та Південного НГР визначено низку перспективних стратиграфічних комплексів і закартовано межі перспективних територій для пошуку нетрадиційних вуглеводнів у карбонатних утвореннях.

Східний нафтогазоносний регіон. За результатами комплексного аналізу відповідно до зазначених вище критеріїв у геологічному розрізі палеозою ДДЗ виділено 5 стратиграфічних рівнів, що вміщують породи, перспективні для пошуку неконвекційних вуглеводнів у карбонатних і карбонатно-глинистих утвореннях, у тому числі 2 рівня в верхньодевонському комплексі, 2 – у нижньокам'яновугільному та 1 – у середньокам'яновугільному комплексі:

- Карбонатні відклади саргаєвського і семилицького горизонтів нижньофранського під'ярусу верхньодевонського комплексу. Перспективні пласти складені органогенними і зернистими, дуже перекристалізованими вапняками. Вміст $C_{\text{орг}}$ в карбонатних різновидах 0,1–0,3 %, в глинистих прошарках – 0,6–1,5 %.
- Карбонатні та карбонатно-глинисті відклади задонського горизонту нижньофаменського під'ярусу верхньодевонського комплексу. Перспективні горизонти складені вапняками світло-сірими, жовтуватими, органогенно-детри-

товими, зернистими, перекристалізованими, місцями доломітизованими, з глинистими прошарками, які чергуються з пачками аргілітів. Вміст $S_{\text{орг}}$ в карбонатних різновидах – 0,8–2,8 %, глинисто-карбонатних – 1,2–3,5 %, глинистих – до 5,8 %.

- Карбонатні та карбонатно-глинисті відклади турнейського ярусу нижнього карбону. Перспективні пласти складені сірими і темно-сірими шламово-детритовими, часто доломітизованими, інколи в різній мірі глинистими вапняками з прошарками сірих і темно-сірих аргілітів, алевролітів та карбонатних пісковиків. Вміст $S_{\text{орг}}$ – до 3,5 %.
- Карбонатні та карбонатно-глинисті відклади нижньовізейського під'ярусу нижньокам'яновугільного комплексу. Перспективні у газовому відношенні горизонти представлені вапняками та перешаруванням вапняків, глинистих вапняків та аргілітів. Вміст $S_{\text{орг}}$ в карбонатних різновидах – до 4,5 %, у глинистих – до 8,5 %.
- Глинисто-карбонатні та карбонатні відклади башкирського ярусу середньокам'яновугільного комплексу. В літологічному відношенні це різноманітні вапняки (в основному органогенні детритові, шламово-детритові і шламіві, дрібно-тонкозернисті та пелітоморфні), різною мірою глинисті, іноді доломітизовані та піритизовані. Вміст $S_{\text{орг}}$ в карбонатних різновидах – до 3,0 %, у глинистих – до 4,5 %.

На основі аналізу характеру геологічної будови, змін літологічного складу, петрофізичних властивостей, вмісту $S_{\text{орг}}$, характеру латерального розподілу товщин карбонатних горизонтів, ступеня катагенетичних перетворень порід для зазначених вище стратиграфічних рівнів визначено просторове поширення перспективних порід для пошуку неконвекційних вуглеводнів (рис. 53). Для перспективних порід верхньодевонського комплексу виділено три перспективні ділянки. Усі ділянки розташовані в межах північно-західної частини ДДЗ. Дві ділянки розташовані в межах північної прибортової зони западини і одна у південній.

Перспективні для пошуку неконвекційних вуглеводнів карбонатні породи у відкладах турнейського ярусу поширені лише в межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ. За межами цієї території турнейські відклади або представлені іншими літологічними різновидами (центральна та північно-західна частина ДДЗ) або залягають на глибинах понад 4500 м (осьова і північна прибортова зони південно-східної частини ДДЗ). Нижньовізейські карбонатні породи, перспективні на вуглеводні неконвекційного типу, поширені в западині значно ширше ніж перспективні карбонатні породи турнейського ярусу. Ареал їх поширення практично повністю охоплює південну прибортову зону в межах центральної і південно-східної частини ДДЗ, а також значну ділянку північної прибортової зони в межах центральної частини ДДЗ. Перспективні на нетрадиційні вуглеводні карбонатні породи середньокам'яновугільного комплексу (нижньобашкирський під'ярус) поширені в межах трьох зон. Перша розташована у приосьовій частині западини (від Срібнянської депресії на заході до Солохівсько-Диканського валу на сході), друга приурочена до південно-східної частини північної прибортової зони і третя знаходиться на південному сході

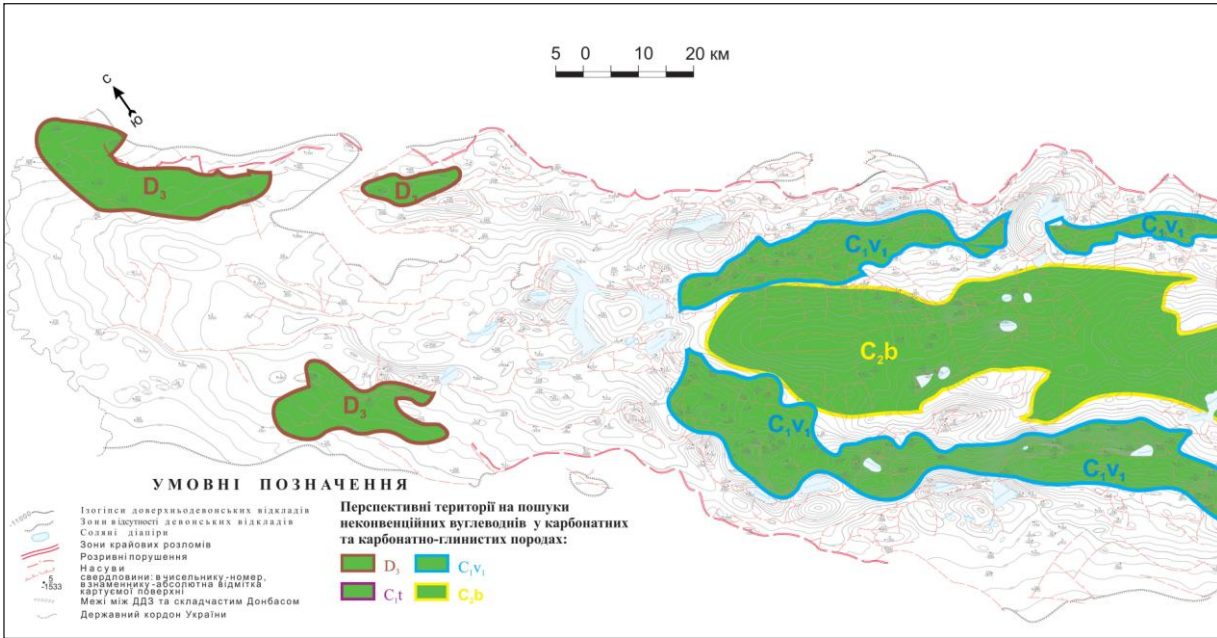


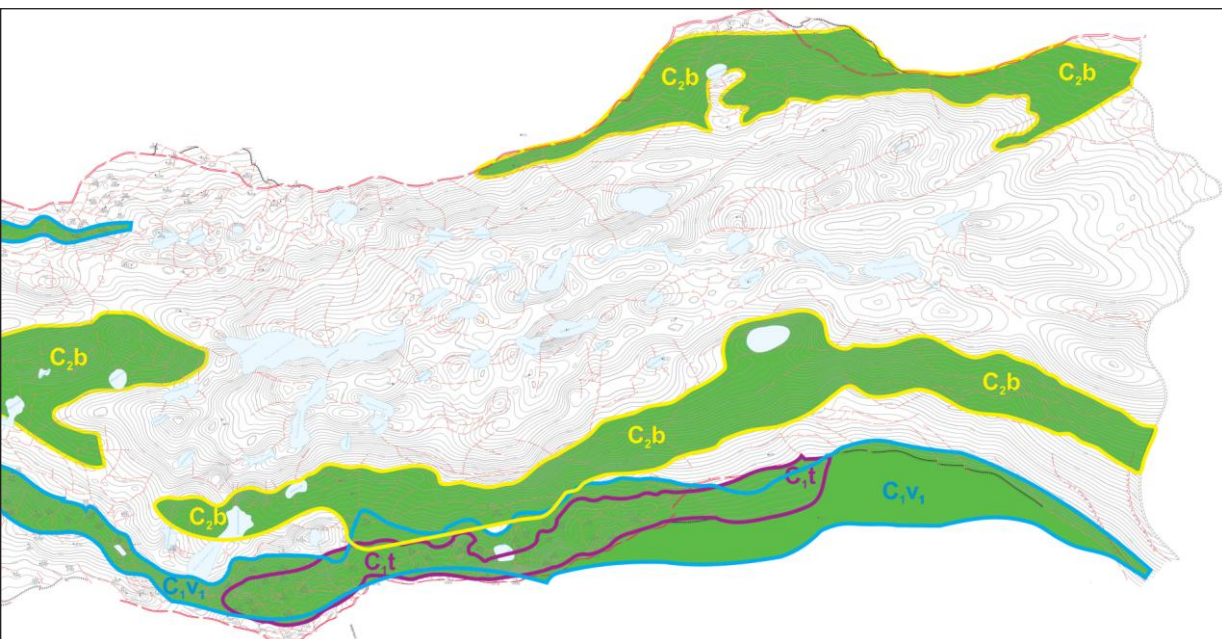
Рис. 53. Карта розповсюдження карбонатних та карбонатно-глинистих порід, перспективних для пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в Східному нафтогазоносному регіоні України (склав С.Г. Вакарчук, 2012 р., структурна основа за А.Б. Холодних, 2000 р.)

південної прибортової зони ДДЗ. Сумарна площа перспективної території по всіх трьох комплексах у межах Східного регіону – 21,1 тис. км².

Західний нафтогазоносний регіон. У межах Західного НГР палеозойські карбонатні відклади поширені лише в межах території Волино-Подільської плити. Проведений аналіз показав, що в межах цієї території перспективними на пошук неконвенційних вуглеводнів в карбонатних утвореннях є:

- карбонатні відклади ордовичької системи, складені вапняками з підпорядкованою роллю аргілітів; вапняки в основному органігенні (детритові та шламово-детритові) та кристалічнозернисті; вміст $C_{орг}$ в карбонатних різновидах – 0,1–0,4 %, у глинистих – до 1,2 %;
- карбонатні відклади силурійської системи. Перспективними є відклади шельфової зони, які представлені пачками вапняків товщиною від 30 до 50 м, з пропластками аргілітів. Вапняки в основному органігенно-детритові та різнозернисті (переважно дрібнозернисті), місцями грудкуваті, нерівномірно глинисті, доломітизовані, шаруваті і хвилясто шаруваті зі стілолітовими швами. Вміст $C_{орг}$ в карбонатних різновидах – 0,1–0,3 %, у глинистих – до 1,5 %.

За результатами проведених досліджень для двох зазначених вище комплексів були закартовані межі поширення карбонатних порід, перспективних на неконвенційні вуглеводні (рис. 54). Карбонатні породи ордовіку, перспективні на неконвенційні вуглеводні, мають обмежене розповсюдження і поширенні ли-



ше в межах південно-західної частини Волино-Подільської плити. Перспективні карбонатні породи силурійського комплексу поширені в основному в межах східної і північної частин регіону. Тут прогнозується поширення скупчень неконвекційної нафти. Слід зазначити, що в межах західних і південних частин Волино-Поділля в силурійських відкладах поширенні в основному глинисті різновиди, які, як зазначалося вище, є перспективними на сланцевий газ. Таким чином силурійський комплекс в межах всієї території Волино-Поділля незалежно від літологічного складу є перспективним для пошуку нетрадиційних вуглеводнів.

Сумарна площа перспективної території по двох комплексах у межах Західного регіону – 16,0 тис. км².

Південний нафтогазоносний регіон. У межах Південного регіону основні перспективи пошуку нетрадиційних вуглеводнів в карбонатних утвореннях пов'язані з осадовими відкладами Переддобрудзького прогину. За результатами виконаних досліджень в розрізі палеозою Переддобрудзького прогину перспективними для пошуку неконвекційних нафти і газу є:

- карбонатні відклади силурійської системи, представлені вапняками, що перешаровуються з доломітами, мергелями та аргілітами; вапняки в основному органогенно-детритові і пелітоморфні, як правило перекристалізовані, рідше грудкуваті; вміст $C_{орг}$ в карбонатних відміах 0,1–0,6 %. Данні щодо вмісту $C_{орг}$ у глинистих різновидах відсутні, але виходячи з загальних закономірностей розподілу органічної речовини у літологічних типах порід, прогнозується на рівні 1,0–1,5 %;
- карбонатні та карбонатно-глинисті відклади франського ярусу верхнього деону; переважають вапняки та доломіти, з прошарками аргілітів, ангідритів,

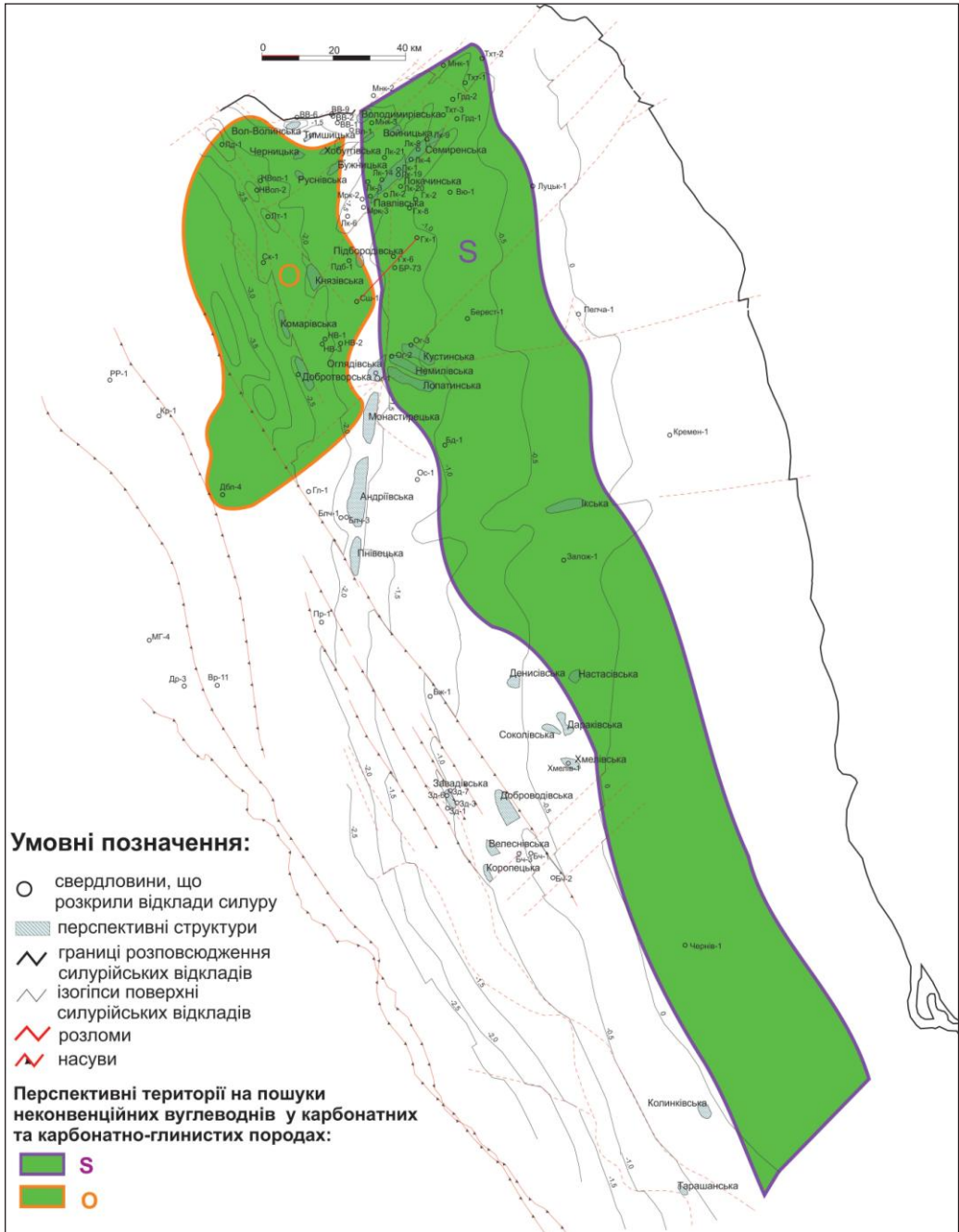


Рис. 54. Карта розповсюдження карбонатних та карбонатно-глинистих порід перспективних для пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в Західному нафтогазоносному регіоні України (склав С.Г. Вакарчук, 2012 р.)

мергелів, зрідка – пісковиків. Серед вапняків переважають вапняки тонкозернисті до пелітоморфних, доломітизовані, нерівномірно перекристалізовані, ділянками органогенно-детритові темно-сірого кольору з коричневим відтінком, щільні, тріщинуваті. Вміст $C_{\text{орг}}$ в карбонатно-глинистих різновидах – 2,5–3,5 %;

- карбонатні та карбонатно-глинисті відклади фаменського ярусу верхнього девону; переважають доломіти та вапняки, з прошарками аргілітів, ангідритів, зрідка – пісковиків. Доломіти сірі та коричневаті-сірі, тонкозернисті до пелітоморфних, масивні, нерівномірно сульфатизовані, тріщинуваті. Вапняки сірого, темно-сірого кольору з коричневатим відтінком, тонкозернисті до пелітоморфних, глинисті, доломітизовані, нерівномірно перекристалізовані, рідше органогенно-детритові. Вміст $C_{\text{орг}}$ в карбонатних різновидах – 0,2–1,0 %, у глинистих – до 0,2–2,0 %;
- карбонатні та карбонатно-глинисті відклади турнейського ярусу та нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону; переважають вапняки та доломіти з підпорядкованою роллю темно-сірих аргілітів та мергелів. Вапняки сірі до темно-сірих з бурими плямами, пелітоморфні, органогенно-детритові, доломітизовані зі стілолітовими швами. Доломіти мікро-дрібнозернисті, світло-сірі до коричнево-сірих, піритизовані, щільні, міцні. Вміст $C_{\text{орг}}$ в карбонатно-глинистих різновидах – 0,8–1,7 %.

За результатами комплексного аналізу визначених вище критеріїв в межах Переддобрудзького прогину для всіх чотирьох комплексів виділені зони і ділянки поширення карбонатних порід перспективних на неконвекційні вуглеводні (рис. 55).

Карбонатні породи, перспективні для пошуку нетрадиційних скупчень вуглеводнів у відкладах силурійського комплексу, поширені в межах північно-східної і південно-східної частин Переддобрудзького прогину. Ареали розповсюдження карбонатних порід, перспективних для пошуку неконвекційних вуглеводнів в відкладах франського і фаменського ярусів верхнього девону, турнейського ярусу та нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону, практично співпадають і локалізуються переважно в межах південно-східної частини прогину. На решті території Переддобрудзького прогину по всіх комплексах перспективні карбонатні породи залягають на глибинах понад 4500 м. Сумарна площа перспективної території по чотирьох комплексах у межах Південного регіону – 1,5 тис. км².

Таким чином, у межах палеозойських нафтогазоносних басейнів України встановлено 11 рівнів розвитку карбонатних і карбонатно-глинистих порід, перспективних для пошуку неконвекційних вуглеводнів. За фазовим станом в зазначених вище комплексах можна очікувати неконвекційний «сухий» газ, неконвекційний газ з значними вмістом конденсату і неконвекційну нафту.

За попередніми розрахунками, враховуючі середню щільності запасів неконвекційних вуглеводнів в карбонатних товщах в межах осадових басейнів північноамериканського континенту, видобувні ресурси нетрадиційних вуглеводнів можуть становити від 2,5 до 4,8 млрд т умовного палива.



1 – глибокі свердловини, 2 – державний кордон України, 3 – території, перспективні на пошук вуглеводнів нетрадиційного типу у карбонатних та карбонатно-глинистих утвореннях; 4–7 – вік утворень: 4 – силурійський, 5 – франський, 6 – фаменський, 7 – ранньокам’яновугільний.

Рис. 55. Карта розповсюдження карбонатних і карбонатно-глинистих порід перспективних для пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в Південному нафтогазоносному регіоні України (склав С.Г. Вакарчук, 2012 р.)

4.5. ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ

Детальний опис будови, складу і перспектив нафтогазоносності імпактних структур і накладених западин УЩ наведено в томі VII даного циклу монографій [80]. З відомих в Україні проявів ударних структур розглянуті Іллінецька, Західна, Ротмистрівська, Болтиська, Оболонська, Зеленогайська, Тернівська імпактні структури УЩ. Показано, що найперспективнішою у відношенні вуглеводнів є Оболонська і Болтиська структури.

Потенційна нафтогазоносність Оболонської структури прогнозується головним чином на її порівнянні з відомими імпактними структурами світу, де вже встановлена промислова нафтогазоносність, зокрема, з кратером Еймс у США. Крім того, в центральній частині кратера та в його периферійних зонах геофізичними методами встановлені зони розущільнення, які приурочені як до основи кратера, так і до перекрив них відкладів; слабо інтенсивні додатні

аномалії електричного поля, які інтерпретуються як газонасичені зони розломів; локальні максимуми радону і вуглекислого газу [80]. Нарешті, структура розміщена на межі УЩ і ДДЗ, в районі Кобеляцького виступу, де в тріщинуватих амфіболітах та гранітах фундаменту на глибинах близько 500 м встановлені прояви нафти

Разом з тим, за весь час вивчення структури не було знайдено жодних прямих ознак її нафтогазоносності, тому це питання залишається дискусійним.

Як показують результати аналізів гранітів і брекчій основи Оболонської структури, на фоні низьких значень $C_{орг.}$ (0,19–0,97 %) зустрічаються інтервали розрізу і різновиди імпактних порід, значно збагачених органічним вуглецем, зокрема, брекчії інтервалу 781,5 св. 5301 ($C_{орг.}$ – 3,54 %) та інтервалу 770 св. 5302 (4,54 %). На цих же інтервалах відмічений підвищений вміст урану: 4,0 і 3,3 $U \cdot 10^{-4}$ % відповідно. Встановлено, що відкрита пористість порід змінюється від 0,1 % до 14,3 % (середня 9,2 %). Це свідчить про можливу наявність скупчень вуглеводнів на глибині, в породах основи.

Що стосується Болтиської структури, перспективи промислової газонасиченості тут можуть бути пов'язані як із породами основи, так і заповнюючими породними комплексами. В останніх на інтервалі 210–364 м залягає потужна (154 м) товща аргілітів, збагачених органічною речовиною, з горизонтами горючих сланців. Вміст органічної речовини коливається від 4,8 % до 28,79 %, вміст вільних вуглеводнів, як правило, перевищує 1 % (1,3–3,3 %), $C_{орг.}$ становить 5,44–38,01. Ця товща представляє безумовний інтерес як джерело сланцевого газу, ресурси якого можуть сягати 200 млрд м³. Негативною обставиною є порівняно невисокий ступінь термальної переробки вмісних порід ($R_o = 0,55–0,62$).

На основі трансформацій гравітаційного поля визначено, що кратер виділяється концентричною від'ємною гравітаційною аномалією інтенсивністю від –4,5 до –11,5 мГал, в центрі якого виділяється центральне підняття кратера, облямоване від'ємними аномаліями сили тяжіння інтенсивністю –9,8 ... –11 мГал, що відповідають глибоким частинам внутрішнього кратера. Корінний вал кратера представлений додатними локальними аномаліями, місця розриву кореляції яких відображає сітку радіальних розломів, що виникла внаслідок імпактного процесу.

Згідно з результатами петрогустинного моделювання, в центральній частині структури встановлена зона розуцільнення (зона тріщинуватих гранітів основи), товщина якої сягає 450–900 м, що суттєво підвищує перспективність центральної частини структури щодо можливих покладів вуглеводнів.

За результатами геохімічних досліджень Болтиську структуру також можна вважати потенційно перспективною на пошуки сланцевого газу. Тут існує потужний екран, представлений породами перекривного комплексу, який з одного боку перешкоджає еманції газів в атмосферу, а з іншого – накопичував їх у складі вуглецевмісних відкладів.

За результатами петрофізичних досліджень, імпактити мають непогані колекторські властивості, зокрема, відкрита пористість становить 4–40 %, середня – 22,2 %, коефіцієнт проникності – до 1,240–2,059 фм².

Вміст $C_{\text{орг}}$ в імпактитах Болтиської структури становить переважно 1,00–1,68 %, однак у деяких пробах сягає 2,56–3,16 %, що доводить присутність органічної речовини в копрогенному комплексі і може свідчити про перспективність Болтиської структури щодо наявності газових покладів, пов'язаних із зонами тріщинуватості та розуцільнення в гранітно-метаморфічній основі

4.6. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Вуглевмісні товщі Донбасу представляють газопошуковий інтерес по вугільних пластах, малопроникних пісковиках і сланцях міжвугільної товщі, а також по вільному газу. За щільністю ресурсів (до 0,5 млрд $\text{м}^3/\text{км}^2$) та щорічним прогнозованим видобутком (до 2–3 млрд м^3) Донбас належить до перспективних регіонів. Оптимальними для метану вугільних пластів є глибини до 1200 м, тоді як для глибин понад 1200 м на перше місце виходять малопроникні пісковики та сланці. Геологічні запаси сорбованого у вугіллі газу та вільний газ на даний час підраховані на більшій частині території Донбасу, але всі три типи резервуарів вимагають довивчення з метою переведення геологічних запасів у видобувні. ГРР з метою вироблення технологій вилучення метану з вугільних пластів за спецдозволами проводяться на 16 ділянках Донбасу.

Дослідні роботи по вивченню можливості промислового видобутку метану з вугільних товщ Донбасу з вибором ділянок для постановки пілотних проектів проведені на таких площах:

- Петриківсько-Новомосковська (південний борт південного сходу ДДЗ);
- Павлоградсько-Петропавлівська, Нікольсько-Райська, Красногорівсько-Авдіївська, Слов'янківсько-Вугледарська (південна зона дрібної складчастості Донбасу);
- Гірська Глибока, Алмазна, Лугансько-Краснодонська, Краснодонська Глибока (північна зона дрібної складчастості Донбасу).

Петриківсько-Новомосковська площа розміром 720 км^2 на глибинах оцінки до 1600 м вміщує від 16 до 35 вугільних пластів робочої потужності (від 0,6 м), щільність запасів вугілля змінюється від 2,74 (Петриківська площа) до 11,53 млн $\text{т}/\text{км}^2$ (Новомиколаївська структура). Марки вугілля – БД, Д, ДГ, рідше Г; його середня метаноємність – 7 $\text{м}^3/\text{т}$ с. б. м. Сумарна щільність запасів ВВ (у вугільних пластах та у міжвугільній товщі) оцінюється за оптимістичним варіантом у 60 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$, за песимістичним – 44 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$. Собівартість видобутку 1 тис. м^3 газу (з урахуванням застосування сучасних технологій буріння та вилучення сорбованого газу з вугільних пластів та міжвугільної товщі) оцінюється в \$550/1 тис. м^3 (оптимістичний варіант) або \$760/1 тис. м^3 (песимістичний варіант).

Павлоградсько-Петропавлівська площа має розміри 1193 км^2 . Промислова вугленосність приурочена до вугленосної (самарської світи (C_1^3) нижнього карбону потужністю 400–500 м. Глибина залягання робочих вугленосних пластів з метаноємністю 10,0 $\text{м}^3/\text{т}$ с. б. м. і більше змінюється від 400–600 м на півдні площі до 1700–1900 м на півночі, їх сумарна потужність 6,28–9,3 м, кількість – 7–9.

Залягання вугленосних відкладів моноклінальне (кути падіння 2–5°). Ступінь метаморфізму вугілля у західній частині площі – 0Д, 1Г, у східній – 1Г, 2Г, 3Ж. Щільність геологічних запасів газу вугільних пластів дорівнює 62,0 млн м³/км², а геологічні запаси (підрахункова площа 861,6 км²) – 53,42 млрд м³. Газоносність вуглевмісних порід змінюється від 0,36 до 1,5 м³/т, при середній пористості пісковиків 12–16 % на глибинах 600–700 м та газопроникності 0,13–0,25 мД. Щільність геологічних запасів газу в пісковиках 40,0 млн м³/км², геологічні запаси – 34,46 млрд м³. Сумарні геологічні запаси газу площі – 96,46 млрд м³, видобувні запаси до глибини підрахунку 1500 м – 21,2 млрд м³ при їх щільності 24,6 млн м³/км². Собівартість видобутку 1 тис. м³ метану при використанні сучасних технологій буріння та вилучення метану як з вугільних пластів, так і з вмісних малопроникних піщаних товщ складе \$309.

Нікольсько-Райська площа розміром 1116,0 км² розміщена в межах Красноармійської моноклінали. Промислова вугленосність приурочена до відкладів середнього карбону. Глибина залягання робочих вугільних пластів – від 400–600 м до 1800 м, сумарна потужність 18,1–20,5 м, кількість – 11–18. Ступінь метаморфізму вугілля – 3Г, 4Ж, 5К, 6ПС. Середня метаноємність пластів вугілля змінюється від 10,0 до 21,0 м³/т с. б. м., вуглевмісних порід – від 0,3 до 1,34 м³/т породи, при середній пористості пісковиків 3,1–8,0 % та газопроникності 0,16–0,45 мД. Щільність геологічних запасів газу вугільних робочих пластів становить 156,14 млн м³/км², неробочих вугільних пластів – 207,67 млн м³/км², вуглевмісних порід – 91,0 млн м³/км²; сумарна щільність – 454,81 млн м³/км². Геологічні запаси відповідно дорівнюють 174,3 млрд м³, 231,7 млрд м³ та 101,56 млрд м³. Сумарні геологічні запаси площі – 507,56 млрд м³, сумарні видобувні запаси до глибини 1800 м – 122,3 млрд м³, їх щільність 109,6 млн м³/км². Собівартість видобутку 1 тис. м³ метану при глибині буріння 1500 м складе \$101,25. Площа розглядається як першочергова для постановки ГРП на метан вугільних товщ. В її межах рекомендується проведення подальших ГРП на Самарсько-Гапіївському дослідно-промисловому полігоні (ДПП).

Самарсько-Гапіївський ДПП має площу 315,0 км². Вивчений бурінням (17 св.) до глибин 1000 та більше метрів. Глибина залягання робочих вугільних пластів змінюється від 200–600 до 1600–1800 м, їх кількість – 24–30. Сумарна товщина вугільних пластів коливається від 13,85 м до 23,02 м, товщини окремих пластів пісковіку – від 3,015 м до 67,04 м. Ступінь метаморфізму вугілля – 2Г, 3Г, 4Ж, 5К. Середня металоємність вугілля змінюється від 10,0 м³/т с. б. м. до 21,7 м³/т с. б. м., пісковиків – від 0,3 м³/т до 1,34 м³/т, аргілітів – 0,3–5,6 м³/т. Щільність геологічних запасів ВВ в робочих вугільних пластах становить 205,0 млн м³/км², у неробочих вугільних пластах – 272,65 млн м³/км², у вмісних породах – 119,4 млн м³/км². Сумарна щільність – 597,05 млн м³/км². Геологічні запаси ВВ у робочих пластах вугілля – 64,6 млрд м³, у неробочих пластах – 85,9 млрд м³, у вмісних породах – 137,6 млрд м³; сумарні запаси – 188,1 млрд м³.

В межах полігону рекомендується здійснення проекту з видобутку вугільного газу-метану, в рамках якого планується проведення польових сейсмічних досліджень за методикою 3D-3С, буріння 5 пілотних свердловин і 905 експлуата-

ційних. Видобувні обсяги газу за 10-літній період роботи свердловин глибиною 600–1800 м: оптимістична оцінка 35,1 млрд м³, песимістична – 18,8 млрд м³. Те ж саме при глибині свердловин 600–1200 м: оптимістична оцінка – 17,5 млрд м³, песимістична – 9,4 млрд м³. Собівартість видобутку 1 тис. м³ газу при глибині свердловин 600–1800 м: оптимістична оцінка – \$129, песимістична – \$238. Те ж саме при глибині 600–1200 м: оптимістична оцінка – \$155, песимістична – \$286.

Близькі промислово-економічні характеристики мають дві перспективні ділянки на території шахтних полів у південно-західній частині Красноармійського ГПР (225 км²) та у західній частині Донецько-Макіївського ГПР (240 км²): Білицько-Краснолиманський ДПП і Жовтнево-Лідіївський ДПП.

Білицько-Краснолиманський ДПП площею 225,0 км² знаходиться в Красноармійському ГПР. Глибини залягання вугільної товщі – до 1770 м. Сумарна кількість робочих вугільних пластів – до 28, їх сумарна товщина від 7,6 до 15,82 м. Ступінь метаморфізму вугілля – 2Г, 3Г, 4Ж, 5К, 6ПС. Середня метаноємність вугілля – 10,0 – 22,1 м³/т с.б.м; пісковиків – 0,5 – 3,0; аргілітів – 0,2 – 2,96. Щільність геологічних запасів ВВ (млн м³/км²): в робочих пластах вугілля – 149,2; у неробочих вугільних пластах – 198,4; у вмісних породах – 86,9, разом – 434,5 млн м³/км². Сумарна щільність видобувних запасів – 104,7 млн м³/км². Геологічні запаси на площі 225,0 км² (млрд м³): в пластах вугілля – 33,6; у неробочих вугільних пластах – 44,6; у вмісних породах – 19,6, разом – 97,8 млрд м³. Видобувні запаси (млрд м³): оптимістична оцінка – 23,6; песимістична (без неробочих вугільних пластів) – 12,8. Собівартість видобутку 1 тис. м³ газу при глибинах буріння до 1500 м: оптимістична оцінка \$75,5, песимістична – \$139,2.

Жовтнево-Лідіївський ДПП площею 240,0 км² знаходиться в Донецько-Макіївському ГПР. Глибини залягання вугільних пластів – від 80 м до 1800 м. Кількість вугільних пластів робочої потужності – від 9 до 23. Сумарна потужність вугільних пластів – від 5,35 м до 14,23 м. Ступінь метаморфізму вугілля – 3Г, 4Ж, 5К, 6ПС, 7П. Середня метаноємність (м³/т с. б. м) вугілля (до глибини 1180 м) – 10,0–14,5, а по глибше залягаючих пластах – 19,0–25,6; пісковиків – 1,8–4,5; аргілітів – 1,2–2,5; алевролітів – 0,2–1,3. Щільність геологічних запасів ВВ (млн м³/км²): в робочих пластах вугілля – 189,2; в неробочих вугільних пластах – 361,8; у вмісних породах – 137,7, разом – 688,7 млн м³/км². Сумарна щільність видобувних запасів – 166,0 млн м³/км². Геологічні запаси на площі 240,0 км² (млрд м³): в пластах вугілля – 45,4; у неробочих вугільних пластах – 86,8; у вмісних породах – 33,0, разом – 165,2 млрд м³. Видобувні запаси (млрд м³): оптимістична оцінка – 39,8, песимістична (без неробочих вугільних пластів) – 18,9. Собівартість видобутку 1 тис. м³ газу на глибинах до 1500 м: оптимістична оцінка – \$47,6, песимістична – \$100,0.

Красногорівсько-Авдіївська площа розміром 1040,0 км², розміщена в центральній частині Вовчанської синкліналі, частково на північному крилі Очеретянської субмеридіональної структури. Тектонічна будова проста, залягання карбону моноклінальне, з падінням на північний захід під кутом 7–14°.

Найбільший пошуковий інтерес представляє західна частина площі (поля шахт «Україна», імені І.С. Коротченка, «Росія») розміром 116,0 км², де промис-

лова вугленосність приурочена до відкладів середнього карбону (світи C_2^2 та C_3^3) потужність яких сягає 330–360 м. Глибина залягання робочих вугільних пластів змінюється від 990 м до 1800 м, їх кількість сягає 3–7, сумарна потужність – 1,5–6,5 м. Ступінь метаморфізму вугілля – 3Г, 4Ж та 5К. Середня метаноемність вугільних пластів змінюється від 10,0 м³/т с. б. м до 16,9 м³/т с. б. м, а вуглевмісних порід 0,6–1,6 м³/т. Щільність геологічних запасів газу вугільних робочих пластів дорівнює 75,1 млн м³/км², неробочих вугільних пластів – 143,4 млн м³/км², вуглевмісних порід – 54,6 млн м³/км², сумарна щільність – 273,1 млн м³/км². Геологічні запаси відповідно дорівнюють 8,7 млрд м³, 16,3 млрд м³, 6,3 млрд м³, сумарні запаси – 31,3 млрд м³. Сумарні видобувні запаси до глибини підрахунку 1800 м дорівнюють 7,4 млрд м³ при щільності 65,8 млн м³/км². Собівартість видобутку 1 тис. м³ метану як з вугільних пластів, так і з вмісних піщаних товщ при глибині буріння 1500 м – \$168,65. На цій частині площі рекомендується проведення подальших ГРР.

Слов'янківсько-Вугледарська площа має розміри 1561 км². В геолого-структурному відношенні є перехідною зоною від Донецької складчастої спорути до УЩ. Загальне падіння нашарувань порід 4–10°. На площі промислово вугленосними є відклади нижнього карбону. В межі площі входять Красноармійський Західний вугленосний підрайон, де промислово вугленосною є світа C_1^4 , з вугіллям марок Ж, К, ПС та П, та Південно-Донбаський геолого-промисловий район, де промислово газоносними є відклади світи C_1^4 , з вугіллям марок Г, Ж, К та П, яка належить до низів серпухова.

Газоносність вугілля Красноармійського Західного підрайону збільшується у східному напрямі (в бік збільшення метаморфізму) в інтервалі глибин від –400 м до –1150 м з 10,0 м³/т с. б. м до 20,0–25,0 м³/т с. б. м. В Південно-Донбаському районі в інтервалі глибин від 400–500 м до 1200 м газоносність змінюється від 7,0–9,0 м³/т с. б. м до 17,0–22,0 м³/т с. б. м. Кількість вугільних пластів робочої потужності змінюється по площі від 2 до 17, при сумарній їх потужності 6,0 м до 16,4 м.

Газоносність вуглевмісних порід в основному доволі низька і не перевищує 0,04–0,10 м³/т, хоча виділяється 2–3 досить газоносні пісковики потужністю від 8,0 м до 25 м з пористістю 4,1–13,4 %.

Щільність геологічних запасів у вугільних пластах – 248,1 млн м³/км², в пісковиках міжвугільної товщі – 62,0 млн м³/км², сумарна щільність площі 310,1 млн м³/км². Геологічні запаси відповідно дорівнюють 387,2 млрд м³, 96,8 млрд м³, 484,0 млрд м³. Сумарні видобувні запаси – 116,6 млрд м³ при їх щільності 74,7 млн м³/км². Собівартість видобутку 1 тис. м³ газу при глибині буріння свердловин 1400 м – \$104,0.

Таким чином, за величиною видобувних запасів та їх собівартістю площа представляє безумовний пошуковий інтерес.

Гірська Глибока площа розмірами 87,5 км² на глибинах оцінки в інтервалі 500–1700 м вміщує до 28 пластів вугілля робочої потужності, від 0,45 м до 2,19 м при середній товщині 0,6–0,7 м. Але жоден пласт не має суцільного поширення по площі. До найвитриманіших віднесені 7 пластів, які й є основним потенціалом метанового вугілля на площі. Марки вугілля – ДГ, Г, Ж,

його середня метаноємність – 16–18 м³/т г.м. Сумарна щільність видобувних запасів ВВ площі (у вугіллі та у міжвугільній товщі) дорівнює 38,9 млн м³/км², у тому числі: в робочих пластах вугілля щільність сорбованого газу становить 26,0 млн м³/км², у супутніх пластах – 11,6 млн м³/км²; у вмісних породах (зв'язаний газ) – 1,3 млн м³/км². Видобувні запаси ВВ у вугільній товщі на площі 87,5 км² становлять 3,4 млрд м³, собівартість видобутку 1 тис. м³ газу оцінюється в \$207,0/1 тис. м³. Резервом збільшення газоперспективності площі може бути міжвугільна товща. Таким чином, площа може розглядатися як перспективна, хоч і не першочергова для постановки ГРП на видобуток ВВ.

Алмазна площа має розміри 102,5 км²; на глибинах оцінки 300–1700 м вугільна товща вміщує до 48 пластів вугілля робочої потужності (від 0,5 до 1,2 м). Марки вугілля – Ж, К, ПС, П, НА(1А), його середня метаноємність – 22–33 м³/т г. м (при максимальній – 28,0–38,0 м³/т г. м). За ступенем освоєння запасів вугілля площа поділяється на дві частини: перша – ділянка Миронівська Глибока площею 29 км², марки вугілля Ж, К, ПС, П, метаноємність 23,0 м³/т г. м; друга – ділянка Санжарівсько-Боржиківська площею 73,5 км².

Санжарівсько-Боржиківська ділянка на глибинах оцінки 300–1700 м вміщує до 20 вугільних пластів робочої потужності (0,58–1,07 м). Марки вугілля – К, ПС, П, НА, його середня метаноємність 15–25 м³/т г. м (максимальна – до 38,9 м³/т г. м). За оптимістичним варіантом оцінки площа характеризується сумарною щільністю видобувних запасів ВВ (у вугільних пластах та у міжвугільній товщі) рівною 55,4 млн м³/км², у тому числі: в робочих пластах вугілля – 25,9 млн м³/км², у супутніх пластах – 26,2 млн м³/км², у вмісних породах (зв'язаний газ) – 3,3 млн м³/км². За песимістичним варіантом (без урахуванням супутніх вугільних пластів) щільність становить 29,2 млн м³/км². Видобувні запаси метану з вугільної товщі дорівнюють 4,1 млрд м³ (за оптимістичним варіантом) та 2,1 млрд м³ (за песимістичним). Собівартість видобутку 1 тис. м³ оцінюється в \$145,6/1 тис. м³ (за оптимістичним варіантом) та \$276,5/1 тис. м³ (за песимістичним). Санжарівсько-Боржиківська ділянка рекомендується як ДПП для постановки ГРП на видобуток метану з вугільної товщі.

Лугансько-Краснодонська площа розмірами 307,5 км² на глибинах оцінки 200–1400 м вміщує від 12 до 14 пластів вугілля робочої потужності (0,52–1,20 м). Марки вугілля ДГ, Г, Ж, К, його середня метаноємність – 11,3 – 14,0 м³/т г. м (максимальна – 22–25 м³/т г. м). За геолого-пошуковими характеристиками площа поділяється на північну частину розміром 217,5 км² (Новоаннівська ділянка, вугілля марок Ж, К, ПС, П середньої газоємності 23,0 м³/т г. м) та південну, площею 90 км² (Чапаївсько-Новоаннівська ділянка).

Чапаївсько-Новоаннівська ділянка розмірами 90 км² на глибинах оцінки 400–1400 м вміщує до 12 пластів вугілля робочої потужності (0,52–1,14 м). Марки вугілля Г, Ж, К, його середня метаноємність – 14,0 м³/т г. м. (максимальна – 24,4 м³/т г. м). За оптимістичним варіантом оцінки сумарна щільність видобувних запасів ВВ (у вугіллі та у міжвугільній товщі) ділянки дорівнює 109,7 млн м³/км², у тому числі: в робочих пластах вугілля – 29,4 млн м³/км², у супутніх пластах – 15,3 млн м³/км², у вмісних породах (зв'язаний та вільний газ) – 65 млн м³/км². За песимістичним варіантом щільність видобувних запасів

становить 32,3 млн м³/км². Видобувні запаси метану з вугільної товщі прогноуються рівними 10 млрд м³ (за оптимістичним варіантом), або 3,0 млрд м³ (за песимістичним). Собівартість видобутку 1 тис. м³ оцінюється в \$67,5/1 тис. м³ (оптимістичний варіант), або \$230/1 тис. м³ (песимістичний). Чапаївсько-Новоаннівська ділянка пропонується як полігон для постановки дослідно-промислових робіт.

Краснодонська Глибока площа розміром 48 км² складається з двох зон: Північної та Південної, які мають різний ступінь розвіданості запасів вугілля та різні показники щільності запасів як вугілля, так і газу. Поклади вільного газу у традиційних пастках на площі не прогноуються через низькі колекторські властивості пісковиків, відсутність перекривних відкладів та вихід антиклінальних структур у зону метанового вивітрювання.

У *Північній зоні* розмірами 26 км² на глибинах оцінки до 1600 м сумарна потужність робочих пластів разом зі супутниками становить 9,05 м. Марки вугілля – від Ж до П, його середня метаноємність – 22 м³/т г.м. (максимальна – 34,4 м³/т г.м.). Щільність геологічних запасів газу на площі становить 81 млн м³/км². Сумарна щільність видобувних запасів ВВ (у вугіллі та у міжвугільній товщі): за оптимістичним варіантом – 21,36 млн м³/км²; за песимістичним (щільність запасів у вмісних породах 4,76 млн м³/км²) – 19,53 млн м³/км². Видобувні запаси метану з вугільної товщі дорівнюють 968 млн м³ (за оптимістичним варіантом), або 820 млн м³ (за песимістичним). Собівартість видобутку 1 м³ газу при оптимістичному варіанті дорівнює \$360, при песимістичному – \$394.

У *Південній зоні* глибини оцінки становлять 850 м. Сумарна потужність робочих пластів разом з супутниками – 8,8 м, щільність геологічних запасів газу – 45 млн м³/км². Собівартість видобутку 1 м³ газу при оптимістичному варіанті дорівнює \$576.

4.7. ГАЗОГІДРАТИ

У томі VII цього циклу монографій показана перспективність Азово-Чорноморського басейну щодо знаходження покладів газогідратів як одного із значних джерел вуглеводнів [80]. Газогідрати метану – кристалічні тверді сполуки води з вуглеводневими газами, які візуально нагадують лід. Вони широко розповсюджені на дні Світового океану, в глибоководних відкладах внутрішньоматерикових морів і озер, в осадах районів вічної мерзлоти, а деякі країни вже здійснюють технологічні дослідження з їх видобутку (США, Японія, Росія, Індія та ін.)

В донних відкладах Чорного моря описані численні знахідки газогідратних скупчень, приурочених до западини Сорокіна, Західно-Чорноморської западини, грязьових вулканів Дворіченського, МГУ, Вассоевича, академіка Страхова, Безим'яного тощо. Найперспективнішою вважається центральна глибоководна частина Чорного моря, склепіневі ділянки валів Шатського і Андрусова, схід Західно-Чорноморської западини, материковий схил між Анапою і Сочі, Туапсинська западина, материковий схил, особливо конуси виносу палеорічок,

зони суспензійних потоків і зсувів. Більшість знахідок газогідратів приурочені у Чорному морі до грязьових вулканів, що є своєрідними проявами діапирової тектоніки.

Загальні ресурси покладів газогідратів Чорного моря можуть сягати 20–25 трлн м³, з них в українській економічній зоні може знаходитися до 7–10 трлн м³. Однак їх вивчення перебуває 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.

5. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ПРАВОВА ОСНОВА ОСВОЄННЯ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ

Розвиток видобутку нетрадиційних ресурсів вуглеводнів, насамперед сланцевого газу, стримується низкою чинників, найважливіші з яких:

- необхідність значних інвестицій (середня вартість однієї свердловини сягає 30 млн грн);
- відсутність законодавчих норм, які регулюють видобуток цього виду сировини;
- відсутність пільгового оподаткування.

В результаті узагальнення світового досвіду освоєння ресурсного потенціалу скупчень сланцевого газу й інших вуглеводнів нетрадиційного типу розроблено пропозиції щодо організації ГРР з освоєння їх ресурсів в Україні (терміни й етапи освоєння, удосконалення принципів надрокористування, стимулювання інвестицій, нормативно-правове забезпечення, інформаційний супровід).

Одним із основних чинників ефективного функціонування економіки України є забезпечення її потреб в мінерально-сировинних ресурсах, в першу чергу – паливно-енергетичних. Однак упродовж багатьох років річні прирости їх запасів не компенсують видобуток, гостро відчувається дефіцит об'єктів, підготовлених до буріння, а отримані за останні роки результати не відповідають науково обґрунтованому прогнозованому потенціалу НГР України. Тому, поряд із зменшенням рівня енерговитратності, пріоритетним є розвиток нових технологій пошуку, видобутку та використання додаткових природних джерел енергії, у тому числі нетрадиційного типу.

Газ сланцевих товщ як складова мінерально-сировинної бази (МСБ), згідно з розподілом видів сировини за промислово-економічним значенням, що існує в Україні, належить до категорії «Г» – паливно-енергетичні ресурси загальнодержавного значення, родовища яких на даний час невідомі та не розробляються через недостатню вивченість надр, але в перспективі можуть стати важливими для економіки держави, враховуючи їх значні прогнозні ресурси. Сланцевий газ є сильно диспергованою речовиною (газонасичення порід характеризується від десятих часток до кількох відсотків при загальній потужності продуктивних товщ до сотень метрів та глибин залягання до 3000 м і глибше), а тому належить до важковидобувних корисних копалин.

Пошуки, розвідка та видобуток газу сланцевих товщ, вимагає застосування сучасних технологій та відповідного обладнання, наявності фахових знань та досвіду. Так, випробування свердловин і видобуток газу з ущільнених порід вимагає інтенсифікації припливу, яка здійснюється з використанням гідророзриву

пластів (ГРП), системи похилих і горизонтальних свердловин, в стовбури яких під тиском закачують великий об'єм суміші піску, технічної води та хімічних речовин, у тому числі поверхнево-активних та канцерогенних, що спричиняє інтенсивний та широкомасштабний ГРП. При багатократному ГРП суттєво збільшується проникність ущільнених гірських порід за рахунок утворення техногенних та розклинення природних тріщин, по яких і відбувається приплив газу із пор, що знаходилися в практично ізольованому стані до моменту здійснення ГРП. Разом з тим, ця суміш здатна спричинити виникнення значних екологічних проблем, тому що має здатність неконтрольовано глибоко проникати в оточуючі породи, що може значно погіршити якість питних вод артезіанських басейнів, збільшити концентрацію канцерогенних сполук у поверхневих водах, ґрунтах та рослинах.

В Україні цілеспрямованими комплексними дослідженнями проблем і можливостей видобування газу сланцевих товщ раніше не займалася жодна організація. Тому, запаси та ресурси сланцевого газу станом на 01.01.2014 р. в державному балансі запасів корисних копалин України не обліковані.

Враховуючи наведене, загальнодержавною програмою розвитку МСБ України на період до 2030 р. передбачено:

- проведення фундаментальних і прикладних досліджень з основ наукового прогнозування та обґрунтування найперспективніших зон розвитку сланців з високим вмістом ОР, з якими пов'язуються основні перспективи видобутку;
- оцінка прогнозних і перспективних ресурсів;
- розробка програми з техніко-економічним обґрунтуванням регіональних, пошуково-розвідувальних і детальних ГРП з освоєння ресурсів сланцевого газу;
- виявлення та підготовка найперспективніших об'єктів для першочергового проведення ГРП з метою відкриття родовищ сланцевого газу;
- вивчення світового досвіду щодо проблем та технологій видобутку сланцевого газу;
- реалізація пілотного проекту з пошуку, розвідки та видобутку сланцевого газу.

Програмою передбачено комплекс організаційних, правових і науково-технічних заходів, спрямованих на забезпечення гірничодобувних підприємств мінеральною сировиною, у тому числі газом сланцевих товщ, створення сприятливих умов для залучення до геологічного вивчення надр вітчизняних і зарубіжних інвестицій.

Результати науково-тематичних робіт, опубліковані відомості, отримані різними дослідниками, свідчать про значну складність і багатогранність проблем, що виникають у рамках здійснення проектів по пошуках, розвідці та видобутку газу сланцевих товщ. Ці складнощі геологічного, екологічного, економічного, технічного і законодавчого характеру обумовлюють потребу у значних фінансових ресурсах для їх практичного вирішення. Тому як найоптимальніша пропонується така схема послідовного вживання основних організаційних заходів з метою прискорення робіт із освоєння ресурсів сланцевого газу і оптимізації фінансових ризиків (рис. 56).

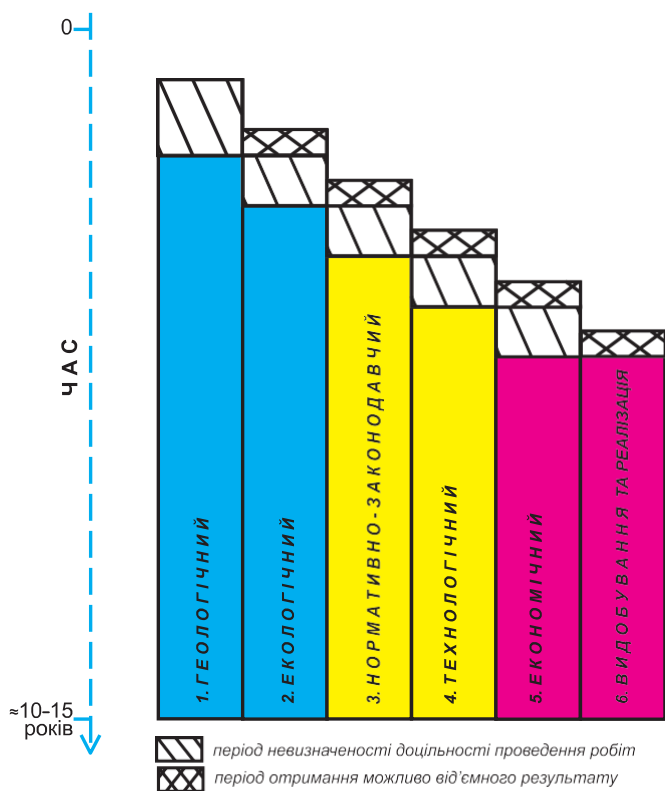


Рис. 56. Схема поетапного вирішення основних організаційних заходів

У постанові КМУ від 06.07.2011 р. № 718 «Про внесення змін до переліку корисних копалин загальнодержавного значення» у переліку горючих газоподібних корисних копалин, окрім газу природного, додатково появилися нові терміни – «газ сланцевих товщ», «газ центральнобасейнового типу».

У цьому контексті потрібно зазначити, що «газ сланцевих товщ» та «газ центральнобасейнового типу» на гирлі свердловини принципово нічим не відрізняються від «газу природного» при суттєвій різниці геологічних умовах залягання, стратегії ГРП, технології та способів експлуатації, хоча поклади сланцевого газу є менш економічно рентабельними і технологічно більш складними і витратними по відношенню до покладів традиційного «газу природного».

Існує широкий спектр трактувань термінів, що стосуються скупчень газу сланцевих товщ. З юридично-правової точки зору важливим є те, що термін «газ сланцевих товщ» не має до цього часу загальноновизнаного трактування через умовність та використання численних діагностичних ознак. Ця обставина може суттєво ускладнити процес «адресного» надання економічних преференцій та створення привабливих умов для інвестицій у високоризиковані геологорозвідувальні та видобувні роботи на газ сланцевих товщ.

Враховуючи те, що більшість дослідників пов'язує газ сланцевих товщ із ущільненими утвореннями, для застосування у сфері надрокористування

пропонується таке геологічно спрощене та максимально конкретизоване у юридичній площині визначення: *газ сланцевих товщ – це вуглеводневий газ, що знаходиться в осадових утвореннях, які характеризуються величинами природної пористості та проникності меншими їх кондиційних (нижніх) значень (відповідно до яких здійснюється диференціація розрізу на щільні породи та породи-колектори при геологорозвідувальних роботах на нафту і газ, зокрема при традиційній оцінці ресурсів та підрахунку запасів вуглеводнів)*. Для кожної конкретної ділянки надрокористування на газ сланцевих товщ кондиційні величини природної пористості та проникності можна практично визначити за допомогою регіональних або локальних аналогій на підставі матеріалів оцінки ресурсів (або підрахунку запасів) газу природного, що пройшли апробацію та затвердження в ДКЗ України.

5.1. ЕТАПНІСТЬ ОСВОЄННЯ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Враховуючи існуючу в Україні етапність ГРР, оптимальним є проведення таких етапів освоєння ресурсів газу сланцевих товщ:

А. Регіональний етап:

1. Розробка державної цільової програми, конкретизація їх виробничих завдань та повноважень виконавців, вивчення світового досвіду і передових технологій та досліджень, що доцільно здійснити за кошти державного бюджету, за рахунок іноземних інвестицій та за кошти зацікавлених вітчизняних надрокористувачів з дотриманням балансу інтересів держави і бізнесу.

2. Виконання науково-дослідних, дослідно-методичних та тематичних робіт, лабораторних досліджень керна та флюїдів, узагальнення та перегляд наявних геолого-геофізичних матеріалів з метою:

- уточнення перспектив наявності скупчень газу сланцевих товщ;
- обґрунтування вибору літолого-стратиграфічних і гідрогеологічних комплексів, де доцільне проведення першочергових робіт з освоєння ресурсів сланцевого газу із мінімально можливими екологічними ризиками;
- виділення перспективних об'єктів за допомогою середньомасштабних карт і розрізів;
- оцінка загальних ресурсів;
- виявлення та підготовка перспективних об'єктів до параметричного буріння.

3. Моніторинг традиційних ГРР на нафту і газ з метою:

- апробації наявних і розробки нових (геолого-геофізичних, польової геофізики, геохімічних, дистанційних) способів прогнозування скупчень газу сланцевих товщ;
- здійснення супутніх «точкових» пошуків, виявлення та дослідження у розрізі «вертикальних» свердловин, пробурених на нафту і газ, скупчень газу в сланцевих товщах та ущільнених породах (некондиційних колекторах);
- вибору продуктивних інтервалів в «сухих» параметричних, пошукових і розвідувальних свердловинах, пробурених на нафту і газ, інтенсифікація при-

пливів, в тому числі за допомогою гідророзриву пластів, дослідження в часі параметрів процесу дренування штучно створеної системи тріщин.

Б. Пошуковий етап (за умови позитивних результатів регіонального):

- виявлення та підготовка локальних перспективних об'єктів до параметричного та пошукового «вертикального» буріння на скупчення газу в сланцевих товщах;
- уточнення прогнозних техніко-економічних показників, оцінка геологічних запасів.

В. Розвідувальний етап (за умови позитивних результатів пошукового):

- апробація сучасних технологій горизонтального буріння, інтенсифікації припливів, в тому числі за допомогою широкомасштабного гідророзриву пластів, визначення параметрів процесу дренування штучно створених (техногенних) резервуарів;
- підготовка та перепідготовка персоналу до рівня, необхідного для практичного освоєння сучасних зарубіжних технологій;
- проведення дослідно-промислової розробки та уточнення величин мінімально та максимально можливих значень дебітів та коефіцієнтів вилучення, визначення їх оптимальних значень (з точки зору рентабельності всього комплексу робіт);
- визначення техніко-економічних показників та підрахунок видобувних запасів;
- поглиблений екологічний моніторинг наслідків дослідно-промислової розробки.

5.2. НАДРОКОРИСТУВАННЯ

Для ГРР з освоєння ресурсного потенціалу нетрадиційних джерел вуглеводнів властивий високий фінансовий ризик, пов'язаний, передусім, з нестачею геологічних знань. ГРР носять витратний характер, оскільки від початку пошуків до початку продажу продукції і отримання першого прибутку проходить багато часу. З іншого боку, у разі відкриття високодебітного родовища вуглеводнів із значними запасами, надрокористувач може не лише компенсувати понесені витрати, але й отримати недосяжний в інших сферах бізнесу прибуток.

Тому інтенсифікація ГРР на нетрадиційну вуглеводневу сировину можлива тільки на основі створення умов для ефективного залучення інвестицій. Рівень оподаткування, вартість робочої сили, наявність політичних ризиків, міра криміналізації суспільства – усе це зазвичай аналізується інвестором при виборі об'єктів та масштабів вкладення капіталу. В процесі планування ГРР, окрім загальних чинників, також враховуються геологічні перспективи, особливості правового регулювання і державного управління надрами тощо.

Тому для розвитку ГРР нетрадиційних джерел вуглеводнів потрібно переглянути всю систему взаємовідносин в трикутнику: надра – влада – бізнес і внести до законодавства деякі суттєві зміни. Так, компанії, які бажають працювати в цьому найризикованішому секторі геологорозвідки доцільно стимулювати пільговим режимом надрокористування та оподаткування.

З метою підвищення ефективності надрокористування, через появу в 2011 р. у переліку корисних копалин загальнодержавного значення газу сланцевих товщ, доцільно розділити фонд надр України на дві категорії, підхід до державного управління якими має бути принципово різним.

До першої категорії (умовно – землі категорії А) доцільно віднести території з розвіданими і оціненими запасами вуглеводнів, а також ділянки надр, в межах яких локалізовані і апробовані перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів класів 333 (категорія С₃) та 334 (категорії Д₁ + Д₂) (території, де за сучасними науково обґрунтованими даними щільність нерозвіданих ресурсів в тис. т умовного палива на 1 км² більше нульових значень). У вивчення цієї категорії фонду надр були вкладені значні державні кошти, отримані реальні результати, а тому, передаючи їх в користування, доцільно розраховувати на компенсацію надрокористувачем «історичних витрат». По відношенню до ділянок, що належать до категорії А, держава повинна ставити перед собою три основні завдання: компенсувати вже здійснені витрати на пошуки і розвідку родовищ, залучити в приватні інвестиції в довивчення перспективних об'єктів та освоєння родовищ, у тому числі газу сланцевих товщ, контролювати видобуток, забезпечуючи раціональне використання ресурсного потенціалу. Для цього доцільно використовувати способи регулювання, передбачені чинним законодавством.

До другої категорії надр (умовно – землі категорії Б) потрібно віднести землі, що не увійшли до земель категорії А, оскільки у відношенні вуглеводнів вивчення цієї території обмежалося регіональною стадією, яка до цього часу не дала позитивних результатів. Через те говорити про «історичні витрати» та їх компенсацію немає достатніх підстав. Тому єдиним завданням держави, враховуючи гіпотетичні перспективи нафтогазоносності, є залучення інвестицій з метою активізації робіт, в першу чергу, на регіональному етапі ГРР. Для цього доцільно використовувати механізми, апробовані в країнах з розвинутою ринковою економікою. Зокрема, по відношенню до земель категорії Б спецдозволи на користування надрами повинні видаватися одночасно на нафту, на природний газ та газ сланцевих товщ на підставі заявки потенційного надрокористувача. Спецдозвіл має бути документом, що підтверджує право вести ГРР на конкретній ділянці загальною площею до 500 км² без обмеження по глибині терміном до 10 р., а у разі відкриття родовищ – мати переважне право на його подальшу розробку. При цьому зобов'язання сторін (держава і надрокористувач) повинні визначатися нормативними актами, а не індивідуальною угодою про умови користування надрами. Наприклад, може бути встановлений мінімальний рівень витрат на проведення ГРР (у гривнях на квадратний кілометр за рік), що одночасно є платою за користування надрами. Якщо надрокористувач не хоче, або не може вести подальші роботи, він повинен продати або повернути ліцензію. Оборот спецдозволів має бути абсолютно вільним. У будь-який момент часу надрокористувач повинен мати можливість продати своє право користування надрами. Право користування надрами може бути припинено тільки за рішенням суду і тільки на двох підставах: небажання вести ГРР в обумовлених

законом об'ємах і низька якість отриманої геолого-геофізичної інформації та щорічного звіту про отримані результати та обсяги виконаних робіт.

Важливою проблемою є неврегульованість спільного освоєння надрокористувачами традиційних і нетрадиційних джерел газу. Суть проблеми полягає в тому, більшість ділянок, особливо в межах Східного регіону, які на даній стадії геологічного вивчення належать до перспективних на скупчення газу сланцевих товщ, розташовані саме в межах нафтогазоперспективних територій з відомими родовищами традиційного типу. А через те, що газ сланцевих товщ, газ центральнобасейнового типу та газ природний належать, згідно з постановою КМУ від 06 липня 2011 р. № 718 «Про внесення змін до переліку корисних копалин загальнодержавного значення», до різних за видом горючих газоподібних корисних копалин, то, відповідно до п. 3 чинної Постанови КМУ від 30 травня 2011 р. № 615, у межах однієї ділянки надр можуть одночасно проводитися роботи з геологічного вивчення та видобування різних за видом корисних копалин за декількома дозволами, які можуть належати різним надрокористувачам. Враховуючи підвищену міграційну здатність газоподібних вуглеводнів, на практиці це може призвести, особливо при здійсненні широкомасштабного ГРП із невстановленим радіусом дії, до неконтрольованого дренажу запасів і ресурсів, окремі можливі випадки яких зображені на рис. 57–60. Запобігання виникненню небажаних ситуацій потребує, окрім узгодження дій окремих надрокористувачів за допомогою договорів про спільну діяльність, встановлення на законодавчому рівні, крім екологічного бар'єра, спеціальних дозвільних і технологічних бар'єрів, дотримання яких повинно бути обов'язковим.

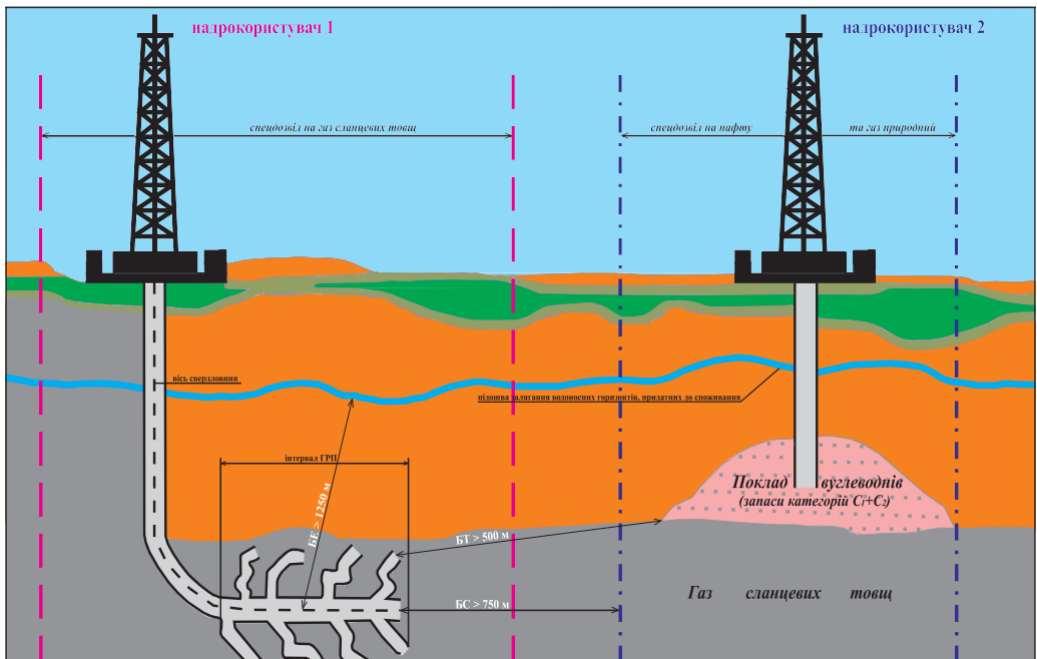


Рис. 57. Схема роздільного освоєння надр різними надрокористувачами

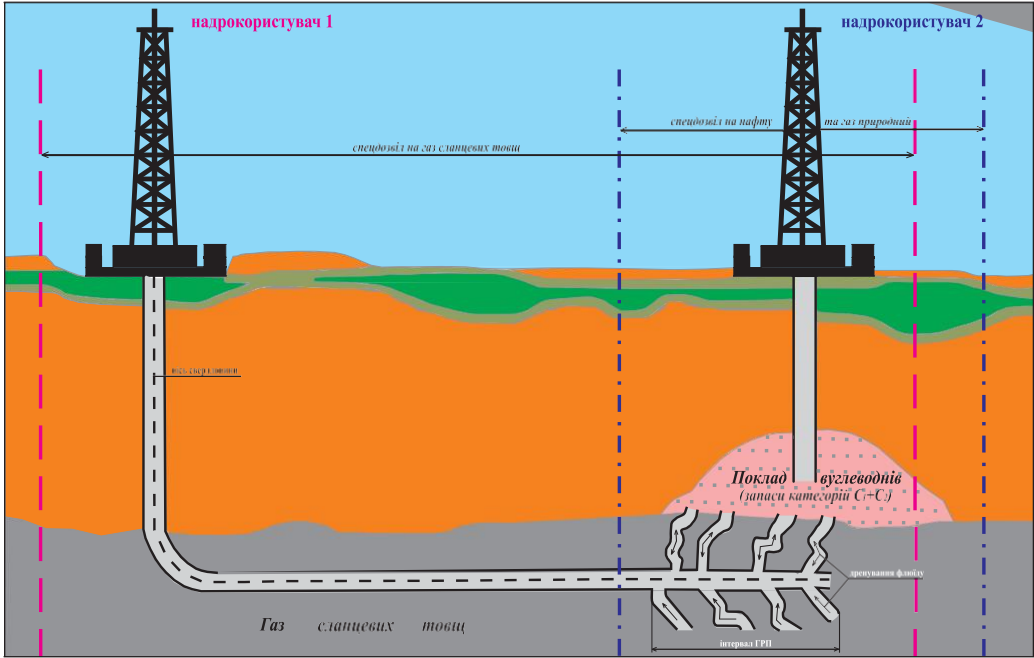


Рис. 58. Схема спільного освоєння надр різними надрокористувачами

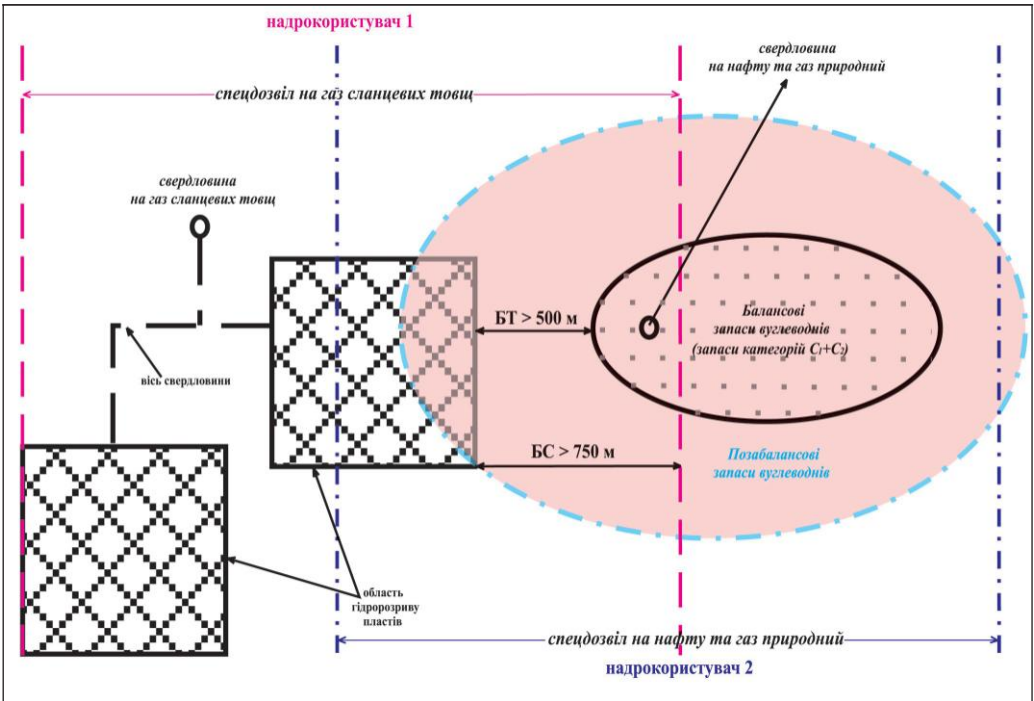


Рис. 59. Оптимальна схема спільного використання надр різними надрокористувачами

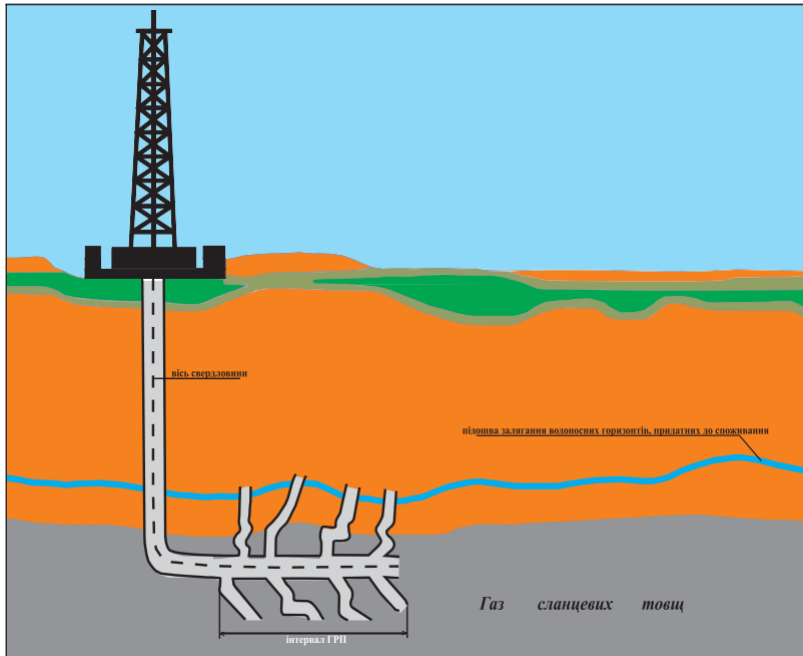


Рис. 60. Схема екологічно небезпечного видобутку газу сланцевих товщ

Зазначимо, що під екологічним бар'єром пропонується розуміти поверхню уявного циліндру певного радіуса, вісь якого співпадає з віссю свердловини в інтервалі глибин ГРП, об'єм якого не належить утворенням, де знаходиться вода, що придатна до споживання.

Спецдозвільний бар'єр – поверхня уявного циліндру певного радіуса, вісь якого співпадає з віссю свердловини в інтервалі глибин ГРП, об'єм якого не належить утворенням, які знаходяться в межах іншого спецдозволу.

Технологічний бар'єр – поверхня уявного циліндру певного радіуса, вісь якого співпадає з віссю свердловини в інтервалі глибин ГРП, об'єм якого не належить утворенням, де знаходяться балансові (видобувні) запаси вуглеводнів класів 121 (категорія C_1) і 122 (категорія C_2).

5.3. НОРМАТИВНО-ПРАВОВЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Ліцензійний порядок надрокористування у багатьох країнах світу налічує десятиліття і слугує цілям раціонального використання надр. Йдеться передусім про країни системи англосаксонського загального права (Велика Британія, Австралія, ПАР, Індія). Слід зазначити, що саме англійська й норвезька ліцензійні системи стали прообразом дозвільного порядку надрокористування в українському та російському законодавстві про надра. Так, у Великій Британії ліцензія на надрокористування має форму договору, в якому поряд із загально-

поширеними екологічними і технологічними вимогами та стандартами техніки безпеки фіксуються основні економічні умови користування надрами.

Характерно, що в країнах іншої правової системи – континентальної – в більшості країн Європи ліцензійна система надкористування майже не отримала поширення. Тут переважають договірні форми взаємовідносин держави і користувача, в основному концесійні (так звана гірнича концесія), яка нині є основою правових стосунків у багатьох країнах. Характерною рисою концесійних стосунків є те, що вони базуються на детально розробленому законодавстві про концесії, урегульованості зобов'язальних стосунків у цивільному праві, що дозволяє однаково захищати інтереси як держави, так і концесіонерів.

На відміну від публічного адміністративного регулювання через дозволи на основі ліцензійної системи договірні стосунки демонструють індивідуальний підхід держави на основі конкретних договорів, наприклад, з концесіонером, угоди про розділ продукції, орендні та інші договори про користування надрами. З державних позицій концесія представляється дуже вигідною формою стосунків держави з надкористувачем.

Витрати власників концесії такі: щорічна плата державі за гектар концесійної території та плата за кожну тонну видобутої корисної копалини, а також отримуваний адміністрацією району, міською адміністрацією роялті за щорічний видобуток по встановлених ставках. Окрім того, концесіонери обкладаються загальними для усіх надкористувачів податками, включаючи податок на корпоративний прибуток. Звертаючись до світової практики регулювання концесійних стосунків, слід зазначити, що хоча вони і врегульовані, як правило, законодавчими актами, проте надають широкі можливості для затвердження договірних стосунків між концесіонером і державою. Держава, що надає концесію, законодавчим шляхом регулює правовий режим концесії, основні права і обов'язки сторін в концесійних стосунках. Зазвичай, ці норми містяться в цивільних кодексах, загальних гірничих законах і кодексах, а також в спеціальному гірничому законодавстві про видобування вуглеводнів та ін.

США та Канада дотримуються договірної і орендного порядку надкористування. Правда, це дуже специфічна оренда, що відрізняється високим рівнем стандартизації умов надкористування. У США право приватної власності на землю автоматично дає право на ведення робіт, пов'язаних з розвідкою, розробкою та видобутком корисних копалин (mineral interest). Якщо землевласник не володіє відповідними фінансовими і (або) технічними можливостями, він може здати землю в оренду інвестору з наданням права ведення відповідних робіт або продати це право, або зовсім продати землю.

Управління процесом користування природними ресурсами, що знаходяться на федеральних землях, здійснюється в США двома незалежними підрозділами. На суші цим займається Бюро з управління землями (Bureau of Land Management, BLM), а на зовнішньому континентальному шельфі – Служба з управління корисними копалинами (Minerals Management Service, MMS). Отже, у США, на відміну від переважної більшості країн, право власності на землю дає право на розробку мінеральних ресурсів, тобто поряд з державою це право може належати і приватним землевласникам.

Виставляючи ділянку надр на торги, держава встановлює усі основні умови користування нею. Покупець не обговорює їх: він може або погодитися на ці умови, або відмовитися від договору. Виграє тендер користувач, який запропонує максимально поліпшити на користь держави умови по одному або за декількома критеріями торгів. Розподіл перспективних ділянок відбувається на аукціонах, де вирішальним критерієм для визначення переможця є розмір грошового бонусу. Причому, відповідно до Закону від 1987 р. права на користування нафтогазовими ресурсами повинні спершу виставлятися на аукціон, і лише у випадку невдачі можуть видаватися на неконкурентній основі.

Аналіз зарубіжного законодавства показує, що в останні десятиліття гірниче законодавство зарубіжних країн істотно змінилося, пристосовуючись до нових реалій. Проте, в більшості зарубіжних країн зберігається принцип державної власності на надра. При цьому зміцнюється функція державного управління надрокористуванням, особливо у ФРН та Франції.

Наведений вище обсяг проблем, що виникають через уточнення пріоритетів надрокористування: газ сланцевих товщ перетворюється на об'єкт, що потребує ретельного геологічного вивчення, з перспективою подальшого його переведення в об'єкт видобутку. Це обумовлює необхідність підготовки комплексу нормативно-технічної документації, необхідної для ефективного проведення робіт по пошуках, розвідці та видобутку газу сланцевих товщ. Ця документація повинна мати однозначне тлумачення і бути узгодженою з положеннями вже чинної нормативно-технічної бази, яка використовується при пошуках, розвідці і видобутку традиційних вуглеводнів.

У свою чергу, успішне виконання в стислі терміни робіт з нарощування ресурсної бази за рахунок газу сланцевих товщ та залучення з цією метою інвестицій неможливе і без відповідного вдосконалення чинних нормативно-правових актів, в першу чергу, Кодексу України про надра, розробки методики розрахунків початкової ціни продажу спеціальних дозволів на користування надрами, перспективних на газ сланцевих товщ, оцінки і порядку попередження та ліквідації негативних і потенційно негативних екологічних і соціальних наслідків надрокористування, регламенту здійснення операцій купівлі-продажу прав на користування надрами тощо з метою створення сприятливих умов залучення до проведення ГРП зарубіжних та вітчизняних інвесторів.

Зокрема, у випадку коли геологічні ризики є максимальними і надрокористувач повністю фінансує геологорозвідку, то він повинен мати право претендувати на отримання певних преференцій за ризик. Крім того, при припиненні права користування надрами суб'єкт підприємницької діяльності повинен мати право передачі ділянки надр з відома органів, що надали йому це право, іншому суб'єктові підприємницької діяльності, що має необхідні фінансові і технічні кошти, а також кваліфікованих фахівців для продовження робіт на вказаній ділянці надр. Для цього доцільно змінити спосіб правового регулювання переходу права користування надрами. Тобто дозвільний спосіб правового регулювання (суб'єкт має право здійснювати тільки ті дії, які дозволені) необхідно замінити на загально дозвільний (суб'єкт має право здійснювати будь-які дії, за винятком заборонених чинним законодавством).

Для цілей пільгового оподаткування та надання інших преференцій необхідно юридично строго визначити такі поняття, як «геологорозвідувальні роботи на газ сланцевих товщ», «геологорозвідувальна компанія», «пошуки», «розвідка» родовищ газу сланцевих товщ тощо. У зв'язку з вищенаведеним додатково потрібні розробка нових і коригування чинних галузевих стандартів і нормативних документів України, серед яких першочергові:

- Кодекс України про надра;
- Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на газ сланцевих товщ. Порядок проведення;
- Методичні вказівки з оцінки прогнозних загальних ресурсів газу сланцевих товщ;
- Методичні вказівки з оцінки загальних запасів газу сланцевих товщ;
- Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами;
- Перелік ділянок надр (родовищ корисних копалин), що можуть надаватися у користування на умовах, визначених угодами про розподіл продукції;
- Порядок проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування надрами.

5.4. ЗАЛУЧЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙ

Інвестування в ГРР на паливно-енергетичні ресурси має високий рівень ризику. Тому у всьому світі транснаціональні нафтогазові компанії інвестують в ГРР виходячи не із загальних для усіх правил, а винятково з точки зору власних інвестиційних сценаріїв та стратегії управління геолого-економічними ризиками. При цьому компанії незначної і середньої капіталізації можуть інвестувати до 50 % своїх бюджетів, а потім, залежно від отриманих геологічних результатів або значно збільшують свою капіталізацію, або стають банкрутами.

В середині 2000-х років великі нафтогазові компанії інвестували в ГРР в середньому близько 10 % своїх бюджетів. Проте усього через десять років частка цих капіталовкладень істотно зростає. Тому одним з найважливіших чинників при інвестуванні в ГРР, у тому числі на поклади газу сланцевих товщ, є прогноз економічної успішності кожного конкретного проекту. Ця величина виражається відношенням величини капітальних витрат на буріння (загальний обсяг інвестицій в пошукове і розвідувальне буріння, мінус витрати на буріння «сухих» свердловин) до загального об'єму інвестицій в пошуково-розвідувальне буріння.

Більшість країн світу, що мають розвинений мінерально-сировинний сектор економіки, пройшли тривалий еволюційний шлях по створенню правил і процедур організації фінансування, механізмів залучення інвестицій, утворенню різних організаційних форм підприємств, що спеціалізуються на освоєнні мінерально-сировинних ресурсів у рамках правового поля ринкової економіки. В умовах України формування гнучкої системи державного управління розвитком нафтогазового сектора до цього часу знаходиться фактично на початковому етапі. У числі державних пріоритетів у цій сфері, починаючи з 1990-х років,

була видача ліцензій на родовища вуглеводнів, а також на найперспективніші площі з нерозподіленого фонду надр. На сьогодні практично всі значимі нафтогазоперспективні об'єкти та родовища нафти і газу вже розподілені проміж надкористувачами різних форм власності. Тому в сучасних умовах ключового значення набуває пошук і розвідка нових площ та родовищ, у тому числі перспективних на газ сланцевих товщ. Враховуючи стратегічну значимість і масштабність останнього завдання, на державному рівні потрібне відповідне коригування системи регулювання в галузі геологорозвідки, спрямоване в першу чергу на стимулювання значних за величиною та ризиками інвестицій на геологічного вивчення і освоєння ресурсів газу сланцевих товщ.

Як показує зарубіжний досвід, на виконання геологорозвідувальних робіт витрачаються чималі бюджетні кошти, а також власні кошти державних компаній. Наприклад, у США прямі бюджетні витрати по статті «Природні ресурси» становлять понад \$22 млрд, з яких майже 20 % припадає на інвестиції. Щодо джерел фінансування цих витрат, то з них 89 % – це власні кошти бюджетів штатів і місцевих бюджетів і лише 11 % – субсидії з федерального бюджету. По відношенню до вартості продукції природоексплуатуючих галузей бюджетні витрати становлять 8 %, а частка статті «Природні ресурси» в загальному об'ємі витрат названих вище бюджетів – 1,1 %. Крім цього, з федерального бюджету США ще \$26 млрд витрачається на природоохоронні цілі, тому загальна сума витрат по статті «Природні ресурси» – \$31 млрд. Схожа ситуація спостерігається в Канаді, Австралії, ПАР. При цьому ефективність фінансування робіт з вивчення і охорони природних ресурсів за рахунок державних коштів безпосередньо не ув'язується з отриманням бюджетних доходів. Наприклад, доходи федерального бюджету США від нафтогазової промисловості, частка якої становила майже половину вартості продукції мінерально-сировинного сектора економіки, в 2000-х рр. дорівнює всього \$5–6 млрд/рік.

Орієнтуючись на зарубіжний досвід, так само, як і на сучасні українські реалії, дуже важко визначити конкретну нормативну частку фінансування ГРР державою. Тим більше, якщо йдеться про нормативи, які могли би застосовуватися для територій, перспективних на газ сланцевих товщ. Тому питання про розподіл відповідальності між державою і приватним бізнесом у фінансуванні ГРР на газ сланцевих товщ навряд чи може мати однозначне рішення. Інакше кажучи, практично неможливо визначити загальне співвідношення частки держави та бізнесу у фінансуванні. Це співвідношення не є і не може бути величиною незмінною, воно залежить не лише від стадії ГРР на газ сланцевих товщ, але й від рівня вивченості території, а також загального інвестиційного клімату в галузі і економіці країни у цілому. Крім того, форми участі держави у фінансуванні ГРР на газ сланцевих товщ можуть бути різними: разом з прямим фінансуванням за рахунок бюджетних коштів існують форми непрямої участі, пов'язані з пільговими режимами оподаткування, страхуванням ризиків і тому подібне. Причому в країнах з ринковою економікою форми непрямої участі держави грають переважаючу роль в державній фінансовій підтримці. Із цієї причини, у геологічно невизначеній ситуації основні завдання держави полягають у створенні оптимальних умов для залучення інвестицій в геологічне вивчення

надр, підтримка через систему регуляторів у збалансованому стані структури МСБ і рівня загальної геологічної вивченості території, організація ефективної системи надрокористування, а також безпосередня участь фінансовими ресурсами, державними виробничими потужностями і науковим потенціалом у вивченні і відтворенні МСБ. Наприклад, в Канаді у 2005 р. загальний об'єм фінансування ГРР в мінерально-сировинному секторі економіки (без урахування нафти і газу) склав \$1299 млн, з якого на частку приватних великих (seniors) і малих (juniors) компаній припало \$1191 млн, а на частку держави (федерального бюджету і бюджетів провінцій) – \$108 млн (8,3 %). Співвідношення частки держави і приватного бізнесу в об'ємі фінансування ГРР склало приблизно 1:11. Проте, якщо врахувати різного роду міри податкового стимулювання ГРР, наведене співвідношення виявляється як мінімум рівним 1:5.

У сучасній ситуації в Україні зменшення державної частки фінансування ГРР, одночасно із спробою перекласти економічну відповідальність тільки на фірми різних форм власності, пов'язане з ймовірною небезпекою двоякого роду. По-перше, ставиться під загрозу сама можливість виконання вкрай необхідних для суспільства, значних за обсягами та вартістю об'ємів робіт. По-друге, держава може дезорієнтувати приватних інвесторів, в першу чергу іноземних, декларуючи масштабні завдання, але не докладаючи для їх вирішення адекватних зусиль зі свого боку. Тому, на наш погляд, частка державної участі у фінансуванні ГРР на газ сланцевих товщ має бути обернена пропорційно етапу їх виконання, інвестиційному клімату і гарантованій можливості повернення інвестором вкладених коштів, мірі адекватності наявної інфраструктури та рівня геологічного вивчення надр.

Враховуючи наведене, частка державної участі у цілому повинна знижуватися від більш ранніх до пізніших етапів освоєння ресурсів газу сланцевих товщ. Сфера прямої участі держави в основному має охоплювати найбільш ризикований і капіталоемний початковий регіональний етап освоєння ресурсів газу сланцевих товщ, недостатньо привабливий, особливо для вітчизняних інвесторів, до моменту відкриття родовища або до об'єктивного підтвердження високої перспективності об'єкта. На цьому етапі фінансова участь держави може досягати 90 %, на пошуковому етапі – до 50 %. На розвідувальному етапі держава може брати участь тільки у виняткових випадках на об'єктах, видобуток газу сланцевих товщ із яких має важливе стратегічне значення.

Як впливає з наведеного вище, фінансування комплексу робіт з освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів можливе з чотирьох джерел: за рахунок бюджету, за рахунок власних засобів надрокористувача (його засновника), за рахунок банківського кредиту під заставу реальних активів або через фондові ринки. На жаль, проблема широкої участі у фінансуванні середніх і дрібних інвесторів (юридичних і фізичних осіб) у найближчій перспективі є невирішеною. По-перше, відсутній ринок ризикового капіталу і створити його за два-три роки неможливо. З цієї причини одним із першочергових пріоритетів державного регулювання ефективності надрокористування є створення сприятливих умов для залучення маси середніх і дрібних інвесторів до фінансування пошукових геологічно ризикових, але потенційно високоприбуткових проектів. Разом з

тим, на думку авторів, успіх у сфері геологорозвідки визначатиметься не лише розмірами інвестицій, але, передусім, забезпеченням комерційного успіху від подальшого видобутку та комерційної реалізації газу сланцевих товщ. Саме з цієї вагомій причини компанії, які виявляють бажання працювати в найризикованішому секторі геологорозвідки – газу сланцевих товщ, доцільно стимулювати особливим пільговим податковим режимом вже у найближчому майбутньому. Перелік можливих преференцій державного стимулювання геологорозвідки та освоєння родовищ газу сланцевих товщ включає в себе:

- прийняття нульової ставки ввізного мита на устаткування і комплектуючі, які не виробляються в Україні;
- перехід до світової практики розрахунку роялті у відсотках від чистого виторгу від продажу сировини у межах країни, зі зміною його величини в залежності від коефіцієнта виснаження покладу, величини запасів та їх важкодоступності, продуктивності свердловин;
- коригування в бік зменшення величини роялті при застосуванні методів вторинного, або третинного вилучення;
- введення 10-річного періоду перенесення збитків, отриманих в процесі геологорозвідки, на майбутні періоди з метою зниження розміру податків, що стягуються з прибутку.

Оскільки освоєння ресурсів газу сланцевих товщ в Україні зараз достатньо ризикований бізнес, податковий тягар має відноситися не тільки до етапу експлуатації родовища. Компанії, що здійснюють інвестиції на етапі ГРП на газ сланцевих товщ, доцільно частково або повністю звільнити від податку на прибуток. Для сторонніх інвесторів, що отримують прибуток в інших сферах бізнесу, необхідно задіяти механізм «переуступки» податкових пільг на інвестиції в геологорозвідувальні роботи з освоєння ресурсів газу сланцевих товщ («трансфертні» акції, дуже поширені, наприклад, в Канаді).

5.5. ІНФОРМАЦІЙНИЙ СУПРОВІД

Загальні принципи інформаційного супроводу всього комплексу робіт, починаючи із пошуків до етапу освоєння ресурсів газу сланцевих товщ, враховуючи їх важливе суспільно-економічне та політичне значення, на нашу думку, полягають у такому:

- підготовка періодичних аналітичних звітів вітчизняними експертами у співпраці з міжнародними, у тому числі по темах: правовій, економічній, соціальній (зокрема, по соціальних інвестиціях) і природоохоронній (екологічній), геологічній та технологічній;
- постійний діалог за участі зацікавлених сторін у формі круглих столів і зборів груп фахівців по ключових проблемах і виробленню альтернативних рішень для майбутніх проектів, формування рекомендацій з поліпшення довгострокової стабільності інвестицій у контексті стійкого розвитку паливно-енергетичного комплексу країни;
- поширення в суспільстві через ЗМІ інформації, що поглиблено розкриває суспільно-економічні аспекти та динаміку процесу ГРП і видобутку газу слан-

цевих товщ і окремих його етапів, а також отримані результати (позитивні та негативні).

Регулювання відносин у сфері права власності на геологічну інформацію про надра, отриману в процесі пошуків, розвідки та видобутку газу сланцевих товщ, доцільно здійснювати із врахуванням положень законів України «Про інформацію», «Про авторське право і суміжні права» та «Положення про порядок розпорядження геологічною інформацією».

Первинна та узагальнена геологічна інформація, отримана користувачем надр у результаті геологічного вивчення за кошти державного бюджету, має належати до державної власності. Первинна геологічна інформація повинна зберігатись у фондах державних і казенних геологічних підприємств і надаватися будь-яким юридичним або фізичним особам на їх запит у встановленому законодавством порядку, а узагальнена геологічна інформація повинна зберігатись у Державному інформаційному геологічному фонді України та надаватися будь-яким юридичним або фізичним особам на їх запит в установленому законодавством порядку.

Порядок розпорядження первинною та узагальненою геологічною інформацією про надра, що отримана за кошти державного бюджету, визначається Кабінетом Міністрів України. При цьому дуже прогресивним буде надання результатам робіт, виконаних за рахунок бюджету, статусу громадських благ, оскільки кожен громадянин України, платячи податки, фактично фінансує ці роботи і тому має право користуватися їх результатами. Каталоги наявної у фондах первинної геологічної інформації про надра мають бути доступні кожному громадянину. Ідеальним рішенням цієї проблеми було б їх розміщення у вільному доступі в мережі Інтернет. Уся первинна геологічна інформація, отримана за рахунок коштів державного бюджету в межах ділянок скупчення газу сланцевих товщ, повинна надаватися безкоштовно. При наданні цієї інформації плата може стягуватися лише за її систематизацію, підготовку і тиражування. В той же час надрокористувачі мають надавати звіти про виконані ними види та обсяги ГРР, включаючи первинний матеріал, до державних фондів. Ці дані повинні потрапляти у відкритий доступ після закінчення комерційного періоду використання інформації, який не може перевищувати трьох років.

Первинна геологічна інформація про надра, отримана за рахунок коштів інвестора (користувача надр), надається будь-яким юридичним або фізичним особам на їх запит за умовами, визначені договором про користування, який укладено між власником такої інформації та зазначеними особами, а узагальнена геологічна інформація може передаватися до Державного інформаційного геологічного фонду України і зберігатися на умовах, що визначені договором про зберігання, який укладено між власником такої інформації та Фондом.

6. ПЕРШОЧЕРГОВІ НАПРЯМКИ ПОДАЛЬШИХ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

В процесі досліджень було визначено перспективні стратиграфічні комплекси, проведений регіональний та локальний прогноз, виділені перспективні зони і ділянки на скупчення нетрадиційних покладів вуглеводнів в сланцевих утвореннях і ущільнених алевро-піщаних і карбонатних породах, проведена їх прогнозна оцінка, визначені напрямки подальших досліджень.

До перспективних стратиграфічних комплексів в Східному, Західному і Південному нафтогазоносних регіонів України належать (рис. 61, 62):

- *східний регіон:* верхньодевонський; нижньокам'яновугільний; середньокам'яновугільний; верхньокам'яновугільний;
- *західний регіон:* кембрійський; силурійський; олігоцен-міоценовий;
- *південний регіон:* силурійський, нижньодевонський; верхньодевонський нижньокам'яновугільний; верхньоюрський; апт-альбський; олігоцен-міоценовий.

6.1. СХІДНИЙ РЕГІОН

Узагальнення проведених раніше регіональних досліджень дозволило дослідникам ДП «Науканафтогаз» обґрунтувати виділення зон, перспективних на поклади сланцевого газу і газу ущільнених порід в межах Східного і Західного НГР [78, 79, 233, 240]. Виділено першочергові об'єкти, вибір яких базується на таких критеріях: величина ресурсної бази; щільність ресурсів; глибина залягання відкладів; ступінь геолого-геофізичної вивченості. Першочерговими об'єктами для пошуків сланцевого газу в межах Східного НГР є низка перспективних зон, де рекомендується проведення сейсмічних 3D, геофізичних, геохімічних, гравіметричних і бурових робіт (рис. 63):

- *Західно-Михайлівсько-Південно-Близнюківська* – площа 3000 км², ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів – 1758 млрд м³;
- *Червонодонецько-Дробишівська* – площа 1700 км², ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів – 1050 млрд м³;
- *Артемівська* – площа 320 км², ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів – 258 млрд м³;
- *Борківсько-Великозагорівська* – площа 1300 км², ресурси сланцевого газу девонських глинистих відкладів – 523 млрд м³.

еон	ера	Система	Відділ	Ярус	Під'ярус	Світи Донбасу	МФГ	Літо-логія	Макс. товщини, м	Основні рівні розповсюдження порід перспективних на нетрадиційні вуглеводні	
Ф А Н Е Р О З О Й	КАЙНОЗОЙСЬКА	Четвертинно-неогенова							До 100 м		
			Палеогенова	Олігоцен						До 400 м	
		Еоцен-палеоцен									
		МЕЗОЗОЙСЬКА	Крейдова	Верхній						До 800 м	
				Нижній						До 160 м	
			Юрська	Верхній						До 800 м	
	Середній										
	Нижній										
	Триасова		Верхній						До 200 м		
		Середній						До 200 м			
		Нижній						До 600 м			
	ПАЛЕОЗОЙСЬКА	Пермська	Нижній	Сакмарський					До 700 м		
				Асельський					До 800 м		
		Кам'яновугільна	Верхній	Гжельський			C ₂ ²		До 1500 м		
				Касимовський			C ₂ ¹				
			Середній	Московський			C ₃ ¹		До 2000 м		
				Башкирський			C ₃ ²		До 2000 м		
				Серпуховський			C ₃ ³		До 2000 м		
				Візейський			C ₃ ⁴		До 3000 м		
		Нижній	Турнейський			C ₃ ⁵		До 1000 м			
			Фаменський			C ₄ ¹		До 4000 м			
			Франський			C ₄ ²		До 4800 м			
			Живетський			C ₄ ³		До 3200 м			
		Девонська	Верхній	Ейфельський			C ₄ ⁴		До 100 м		
	ПРОТЕРОЗОЙ	Рифей	Венд						До 4-5 км (за сейсмічними даними)		
	АРХЕЙ								+++ +++ +++ +++		

Рис. 61. Основні стратиграфічні рівні розповсюдження порід перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів в Східному нафтогазоносному регіоні України (склали С.Г. Вакрчук, В.А. Михайлов, 2013, літолого-стратиграфічна основа за О.Ю. Лукіним)

Еон	Ера	Система	Відділ	Основні рівні розповсюдження порід перспективних на нетрадиційні вуглеводні		
				Західний нафтогазоносний регіон	Південний нафтогазоносний регіон	
ПРОТЕРОЗОЙ	КАЙНОЗОЙСЬКА	Четвертинно-неогенова				
			Олігоцен			
				Еоцен-палеоцен		
		МЕЗОЗОЙСЬКА	Крейдова	Верхній		
				Нижній		
			Юрська	Верхній		
				Середній		
				Нижній		
				Триасова	Верхній	
		ПЕРМСЬКА	Пермська	Верхній		
				Середній		
			Кам'яновугільна	Верхній		
	Середній					
	Нижній					
	Девонська			Верхній		
		Середній				
		Нижній				
	ПАЛЕОЗОЙСЬКА	Силурійська	Верхній			
			Нижній			
		Ордовіцька	Верхній			
			Середній			
			Нижній			
		Кембрійська	Верхній			
			Середній			
			Нижній			
		РИФЕЙ	Венд			

Рис. 62. Основні стратиграфічні рівні розповсюдження порід перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів в Південному і Західному нафтогазоносних регіонах України (склали С.Г. Вакарчук, В.А. Михайлов, 2013, літолого-стратиграфічна основа за О.Ю. Лукіним)

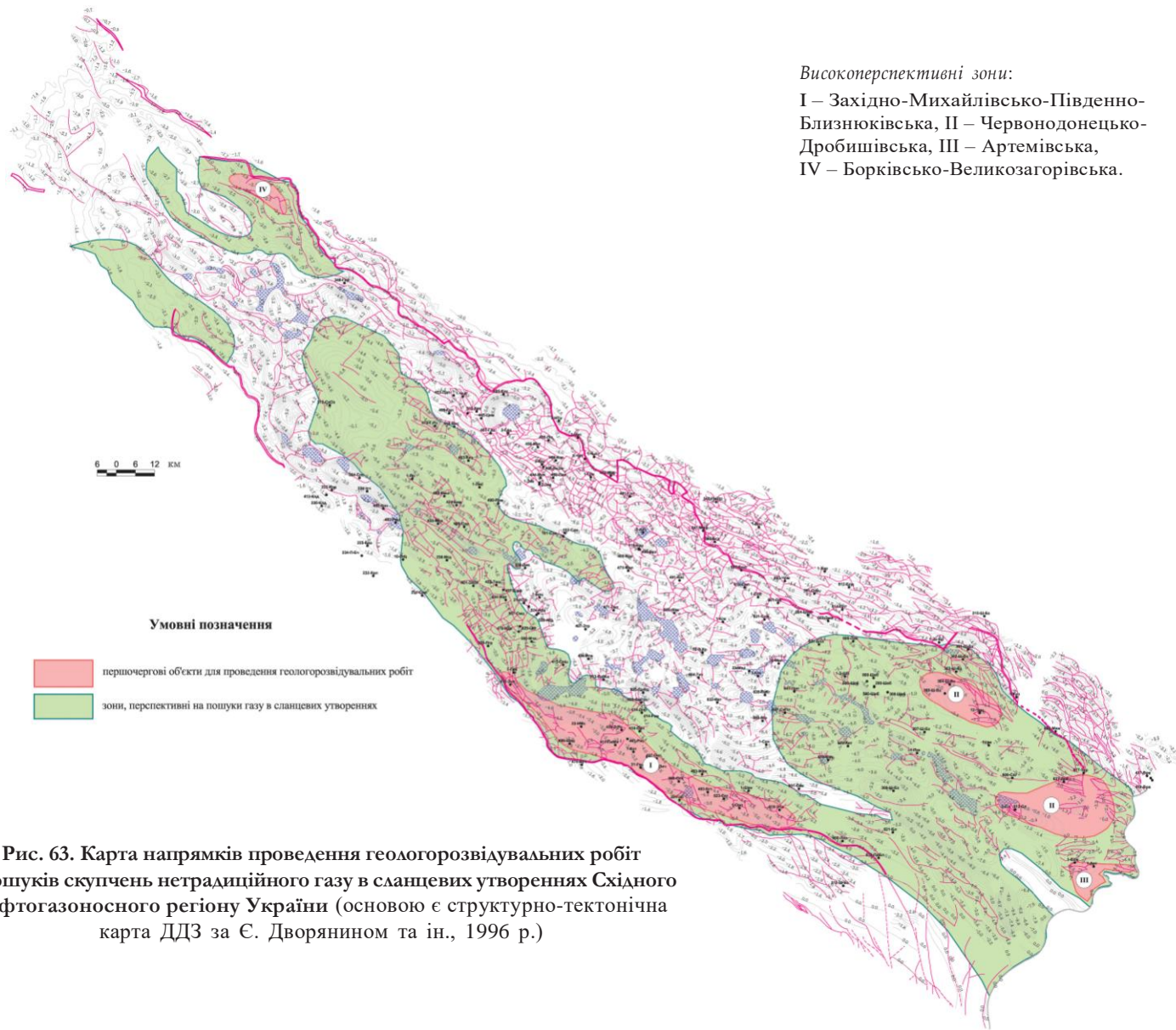


Рис. 63. Карта напрямків проведення геологорозвідувальних робіт з пошуків скупчень нетрадиційного газу в сланцевих утвореннях Східного нафтогазоносного регіону України (основа є структурно-тектонічна карта ДДЗ за С. Дворянином та ін., 1996 р.)

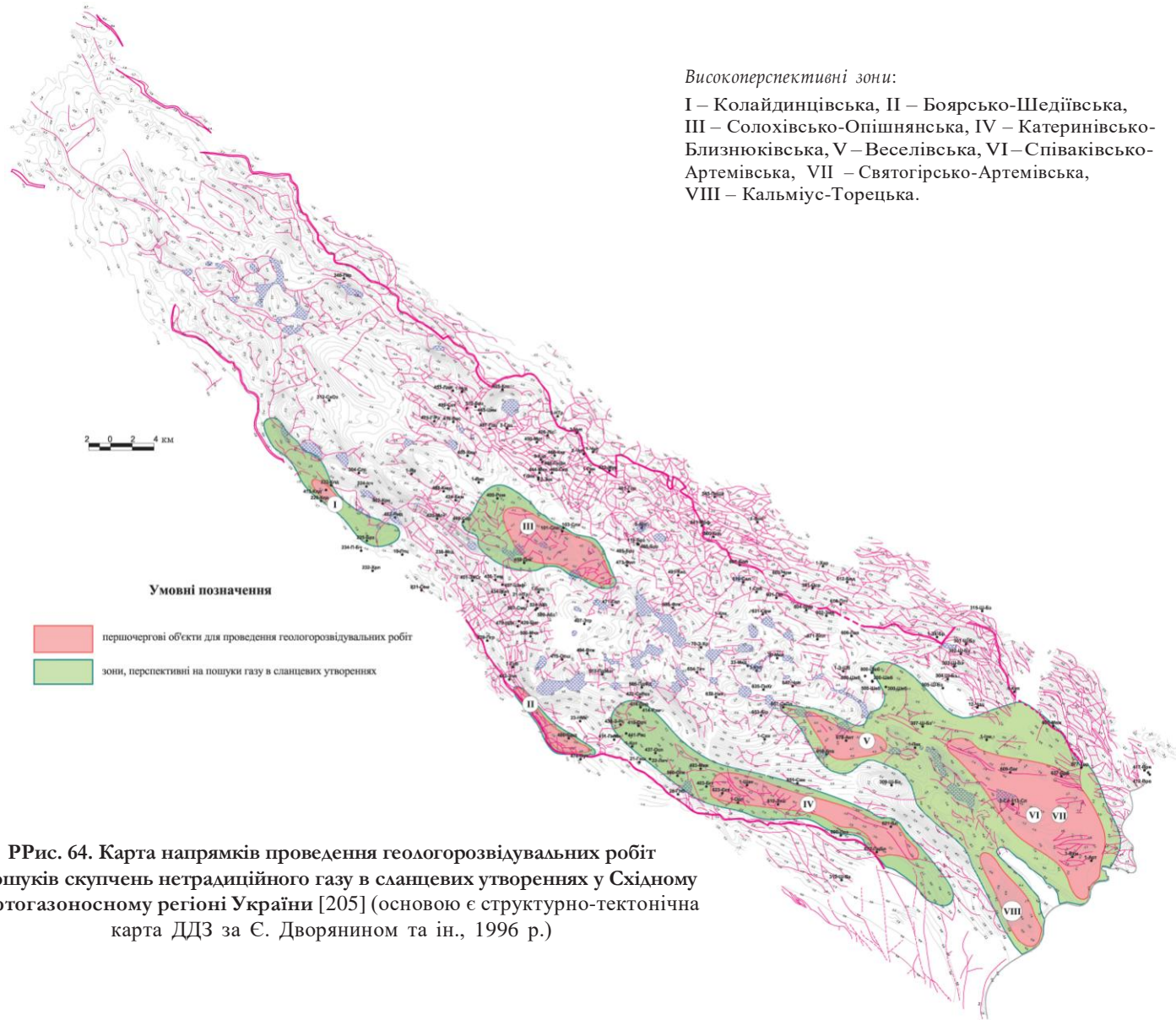
Крім цього в Східному НГР виділені інші перспективні зони (Зачепилівсько-Ливенська, Окопівська, Миргородсько-Ливенська, Римарівсько-Більська, Веселівсько-Новомечибилівська, Мелихівсько-Шебелинська), але їх параметри є гіршими, тому вони розглядаються як другочергові об'єкти.

За матеріалами тих же дослідників [79, 205], найперспективнішими на пошуки газу в ущільнених породах в Східному НГР є такі ділянки (рис. 64):

- *Колайдинцівська* зона (девон) – 40 млрд м³, щільність ресурсів 500 млн м³/км²;
- *Боярсько-Шедіївська* зона (девон) – 100 млрд м³, щільність ресурсів 454 млн м³/км²;
- *Солохівсько-Опішнянська* зона (нижній карбон) – 310 млрд м³, щільність ресурсів 360 млн м³/км²;
- *Катеринівсько-Близнюківська* зона (нижній карбон) – 290 млрд м³, щільність ресурсів 274 млн м³/км²;
- *Веселівська* зона (середній карбон) – 220 млрд м³, щільність ресурсів 524 млн м³/км²;
- *Сніваківсько-Артемівська* зона (середній карбон) – 1510 млрд м³, щільність ресурсів 632 млн м³/км²;
- *Святогірсько-Артемівська* зона (верхній карбон) – 620 млрд м³, щільність ресурсів 530 млн м³/км²;
- *Кальміус-Торецька* зона (середній карбон) – 300 млрд м³, щільність ресурсів 588 млн м³/км².

Локальні прогнози дослідження проведені на таких ділянках ДДЗ: Артемівська (перехідна зона між складчастим Донбасом і ДДЗ); Аннівська, Гашинівська, Євгенівська, Підкам'яна (північний борт ДДЗ); Куличихинська, Юліївська (північна прибортова зона); Західно-Шебелинська, Південно-Коломацька, Західно-Вергунська (приосьова зона); Зачепилівська (південний борт) [200–202, 209, 226, 227]. З цих структур як перспективні визначені Артемівська, Гашинівська, Євгенівська і Зачепилівська, які рекомендуються до подальшого вивчення. Їхні прогнози ресурси наведені в табл. 92, а стисла характеристика основних параметрів продуктивних площ – в табл. 93.

Найдокладніше вивчена Євгенівська ділянка, на прикладі якої побудована модель будови сланцевогазових покладів (рис. 65, 66). Як видно з рисунків, поклади сланцевого газу мають дуже складну форму, невитримані у розрізі та за простяганням. Детальні дослідження керна свердловин ділянки дозволяють стверджувати, що структура перспективних територій являє собою подібність «шаруватого пирога», з неодноразовим повторенням у розрізі продуктивних комплексів лінзоподібної форми, які можуть стоншуватися і виклинюватися по простяганням, з такими частинами розрізу, де вміст газу порівняно низький і не являє економічного інтересу. Тобто сланцевим газом в тій чи іншій мірі насичений весь розріз девону і карбону ДДЗ, це все гігантський газоносний басейн, але окремі його частини, як і різні частини розрізу, по-різному насичені газом. Для вивчення нетрадиційних ресурсів газу ділянки пропонується буріння параметричної свердловини, проектний розріз якої показаний на рис. 67.



РРис. 64. Карта напрямків проведення геологорозвідувальних робіт з пошуків скупчень нетрадиційного газу в сланцевих утвореннях у Східному нафтогазоносному регіоні України [205] (основною є структурно-тектонічна карта ДДЗ за Є. Дворянином та ін., 1996 р.)

Таблиця 92. Прогнозні ресурси перспективних площ ДДЗ, млрд м³

Перспективна площа	Площа, км ²	Перспективний комплекс	Інтервал, м	Середня товщина	Прогнозні ресурси, млрд м ³	Всього ресурси, млрд м ³	Видобувні ресурси (0,35)
Артемівська	1000	C ₂ m ³	3600-3751 – 3710-3800	84	100,8	343,8	120,3
		C ₂ m ²	3821-3837 – 3880-4030	121,5	145,8		
		C ₂ m ¹	3988 – 4012	24	9,6		
		C ₂ b	3560-4149 – 3790-4165	73	87,6		
Євгенівська	500	C ₂ m–C ₂ b	992–1210	218	30,4	216,2	75,7
		C ₁ s ²	1852-2450 – 2196-3090	139	98,6		
		C ₁ s ¹	2520 – 2640	120	16,8		
		C ₁ v ²	2370–2515	145	21,0		
		C ₁ v ¹	2600-3056 – 2690-3072	52	22,4		
		pCm	3107–3200	193	27,0		
Зачепилівська	500	C ₁ v–C ₁ t	1590–1800	210	210,0	210,0	73,5
Гашинівська	400	C ₁ ³	2625–2770	145	58,0	201,6	70,6
		C ₁ ²	2988–3185	197	78,8		
		C ₁ ¹	3290-3360 – 3365-3395	55	44,0		
		D ₃ fm	3548–3600	52	20,8		
Всього						971,6	340,1

Таблиця 93. Параметри продуктивних горизонтів перспективних площ східного сектора ДДЗ

Площа	Свердловина	Вік	Інтервал, м	Товщина, м	Склад	ТОС	C _{орг.}	R ₀	Пористість, %	Проникність, фм ²
Артемівська	Артемівська-1	C ₂ m	3600–3710	110	Аргіліт, алевроліт	0,65–2,28	0,73–3,74	1,41–1,51	0,010–0,035	0,001–0,261
		C ₂ m	3830–4030	200	Аргіліт, алевроліт	1,52–2,53	2,41–4,13	2,02	0,014–0,041	0,018–0,262
	Дробишівська-4	C ₂ m	3663–3782	119	Аргіліти	1,66	4,47	1,43	0,016	-
		C ₂ b	3855–3900	45	Аргіліти	1,17	3,48	1,43	0,025	-
	Дробишівська-10	C ₂ m	3821–3972	151	Аргіліти	2,93–5,78	3,99–6,57	-	0,020	-
		C ₂ b	4149–4165	>16	Аргіліти	2,85	5,36	1,62	0,016	-
	Дробишівська-11	C ₂ b	3560–3790	130	Аргіліт, алевроліт	-	2,20–2,40	-	-	-
	Святогірська-10	C ₂ m	3751–3800	49	Аргіліти	2,27–3,47	3,64–4,54	1,02–1,20	0,022–0,029	0,073
		C ₂ m	3837–3880	43	*	0,92	0,76	1,12	0,041	0,575
		C ₂ m	3988–4012	>24	Аргіліти	2,16–2,92	2,84–4,15	1,47	0,024–0,055	-

Площа	Свердловина	Вік	Інтервал, м	Товщина, м	Склад	ТОС	С _{орг.}	R _o	Пористість, %	Проникність, фм ²
Гашинівська	Гашинівська-3	C ₁	3360–3395	35	Аргіліти	2,56	6,27	-	0,006	-
		D _{3fm}	3548–3600	52	Аргіліти	2,13–3,08	-	1,30	0,016	0,724
	Гашинівська-4	?	2625–2770	145	Аргіліт, алевроліт	-	2,24	-	-	-
		?	2988–3185	197	Аргіліт, алевроліт	-	2,30	-	-	-
		C _{1v2}	3290–3365	75	*	-	2,00–2,45	-	-	-
Євгенівська	Євгенівська-1	C _{1s}	2200–2367	167	Чорні сланці	3,04–4,42	4,43	0,92–1,49	0,028–0,068	0,016
		C _{1v}	2370–2515	145	Аргіліти	-	1,8–2,4	-	-	-
		C _{1v}	2600–2690	90	Чорні сланці	1,45–2,85	6,91	1,02–1,04	0,022	3,175
	Євгенівська-4	C _{1s2}	2450–2490	40	Аргіліти	4,54	6,24	1,26	0,036	-
		C _{1s2}	2520–2640	120	Аргіліти	-	2,2	-	-	-
		C _{1s2}	2815–2823	>8	Аргіліти	4,28	5,90	-	0,032–0,042	-
		C _{1v1}	3056–3070	>14	*	1,26	3,19	1,08	0,031	0,362
		pCm	3107–3200	93	Гранітогнейс	-	-	-	-	-
	Євгенівська-6	C _{2b}	1707–1715	>8	*	4,71	5,58	1,16	-	-
		C _{1s2}	2042–2049	>7	*	2,98	6,08	-	0,084	11,187
		C _{1v1}	2676–2692	>16	Чорні сланці	3,90	8,18	-	-	-
	Євгенівська-7	C _{1s}	2070–2088	18	Аргіліти					
		C _{1s}	2134–2196	62	Аргіліти					
	Євгенівська-8	C _{1s2}	2224–2358	134	Чорні сланці	8,76	-	1,30	0,038	0,705
Євгенівська-20	C ₂ m-C _{2b}	992–1210	218	Аргіліти	3,40–3,70	4,21–4,85	2,40	0,034–0,169	-	
Дружелюбівська-104	C _{1s}	1852–3090	238	Аргіліти	2,80–4,42	5,33–7,20	1,21–1,30	0,014–0,030	4,783	
Зачепилівська	Зачепилівська-100		1590–1800	210	Аргіліти	1,53–2,51	1,46–7,73	1,10–1,74	0,035–0,106	0,007–0,445

Примітка: * – перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків.

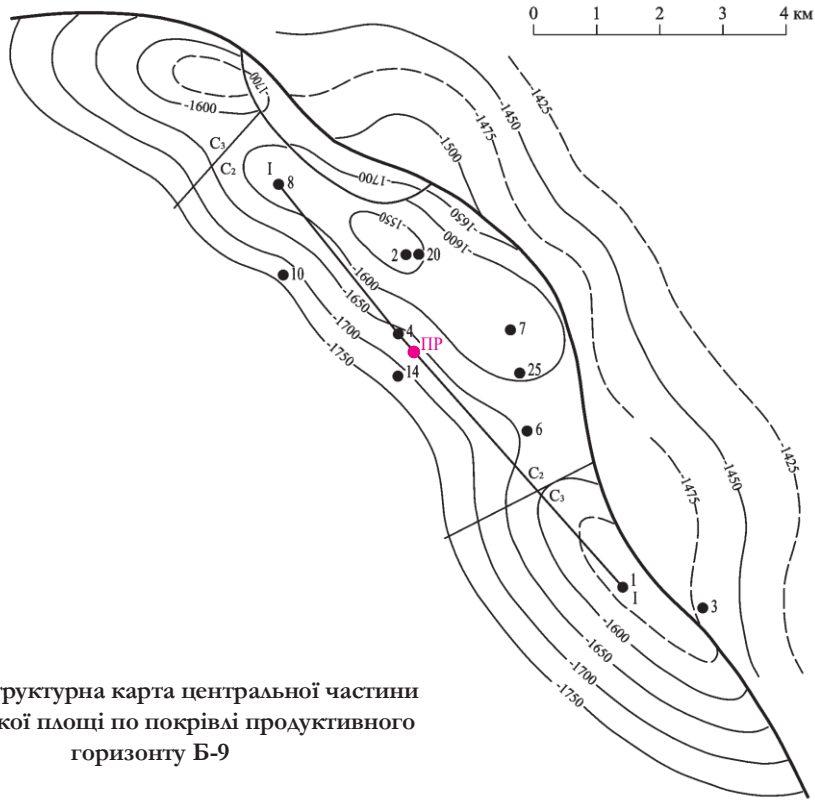
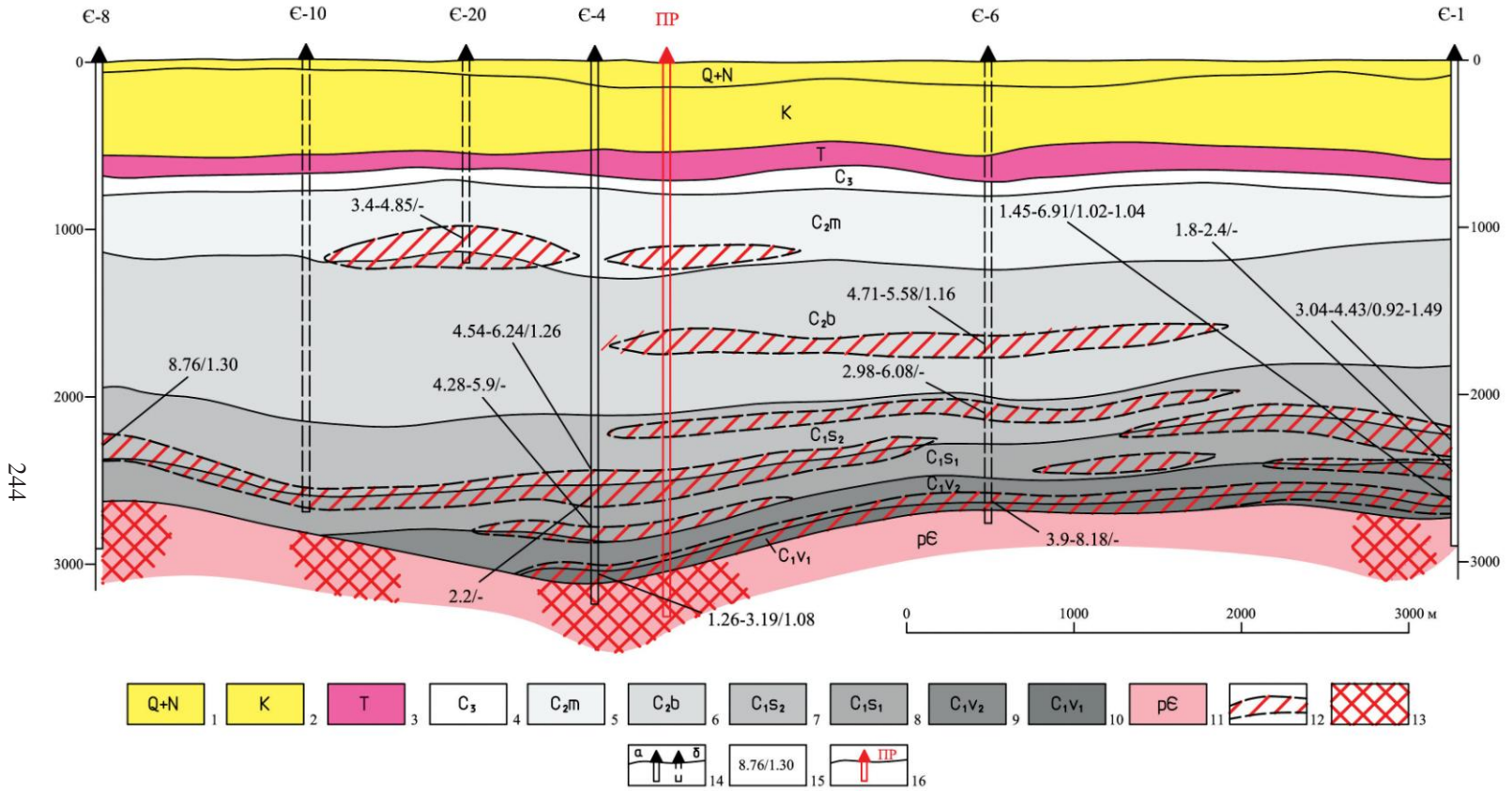


Рис. 65. Структурна карта центральної частини Євгенівської площі по покриві продуктивного горизонту Б-9

Крім описаних вище об'єктів за даними попередніх досліджень надзвичайно привабливим виглядає район свердловини Ржавецька-1, де виділяється ціла низка інтервалів, породи яких за своїми геохімічними показниками відповідають таким порід відомих газонасних сланців світу (табл. 94). Оскільки поки не проведені дослідження ступеня термальної переробки порід (вивчення відбивної здатності вітриніту) і переінтерпретація даних ГДС, зарано говорити про можливу потужність і потенційні нафтогазонасні можливості вмісних порід, але у цілому, розріз св. Ржавецька-1 за параметрами потенційно продуктивних горизонтів виглядає одним з найпривабливіших із вивчених розрізів ДДЗ відносно сланцевої газонасності. Тому рекомендується продовжити дослідження з метою обґрунтування закладення пілотної свердловини на пошуки сланцевого газу в районі св. Ржавецька-1.

Таблиця 94. Параметри потенційно продуктивних горизонтів св. Ржавецька-1

Вік	Інтервал, м	Товщина, м	Склад	ТОС	Сорг.	Пористість, %
C _{1s}	3204–3216	>12	Аргіліти	2,72	4,42	2,8
—”—	3280–3288	>8	Аргіліти	3,14	5,26	1,3
—”—	3358–3360	>2	Аргіліти	3,73	6,01	0,6
—”—	3595,0–3606,5	>11,5	Аргіліти	4,26–5,49	4,49–7,27	3,4–4,5
C _{1v2}	3883–3894,2	>11,2	Аргіліти	3,68	5,63	1,1



1 – кайнозой; 2 – крейда; 3 – триас; 4 – верхній карбон; 5–6 – середній карбон, московський (5) і башкирський (6) яруси; 7–10 – нижній карбон, верхньо- (7) і нижньосерпуховський (8), верхньо- (9) і нижньовізейських (10) під'яруси; 11 – докембрій; 12 – сланцевогазові поклади; 13 – зони розущільнення в породах фундаменту, сприятливі для накопичення газу; 14 – свердловини в площині розрізу (а), їх проекції (б); 15 – в чисельнику – вміст ТОС ($C_{орг.}$), в знаменнику – відбивна здатність вітриніту; 16 – проектна свердловина.

Рис. 66. Модель будови сланцевогазових покладів Євгенівської ділянки

Індекс	Границі, м	Потужність, м	Керн	Стисла літологічна характеристика	Стисла характеристика потенційно продуктивних товщ
Q+N	140	140		Піски, кварцові піски, строкаті глини, суглинки, леси	
K	520	380		Піски, пісковики, глини, мергель, крейда	
T	705	185		Червоноколірні і строкато забарвлені пісковики, алевроліти, аргіліти, глини та їх перешарування	
C ₃	780	75		Аргіліти, піски, їх перешарування, прошарки вапняків, доломітів, вуглистих сланців	
C _{2m}	1110	510	■	Аргіліти сірі, темно-сірі, алевроліти чорні, пісковики сірі дрібнозерністі, їх перешарування, прошарки вапняків, вапнякових брекчій	Аргіліти до чорних сланців з прошарками мергелів (120 м)
	1230				
	1290				
C _{2b}	1605	810	■	Аргіліти темно-сірі до чорних, інколи вапністі, тонке перешарування аргілітів та алевролітів, зрідка пісковиків, шари (0.6-0.7м) пісковиків і вапняків	Аргіліти темно-сірі до чорних з прошарками мергелів сірих до темно-сірих, вапняків, пісковиків світло-сірих (150 м)
	1755				
	2100				
C _{1s2}	2175	420	■	Аргіліти чорні, інколи вуглисті, вапністі; шари і прошарки алевролітів темно-сірих, пісковиків сірих тонкозернистих, доломітових брекчій	Аргіліти чорні вуглефіковані з прошарками пісковиків (75 м)
	2250				
	2445				
C _{1s1}	2520	300	■	Аргіліти чорні, шари і прошарки алевролітів темно-сірих, пісковиків сірих тонкозернистих, доломітових брекчій	Аргіліти (180 м)
	2625				
	2820				
C _{1v2}	2940	165	■	Перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків світло-сірих дрібнозернистих	Перешарування чорних аргілітів, алевролітів, мергелів (110 м)
C _{1v1}	2985	65	■	Перешарування чорних аргілітів, алевролітів, мергелів, шари пісковиків	Зона тріщинуватості, розущільнення
pE	3050				
	3300				

Рис. 67. Передбачуваний розріз проектної свердловини

Першочерговим об'єктом для проведення ГРР для пошуку і розвідки нетрадиційних скупчень газу і нафти в карбонатних і карбонатно-глинистих утвореннях в межах Східного НГР є Леляківсько-Селюхівська ділянка. Ділянка розташована в межах південної прибортової зони північно-західної частини ДДЗ (рис. 68). Площа ділянки 750 км². Перспективними є карбонатні відклади нижньовізейського комплексу.

Видобувні ресурси неконвекційних вуглеводнів Леляківсько-Селюхівської ділянки оцінюються в 60 млн т нафти і газового конденсату і 45 млрд м³ газу.

6.2. ЗАХІДНИЙ РЕГІОН

В силурійських відкладах Волино-Подільської плити виділені 4 перспективні ділянки, сумарні прогнозні ресурси яких становлять 1580 млрд м³:

- Рава-Руська – 490 млрд м³;
- Белзька – 200 млрд м³;
- Східно-Ліщинська – 320 млрд м³;
- Давидівська – 570 млрд м³;

В зоні Кросно і Скибовій зоні Складчастих Карпат виділено 6 структур, складених ущільненими колекторами олігоцену і палеоцен-еоцену (пісковики, алевроліти, аргіліти), перспективних на виявлення покладів газу нетрадиційного типу, попередньо оцінені прогнозні ресурси для цих структур такі:

- структура Тихого – 5 млрд м³;
- структура Боберка – 1 млрд м³;
- структура Максимець-Бистриця – 4 млрд м³;
- структура Лазещина – 10 млрд м³;
- структура Брустуранка – 2 млрд м³;
- структура Яновець – 2 млрд м³;

Крім того, на Вигодській ділянці у піднасуві Карпат прогноуються дві перспективні структури з прогнозними ресурсами нафти:

- структура Петровецька – 3871,4 тис. т;
- структура Таталівська – 3981,6 тис. т.

6.3. ПІВДЕННИЙ РЕГІОН

Вивчені перспективи нафтоносності відкладів Південного регіону. Встановлено, що породи майкопської серії в інтервалі глибин до 2–3 тис. м, як правило, є термально незрілими і не можуть розглядатись як перспективний об'єкт для пошуків сланцевої нафти. У той же час на глибинах понад 2–3 тис. м (де, як вважається, розміщена головна зона нафтоутворення) ступінь термальної зрілості порід зростає, і за умови збагаченості органічної речовиною вони можуть розглядатись як перспективні об'єкти для пошуків сланцевої нафти. До перспективних стратиграфічних комплексів Південного НГР можуть належати нижньодевонський, нижньокам'яновугільний і юрський комплекси. Переддо-

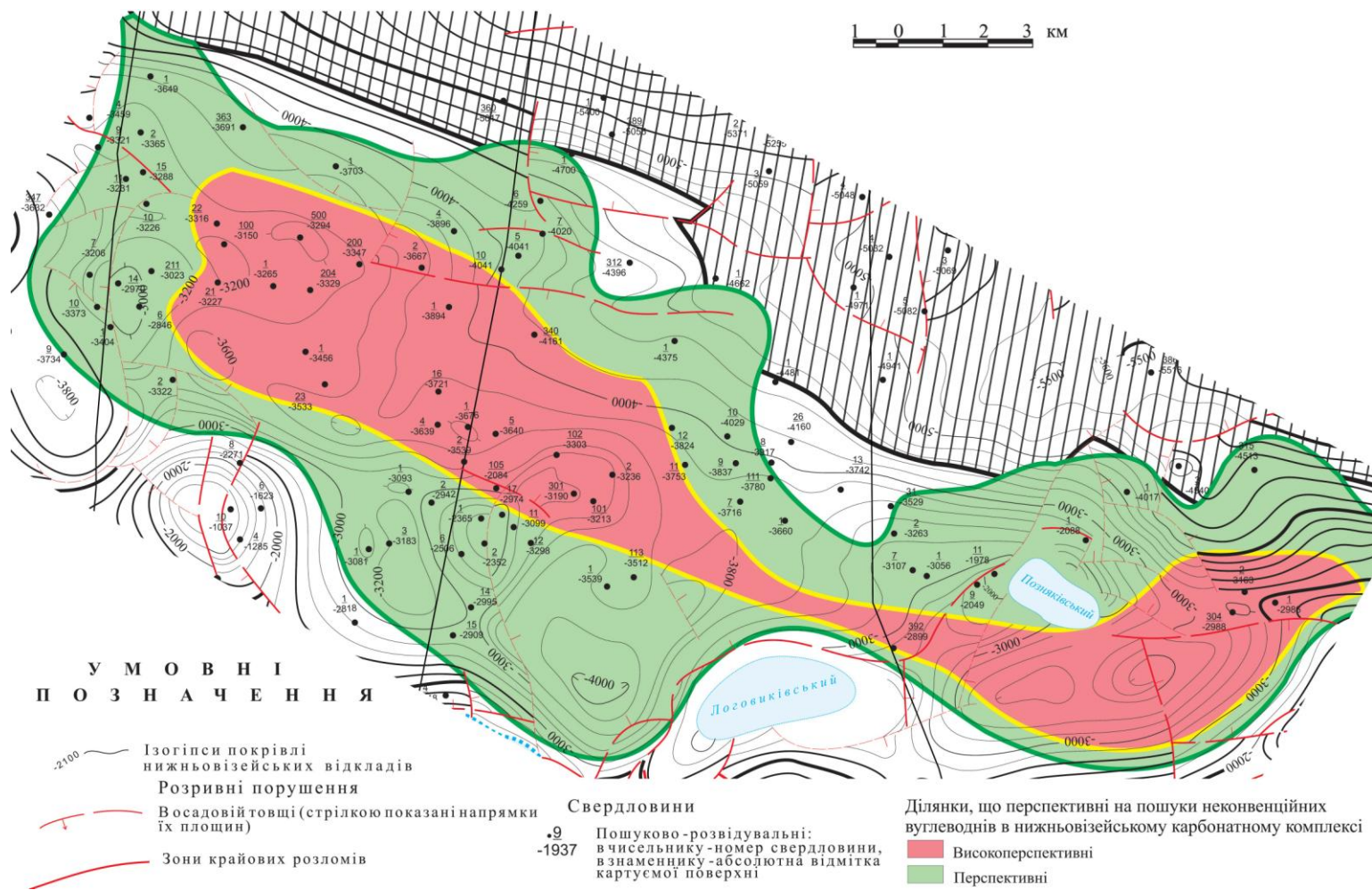


Рис. 68. Лежівсько-Селюхівська перспективна ділянка для пошуку неконвенційних вуглеводнів в карбонатних і карбонатно-глинистих утвореннях

брудзького прогину, апт-альбський комплекс Рівнинного Криму. Але вони не вивчалися з точки зору нетрадиційних покладів вуглеводнів, тому їх вивчення є нагальним завданням майбутніх досліджень.

6.4. СЛАНЦЕВА НАФТА

Оцінені перспективи промислової нафтоносності сланцевих (флішових) формацій України [230]. У Східному НГР у північно-західній частині ДДЗ виділяються площі, перспективних на поклади сланцевої нафти, з яких найперспективнішими є:

- візейська товща чорних вуглефікованих аргілітів Ніжинської площі (осьова зона), яка на глибині 4268–4309 м розкрита св. Артюхівська-13; товщиною 41 м, вміст ОР – 4,23 %, $C_{\text{орг.}}$ – 6,13–7,77 %, R_o – 0,95–1,70, пористість – 0,7–2,2 %;
- серпуховська товща аргілітів Хорольської площі (північний борт – північна прибортова зона), яка на глибині 2885–3068 м розкрита св. Афанасіївська-5, 11; товщиною від 42 до 183 м, вміст $C_{\text{орг.}}$ – 2,99–3,54 %, R_o – 1,00–1,08, пористість – 8,0–8,2 %;
- візейська товща аргілітів Хорольської площі (північний борт – північна прибортова зона), яка на глибині 2636–3376 м розкрита св. Хорольська-398, Афанасіївська-5, 10, товщиною 42–115 м, вмістом ОР – 4,08–5,93 %, $C_{\text{орг.}}$ – 3,95–5,53 %, R_o – 1,03–1,74, пористістю – 10,5 %;
- фаменська товща аргілітів Кінашівської площі (північна прибортова зона), яка на глибині 2102–3019 м розкрита свердловинами Борзнянська-303, Кінашівська-6, Ушнянська-1, Борківська-15, товщиною 23–124 м, вміст ОР – 1,75–5,39 %, $C_{\text{орг.}}$ – 1,15–4,43 %, R_o – 1,07, пористість – 3,2–8,9 %

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного НГР за аналогією з формацією Баккен попередньо оцінюються в 2–2,5 млрд бар. (280–350 млн т).

В Західному регіоні отримання сланцевої нафти можливо здійснити, в першу чергу, на родовищах Передкарпатського прогину, де нафтогазоносними є пісковики менілітової світи. За відповідними технологіями пропонується випробувати товщі чорних аргілітів, досліджувати ці товщі і вводити їх в розробку. Наявна на відомих родовищах інфраструктура, наявні детальні дані про будову родовищ при мінімальних витратах можуть дати значний приріст видобутку нафти.

6.5. ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ

З імпактних структур УЩ найперспективнішими щодо знаходження покладів вуглеводнів виглядають Оболонська і Болтиська.

Для вивчення глибинної будови Оболонської імпактної структури рекомендується буріння параметричної свердловини глибиною до 4000 м в її центральній частині, в зоні центрального підняття, де за матеріалами сейсмозвідувальних робіт встановлена зона розуцільнення в кристалічному фундаменті,

яка прослідковується до глибини 3000 м, обмежена крутонахиленими осями синфазності, які сходяться на глибині 6–7 км, а за результатами газогеохімічних досліджень в підземних водах виявлені мікроконцентрації метану, збільшення загальної мінералізації (понад 1 г/л) і поява нетипових хлоридно-магнієвих вод, що може бути наслідком розвантаження флюїдів більш глибоких горизонтів по зонах розломів.

Крім цього рекомендується буріння двох пошуково-розвідувальних свердловин глибиною по 2000 м у межах кільцевого валу:

- в північній частині структури, де за матеріалами сейсмозвідки встановлена велика зона розущільнення в породах фундаменту; за даними термометричної зйомки встановлені від'ємні аномалії температурних значень, локальні максимуми радону і контрастні локальні аномалії вуглекислого газу; за матеріалами електорозвідки у зоні зчленування зовнішнього валу з центральним кратером зафіксовані наскрізні слабоінтенсивні додатні аномалії, характерні для родовищ ВВ, які зіставляються з газонасиченими зонами розломів у фундаменті, що супроводжуються дифузійно-фільтраційними потоками в породах осадового розрізу;
- в межах південно-західної частини структури, де встановлені від'ємні аномалії густини у відкладах байосу, коптогенного комплексу, частково – фундаменту (можлива наявність колекторів); додатна температурна аномалія, але відсутні аномалії радону, CO₂, вуглеводнів (що інтерпретується як сприятлива ознака тектонічної стабільності блоку та наявності умов для акумуляції та збереженості покладу).

Результати петрогустинного математичного моделювання Болтиської структури дозволяють припустити наявність зони трищинуватості і розущільнення в гранітах мішені в центральній частині структури, потужність якої сягає 450–900 м. Враховуючи підвищений вміст C_{орг.} в деяких зразках імпаکتитів (до 2,56–3,16 %), а також їхні непогані колекторські властивості (відкрита пористість 4–40 %, середня 22,2 %, коефіцієнт проникності до 1,240–2,059 фм²), результати моделювання значно підвищують перспективність центральної частини структури щодо можливих покладів вуглеводнів.

6.6. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

У межах Донбасу визначені такі перспективні площі для подальшого вивчення й можливого видобутку метану вугільних товщ:

- Петриківсько-Новомосковська (720 км²);
- Павлоградсько-Петропавлівська (1193 км²), сумарні геологічні запаси оцінюються в 96,46 млрд м³, видобувні запаси до глибини підрахунку 1500 м – 21,2 млрд м³;
- Нікольсько-Райська (1116 км²), сумарні геологічні запаси – 507,56 млрд м³, видобувні запаси до глибини 1800 м – 122,3 млрд м³;
- Красногорівсько-Авдіївська (1040 км²), сумарні геологічні запаси – 31,3 млрд м³, видобувні запаси до глибини 1800 м – 7,4 млрд м³;

- Слов'янківсько-Вугледарська (1561 км²) сумарні геологічні запаси – 968,0 млрд м³, видобувні запаси – 116,6 млрд м³;
- Гірська Глибока (87,5 км²), видобувні запаси у вугільній товщі – 3,4 млрд м³;
- Алмазна (102,5 км²), видобувні запаси у вугільній товщі – 4,1 млрд м³ (за оптимістичним варіантом) та 2,1 млрд м³ (за песимістичним);
- Лугансько-Краснодонська (307,5 км²), видобувні запаси у вугільній товщі – 10 млрд м³ (за оптимістичним варіантом), або 3,0 млрд м³ (за песимістичним);
- Краснодонська Глибока (48 км²), видобувні запаси у вугільній товщі – 968 млн м³ (за оптимістичним варіантом), або 820 млн м³ (за песимістичним).

На цих площах рекомендується першочергова постановка дослідно-промислових геологорозв'язувальних робіт, які будуть включати польові сейсмічні дослідження за методикою 3D-3С, буріння пілотних та експлуатаційних свердловин, у межах таких ДПП:

- Самарсько-Гапіївський (315 км²);
- Білицько-Краснолиманський (225 км²);
- Жовтнево-Лідіївський (240 км²);
- Санжарівсько-Боржиківський (73,5 км²);
- Чапаївсько-Новоаннівський (90 км²)

6.7. ОРГАНІЗАЦІЙНІ ЗАХОДИ

Для швидкої реалізації проблеми газу метану в Україні доцільно:

- сформувати виважену державну політику у сфері надрокористування, визначивши єдиним замовником державного замовлення з приростів запасів нафти і газу, розпорядником коштів державного бюджету на нафту і газ та уповноваженим центральним органом у сфері надрокористування нафтогазоносними надрами Міненерговугілля, як це, наприклад, започатковано у деяких країнах Близького Сходу, оскільки забезпечення держави енергоресурсами покладено на Міненерговугілля та Національну акціонерну компанію «Нафтогаз України»;
- розробити та затвердити Положення про надання спеціальних дозволів на користування надрами та Положення про проведення аукціонів на отримання спеціальних дозволів на користування надрами, які би чітко визначали прозорі правила гри на ринку надрокористування в Україні на довгий період;
- невідкладно переглянути виконання ліцензійних умов надрокористувачами на газ метан та вжити заходів щодо безумовного виконання ліцензійних умов надрокористувачами по освоєнню ресурсів метану чи позбавлення ліцензій надрокористувачів, які не виконують ліцензійних умов;
- у найкоротші терміни розробити та затвердити Концепцію та Державну програму «Газ метан України до 2030 р», об'єднавши зусилля Міненерговугілля, Мінприроди, НАЕР та визначивши координатором і відповідальним Міненерговугілля. Уже у найближчі 2–3 роки необхідно передбачити значне нарощування видобутку метану – до 3–5 млрд. куб м у рік.

У цій Програмі виділити окремим блоком метан у вільних скупченнях в пісковиках і алевролітах над, між та під вугільними пластами, приділивши цьому блоку особливу увагу, оскільки метан у вільних скупченнях можна видобувати без взаємозв'язку з видобуванням вугілля, тобто як традиційний природний газ.

При цьому освоєння цих ресурсів не потребує залучення західних технологій. Всі технологічні операції можуть проводити дочірні підприємства Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у співпраці з геологорозвідувальними підприємствами Мінприроди, а також з іншими вітчизняними підприємствами. Особливо важливим є і те, що буде запроваджена попередня дегазація вугільних полів.

Враховуючи невеликі глибини (400–2000 м) та значні ресурси (близько 200 млрд куб. м), можна в найближчі роки значно наростити видобуток газу.

Головними слід вважати два напрямки:

- метан власне вугільних пластів як супутня корисна копалина;
- метан вмісних вугільні пласти порід як супутня корисна копалина.

Реалізація цих двох напрямків потребує залучення західних технологій з впровадженням гідророзривів пластів з використанням, для прикладу в США, рідкого азоту та закріпленням хімічними реагентами (пропантом тощо).

Як показала практика на Красноармійському полігоні у Донецькій області, вітчизняні технології, що використовувались Центром альтернативних досліджень (Міненрговугілля), не дали суттєвих результатів при реалізації пілотного проекту щодо видобутку метану із вугільних пластів, включаючи і гідророзрив вугільного пласта.

Сланцевий газ. Вбачаються такі шляхи реалізації проблеми сланцевого газу в Україні.

Продовжити та інтенсифікувати виконання розпочатих у Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України» у співдружності з освітянськими, галузевими та академічними науковим організаціями циклу першочергових тематичних та науково-дослідних робіт з цієї проблематики, у тому числі:

- розробка стратегії освоєння вуглеводневих ресурсів сланцевих товщ України,
- вивчення геологічних передумови газоносності сланцевих відкладів України,
- вивчення перспектив газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України,
- оцінка ресурсів сланцевого газу найперспективніших стратиграфічних комплексів Східного та Західного регіонів України,
- формування програми регіональних геологорозвідувальних робіт по проблемі сланцевого газу,
- підготовка та реалізація пілотних проектів освоєння ресурсів нетрадиційних вуглеводнів тощо.

Газ ущільнених колекторів. До ущільнених колекторів належать низькопористі (до 7–8 %) та низькопроникні (до 3–7 мД) колектори, в основному пісковики та алевроліти. Вуглеводні, які вміщують ці колектори, належать до важковидобувних запасів та ресурсів. Проблема освоєння запасів та ресурсів

ущільнених колекторів є проблемою не стільки геологічною, а технологічно-економічною.

Перспективи промислової газонасності ущільнених колекторів зв'язуються в першу чергу у Східному регіоні з відкладами московського та башкирського ярусів середнього карбону південно-східної частини ДДЗ, кембрію Волино-Поділля, які залягають на глибинах до 4 км.

Для прогнозування та підготовки об'єктів до глибокого буріння, оцінки перспективних ресурсів та промислових запасів використовуються методики та технології прийняті для традиційних вуглеводнів.

До 2010 р. цілеспрямованих наукових та тематичних досліджень з цієї проблеми в Україні не проводилось, офіційна оцінка ресурсів і запасів вуглеводнів ущільнених колекторів не виконувалась. Запаси вуглеводнів на Державному балансі корисних копалин станом на 01.01.14 не значаться.

НАК «Нафтогаз України» у співдружності з освітянськими, галузевими та академічними науковими організаціями починаючи з 2010 р. вперше в Україні розпочала цілеспрямовані тематичні дослідження з цієї проблеми у нафтогазоносних басейнах України.

Для вирішення проблеми промислової газонасності ущільнених колекторів необхідно впровадження сучасних технологій розкриття, випробовування, інтенсифікації (в першу чергу використання серій потужних гідророзривів), та розробки.

Науково-методичний супровід реалізації програми. Необхідною передумовою успішної реалізації Державної програми освоєння нетрадиційних вуглеводневих ресурсів є створення комплексної системи науково-методичного забезпечення виконання її основних положень та заходів.

При цьому будуть вирішуватися такі задачі:

- отримання та систематизація достовірних даних про перспективи нафтогазоносності нетрадиційних джерел в Україні;
- використання (впровадження) сучасних досягнень науки і техніки на всіх стадіях освоєння родовищ нафти і газу від пошуку, розвідки покладів, через їх розробку до підготовки та обліку продукції, що поставляється споживачу;
- моніторинг охорони надр та навколишнього природного середовища;
- прогнозування економічних і соціальних наслідків розвитку видобувного виробництва в межах нафтогазоносних басейнів;
- розробка науково обґрунтованих рекомендацій щодо поточного контролю та регулюванню виконання програми.

Передбачається організація науково-методичного супроводу Програми по чотирьох основних напрямках:

- фундаментальні геолого-тематичні та аналітичні дослідження нафтогазоносних басейнів України, включаючи українські акваторії;
- проектування та контроль виконання сейсморозвідувальних робіт, пошуково-розвідувального буріння, геофізичних та гідродинамічних досліджень у свердловинах;
- проектування та авторський нагляд за реалізацією пілотних та проектів дослідної та промислової розробки нетрадиційних родовищ вуглеводнів, а також їх облаштування;

- аналіз і прогнозування економічних умов та соціальних показників розвитку видобувного виробництва.

Основними задачами фундаментальних геолого-тематичних досліджень слід вважати:

- порівняльний аналіз перспектив нафтогазоносності нетрадиційних джерел осадових басейнів України з іншими басейнами світу;
- уточнення геологічної будови нафтогазоперспективних утворень а також вивчення осадових комплексів в межах нафтогазоносних басейнів України;
- визначення палеогеографічних умов накопичення осадових порід з побудовою первинної літолого-фаціальних моделей нафтогазоперспективних товщ на нетрадиційні вуглеводні;
- створення петрофізичних моделей сланцевих, карбонатних і ущільнених порід-колекторів зі складною будовою порожнинного простору та вдосконалення методики інтерпретації результатів ГДС для підвищення достовірності оцінки фільтраційно-ємнісних параметрів.

По напрямку проектування та контролю виконання (супроводу) геолого-розвідувальних робіт, зміст основних задач зосереджений у:

- забезпеченні оперативного аналізу геолого-геофізичних матеріалів, науково обґрунтованого вибору першочергових об'єктів для постановки детальної сейсморозвідки та пошукового і розвідувального буріння, визначенню обсягів перспективних ресурсів і розвіданих запасів у регіоні;
- підвищенні ефективності сейсморозвідувальних досліджень шляхом застосування сучасних програмно-апаратних комплексів та спеціальних обчислювальних технологій для обробки та інтерпретації матеріалів;
- обґрунтуванні комплексу досліджень у свердловинах – обсягів і методичних прийомів дослідження керна в лабораторних умовах нетрадиційних порід, а також комплексної обробки та інтерпретації даних ГДС;
- обґрунтуванні раціонального комплексу нафтогазопошукових досліджень, оптимального для конкретних структурно-тектонічних зон регіону;
- контролю виконання геологорозвідувальних робіт, включаючи сейсморозвідку, геофізичні дослідження свердловин та пошуково-розвідувальне буріння;
- детальній обробці та інтерпретації результатів сейсморозвідувальних робіт у комплексі з наявною геолого-геофізичною інформацією.

В частині проектування та авторського нагляду за освоєнням нетрадиційних родовищ нафти і газу будуть вирішуватися такі задачі:

- розробка єдиної концепції облаштування і експлуатації родовищ нетрадиційних вуглеводнів в умовах нафтогазоносних басейнів України на основі світового досвіду з використанням сучасних технічних засобів і видобувних технологій.
- складання комплексних проектних технологічних документів на розробку родовищ нетрадиційних вуглеводнів з обов'язковим створенням постійно діючих геолого-технологічних моделей продуктивних об'єктів;
- впровадження технологій підвищення вилучення газу та нафти, а також інтенсифікації їх видобутку;
- контроль та нагляд за реалізацією проектів, а також перспективних технологій розробки родовищ вуглеводневої сировини та їх облаштування.

З метою створення надійної наукової бази реалізації Державної програми та здійснення постійного наукового супроводу на всіх етапах її виконання доцільно покласти обов'язки головного координатора такого супроводу на НАК «Нафтогаз України» у співдружності з галузевими, освітянськими та академічними науково-дослідними та науковими організаціями.

Пропозиції щодо створення державою сприятливих умов для реалізації проблеми нетрадиційних вуглеводнів. Враховуючи досвід зарубіжних країн, пропонується комплекс заходів, орієнтованих на створення державою сприятливих умов для прискорення реалізації проблеми нетрадиційних вуглеводнів в Україні.

1. Розробити та подати до Кабінету Міністрів України Стратегію освоєння нетрадиційних вуглеводневих ресурсів, яка буде регламентувати пріоритети та порядок проведення геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ нетрадиційних вуглеводнів в Україні. У цьому документі для надрокористувачів визначити механізм особливого порядку оподаткування податком на прибуток, рентними платежами, а також митного оформлення вантажів, що переміщуються через митний кордон України для забезпечення утримання та експлуатації технологічних установок і споруд з розвідки і видобування вуглеводневих ресурсів, інженерно-геологічних та екологічних досліджень у районах робіт.

2. Розробити і запровадити механізм надання пріоритетного права отримання спеціальних дозволів на користування надрами українським профільним підприємствам України, в першу чергу НАК «Нафтогаз України» та іншим нафтогазовидобувним підприємствам.

3. З метою прискорення процесу геологічного вивчення територій ділянки надр, що можуть надаватись на умовах про розподіл продукції, пропонується обмежувати площею не більше 1000 квадратних кілометрів на суші та не більше 5000 квадратних кілометрів на морі.

4. Розробити та затвердити Кабінетом Міністрів України державну програму Нетрадиційні вуглеводні України до 2030 р.

5. Щорічно протягом дії Програми при підготовці та прийнятті закону України «Про Державний бюджет України» пропонується:

- звільняти підприємства, що виконують роботи з освоєння нетрадиційних вуглеводнів, від сплати частини прибутку (доходу) до загального фонду Державного бюджету України у разі спрямування цих коштів на геологорозвідувальні роботи та облаштування цих родовищ;
- суми витрат, пов'язаних з розвідкою та облаштуванням нафтових та газових родовищ нетрадиційних вуглеводнів включати до складу валових витрат.

6. Для успішної реалізації Програми необхідно передбачити (наприклад, в проекті Податкового кодексу України або в інших нормативно-правових актах податкового законодавства) гнучку систему оподаткування підприємств, яка б стимулювала впровадження новітніх, інноваційних технологій та обладнання, що використовуються для підвищення ефективності проведення ГРР і розробки родовищ вуглеводнів, у тому числі підвищення їх нафтогазовіддачі.

7. З метою стимулювання освоєння нетрадиційних вуглеводневих родовищ поновити дію Закону України «Про рентні платежі за нафту, природний газ і газовий конденсат», якою звільняються від оподаткування рентними платежами

обсяги нафти, природного газу, видобуті з родовищ нетрадиційних джерел за умови спрямування зазначених коштів на освоєння вуглеводневих ресурсів.

8. Пропонується внести зміни також до таких законодавчих актів:

У Митному кодексі України:

- закріпити, що переміщення через митний кордон України технологічних вантажів, призначених для забезпечення функціонування установок і споруд з розвідки і видобування нетрадиційних вуглеводнів, проведення сейсморозвідувальних, інженерно-геологічних та екологічних досліджень в Україні, проводиться без оформлення вантажної митної декларації.

У Законі України «Про Єдиний митний тариф»:

- доповнити перелік вантажів, що звільняються від обкладення митом, технологічними вантажами, продовольством та іншим майном, що переміщуються вітчизняними нафтогазовидобувними підприємствами через митний кордон України з метою утримання та експлуатації технологічних установок і споруд з розвідки і видобування нетрадиційних вуглеводневих ресурсів, проведення сейсморозвідувальних, інженерно-геологічних та екологічних досліджень на території України.

9. В залежності від того, на якому етапі геологічного вивчення або розробки знаходиться певний об'єкт, перспективний на нетрадиційні нафту і газ, та враховуючи складність географічних та гірничо-геологічних умов, держава може встановлювати пільги (податкові, митні та ін.) щодо освоєння такого об'єкта шляхом запровадження у його межах спеціальної (вільної) економічної зони, тощо.

Запропоновані зміни до законів України створять сприятливі умови для діяльності нафтогазовидобувних підприємств з освоєння нетрадиційних вуглеводневих ресурсів. Їх реалізація не потребує додаткового фінансування з Державного бюджету.

ВИСНОВКИ

Зростаючий попит на природні нафту і газ, виснаження запасів традиційних родовищ та постійне збільшення цін зумовили значний інтерес до пошуків родовищ вуглеводнів нетрадиційного типу у всьому світі і в Україні зокрема, оскільки проблема забезпечення власними паливо-енергетичними ресурсами у нашій державі постала дуже гостро. З метою нарощування енергетичної бази нашої держави творчий колектив співробітників НАК «Нафтогаз України», Київського національного університету імені Тараса Шевченка, ДП «Науканафтогаз», Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, інших організацій і установ з 2010 р. проводить всебічне вивчення проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів України. Проведено узагальнення наявних даних і зібраний гігантський новий фактичний матеріал по всіх нафтогазоносних регіонах України з проблеми можливих джерел вуглеводнів нетрадиційного типу (сланцевий газ, сланцева нафта, газ ущільнених порід, нафтогазоносність імпактних структур і накладених западин Українського щита, метан вугільних родовищ тощо). На основі цієї інформації встановлені перспективи структур Східного, Західного і Південного нафтогазоносних регіонів України щодо нетрадиційних джерел вуглеводнів. В циклі монографій «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України» (8 книг) послідовно надається:

Книга I «Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми»: розглянуто загальні проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів, наведені відомості щодо світових запасів і ресурсів різних видів нетрадиційної вуглеводневої сировини, особливостей геологічної будови, складу, технології розробки їх родовищ, наведені численні приклади об'єктів такої сировини.

Книга II «Західний нафтогазоносний регіон»: розглянуті перспективи Західного НГР щодо можливих покладів нетрадиційних вуглеводнів, виділені ділянки, перспективні на сланцевий газ і газ ущільнених порід-колекторів в нижньопалеозойських відкладах Волино-Поділля, олігоцену зони Кросно і Скибової зони Українських Карпат, оцінений нафтогазогенераційний потенціал менілітової світи олігоцену Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та Складчастих Карпат.

Книга III «Південний нафтогазоносний регіон»: визначено перспективні стратиграфічні комплекси та об'єкти зі сприятливими умовами для формування сланцевого газу і сланцевої нафти в межах Південного НГР, до яких віднесено девон і карбон Переддобрудзького прогину, верхню частину нижньої крейди Рівнинного Криму, таврійську серію Криму та олігоцен-нижньоміоценову майкопську серію.

Книга IV «Східний нафтогазоносний регіон. Аналітичні дослідження»: на основі власних аналітичних досліджень наведена прогнозна оцінка території

ДДЗ на нетрадиційні види покладів вуглеводнів, виділені перспективні площі для пошуків сланцевого газу і сланцевої нафти, ущільненого газу; визначені параметри і показники потенційно газоносних товщ перспективних площ південно-східної і північно-західної частин ДДЗ.

Книга V «Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазоносному регіоні»: виконані регіональна та зональна прогнози оцінки території ДДЗ на скупчення сланцевого газу та сланцевої нафти; визначено перспективні стратиграфічні комплекси, виділені перспективні зони для пошуків сланцевого газу та нафти; виконано оцінку ресурсів сланцевого газу Східного НГР.

Книга VI «Перспективи освоєння ресурсів газу щільних порід у Східному нафтогазоносному регіоні»: наведено оцінку перспектив газоносності ущільнених порід-колекторів Східного НГР.

Книга VII «Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини УЩ»: як нетрадиційна чи альтернативна вуглеводнева сировина розглянуті метан вугільних родовищ, газогідрати Чорного та Азовського морів, перспективи нафтогазоносності імпактних структур України.

Книга VIII «Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України»: розроблений комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів нетрадиційних вуглеводнів, визначені перспективні стратиграфічні комплекси порід; проведена оцінка прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів; наведені методичні рекомендації по освоєнню прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів; наведені рекомендації щодо подальших ГРР.

Основним результатом робіт є виділення різнорангових об'єктів, перспективних на виявлення нетрадиційних покладів вуглеводнів і визначення першочергових напрямків освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів. Основні висновки зводяться до такого.

1. Розроблено комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами:

- площа сланцевого басейну – тисячі км²;
- глибина залягання продуктивних товщ – не більше 3–4 тис. м;
- товщини сланцевих горизонтів – десятки, до сотень метрів, мінімальна товщина – 30 м;
- умови утворення – переважно морські осадові породи, рідше озерні сланці;
- вік вмісних порід – палеозойській, рідше мезозойський, дуже рідко кайнозойський;
- особливості залягання – горизонтально залягаючи товщі, інколи – полого складчасті;
- структурні особливості – наявність системи тріщинуватості;
- літологічний склад – осадові глинисті та алеврито-глинисті породи (сланці, аргіліти, алевроліти); для ущільнених колекторів – алевроліти, пісковики;
- мінералого-геохімічні особливості – підвищена кількість SiO₂, піриту і різноманітних мікроелементів (Cu, Al, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V, Zn, U, Th, Ra²²⁶, Ra²²⁸, Rn);

- ступінь катагенезу (термічна зрілість порід) – середня, $МК_2-АК_2 (R_0 - 0,8-3,0)$;
- вміст органічної речовини – високий, понад 1 %;
- кількість органічного вуглецю – значна, понад 1 %;
- загальна пористість і проникність – низькі, нижня межа пористості 0,5–1,0 %, проникності – 0,1 мД.
- підвищена тріщинуватість порід, але помірна інтенсивність розривних порушень;
- маловодність продуктивної товщі.

2. Розроблені рекомендації з методики досліджень нетрадиційних ресурсів вуглеводнів, яка повинна включати такі складові частини:

- вивчення світового досвіду досліджень нафтогазоносних сланцевих порід;
- аналіз матеріалів раніше проведених досліджень, включаючи буріння;
- вивчення і опробування керн свердловин;
- вивчення мінерального і петрографічного складу порід (опис шліфів і аншліфів);
- петрофізичні дослідження порід (густина; пористість; проникність тощо);
- вивчення вмісту та закономірностей розподілу ОР та інших компонентів;
- вивчення ступеня термічної переробки порід (відбивна здатність вітриніту);
- вивчення компонентного та ізотопного складу газів;
- переінтерпретація матеріалів ГДС.

3. Наведені попередні рекомендації щодо методики підрахунку ресурсів нетрадиційного газу, де передбачені такі параметри підрахунку:

- площа газонасності;
- ефективна та газонасичена товщини та об'єм газонасичених порід;
- коефіцієнти відкритої пористості, тріщинуватості, кавернозності, газонасиченості;
- початкові і поточні пластові тиски;
- поправки на температуру і відхилення від закону Бойля–Маріотта;
- середній вміст конденсату у газі;
- коефіцієнт, що враховує мольну частку «сухого» газу.

Крім цього на основі аналізу закордонного досвіду, пропонується брати до уваги такі додаткові показники та коефіцієнти:

- коефіцієнт заповнення пастки;
- коефіцієнт тріщинуватості;
- показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови;
- ризик / ймовірність підтвердження.

4. Визначено перспективні стратиграфічні комплекси нетрадиційних ресурсів вуглеводнів НГР України:

Східний регіон: верхньодевонський, нижньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, верхньокам'яновугільний;

Західний регіон: кембрійський, силурійський, олігоцен-міоценовий;

Південний регіон: силурійський, нижньодевонський, верхньодевонський кам'яновугільний, верхньоюрський, апт-альбський, олігоцен-міоценовий.

5. Проведено кількісну оцінку ресурсів газу в сланцевих відкладах.

Для **Східного регіону** загальні ресурси газу по верхньодевонському комплексу

су становлять 2973 млрд м³; по нижньокам'яновугільному – 28 293 млрд м³; по середньокам'яновугільному – 22 287 млрд м³, по верхньокам'яновугільному – 12 702 млрд м³, а видобувні ресурси відповідно – 685 млрд м³; 5617 млрд м³; 5184 млрд м³, 2795 млрд м³. Загалом для Східного регіону України видобувні ресурси становлять 14 282 млрд м³.

Для *Західного регіону* загальні ресурси газу по кембрійському комплексу становлять 4836 млрд м³, по силурійському – 10945 млрд м³, а видобувні ресурси відповідно – 1018 млрд м³ та 2340 млрд м³. Загалом для Західного регіону України видобувні ресурси становлять 3358 млрд м³.

Для *Південного регіону* загальні ресурси газу для нижньодевонського комплексу становлять 1552 млрд м³; для нижньокам'яновугільного – 250 млрд м³; для середньоюрського – 5600 млрд м³; для середньо-верхньоаптського – 4327 млрд м³, для середньо-верхньоальбського – 25995 млрд м³. Видобувні ресурси відповідно – 341 млрд м³; 51 млрд м³; 1102 млрд м³; 869 млрд м³ та 5199 млрд м³. Загалом для Південного регіону України видобувні ресурси становлять 7562 млрд м³.

6. Проведено кількісну оцінку ресурсів газу в ущільнених алевро-піщаних породах. Сумарні загальні ресурси газу ущільнених алевро-піщаних порід по Україні становлять 26,5 трлн м³, видобувні – 9,2 трлн м³, у тому числі:

- загальні ресурси газу ущільнених алевро-піщаних порід Східного регіону оцінюються в 23,8 трлн м³, видобувні – 8,3 трлн м³ (близько половини з яких зосереджено в середньокам'яновугільному комплексі);
- загальні ресурси газу ущільнених алевро-піщаних порід Західного регіону оцінюються в 2,7 трлн м³, видобувні – 0,85 трлн м³ (всі ресурси зосереджені у кембрійському комплексі).

7. Встановлено, що разом зі сланцевими утвореннями та ущільненими піщано-алевролітовими породами значні перспективи в плані пошуку неконвекційних вуглеводнів можуть мати ущільнені карбонатні і карбонатно-глинисті породи. За попередніми розрахунками, враховуючі середню щільності запасів, видобувні ресурси нетрадиційних вуглеводнів карбонатних і карбонатно-глинистих порід нафтогазоносних басейнів України можуть становити 2,5–4,8 млрд т умовного палива.

8. На основі аналізу проведених раніше регіональних досліджень виділено перспективні зони і першочергові перспективні ділянки, підраховані ресурси сланцевого газу і газу ущільнених піщано-алевритових порід. Першочерговими об'єктами для пошуків сланцевого газу в межах Східного НГР є низка перспективних зон, де рекомендується проведення сейсмічних 3D, геофізичних, геохімічних, гравіметричних і бурових робіт:

- *Західно-Михайлівсько-Південно-Близнюківська* – площа 3000 км², ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів – 1758 млрд м³;
- *Червонодонецько-Дробишівська* – площа 1700 км², ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів – 1050 млрд м³;
- *Артемівська* – площа 320 км², ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів – 258 млрд м³;
- *Борківсько-Великозагорівська* – площа 1300 км², ресурси сланцевого газу девонських глинистих відкладів – 523 млрд м³.

Найперспективнішими на пошуки газу в ущільнених алевро-піщаних породах в Східному НГР є такі зони:

- *Колойдинцівська* (девон) – 40 млрд м³, щільність ресурсів 500 млн м³/км²;
- *Боярсько-Шедіївська* (девон) – 100 млрд м³, щільність ресурсів 454 млн м³/км²;
- *Солохівсько-Опішнянська* (нижній карбон) – 310 млрд м³, щільність ресурсів 360 млн м³/км²;
- *Катеринівсько-Близнюківська* (нижній карбон) – 290 млрд м³, щільність ресурсів 274 млн м³/км²;
- *Веселівська* (середній карбон) – 220 млрд м³, щільність ресурсів 524 млн м³/км²;
- *Співаківсько-Артемівська* (середній карбон) – 1510 млрд м³, щільність ресурсів 632 млн м³/км²;
- *Кальміус-Торецька* (середній карбон) – 300 млрд м³, щільність ресурсів 588 млн м³/км²;
- *Святогірсько-Артемівська* (верхній карбон) – 620 млрд м³, щільність ресурсів 530 млн м³/км².

Першочерговим об'єктом проведення ГРР для пошуку нетрадиційних скупчень газу і нафти в карбонатних і карбонатно-глинистих утвореннях в межах Східного НГР є Лесяківсько-Селюхівська ділянка в межах північно-західної частини ДДЗ. Перспективними є карбонатні відклади нижньовізейського комплексу. Видобувані ресурси неконвекційних вуглеводнів ділянки оцінюються в 60 млн т нафти і газового конденсату і 45 млрд м³ газу.

9. На основі локальних прогностичних досліджень ділянок ДДЗ як перспективні виділені площі Артемівська, Гашинівська, Євгенівська і Зачепилівська. Продуктивні товщі на них представлені чорними сланцями, аргілітами та алевролітами з прошарками пісковиків верхнього девону – нижнього карбону. Для цих площ попередньо оцінені прогностичні ресурси газу категорії Д₂ в кількості:

- Артемівська площа – 600 млрд м³
- Гашинівська площа – 128 млрд м³
- Євгенівська площа – 320 млрд м³
- Зачепилівська площа – 210 млрд м³.

10. У Східному НГР у північно-західній частині ДДЗ виділено низку площ і горизонтів, перспективних на виявлення покладів сланцевої нафти:

- візейська товща чорних вуглефікованих аргілітів Ніжинської площі товщиною 41 м, вміст ОР – 4,23 %, С_{орг.} – 6,13–7,77 %, R_o – 0,95–1,70, пористість – 0,7–2,2 %;
- серпуховська товща аргілітів з окремими шарами алевролітів і пісковиків Хорольської площі товщиною 42–183 м, вміст С_{орг.} – 2,99–3,54 %, R_o – 1,00–1,08, пористість – 8,0–8,2 %;
- візейська товща аргілітів, які перешаровуються з алевролітами, вміщують шари пісковиків і вапняків Хорольської площі товщиною 42–115 м, вміст ОР – 4,08–5,93 %, С_{орг.} – 3,95–5,53 %, R_o – 1,03–1,74, пористість – 10,5 %;
- фаменська товща аргілітів з прошарками алевролітів і пісковиків Кінашівської площі товщиною 23–124 м, вміст ОР – 1,75–5,39 %, С_{орг.} – 1,15–4,43 %, R_o – 1,07, пористість – 3,2–8,9 %.

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного НГР за аналогією з формацією Баккен Північної Америки оцінюються в 2–2,5 млрд бар. (280–350 млн т).

11. Встановлено, що структура перспективних територій являє собою подібність «шаруватого пирога», з неодноразовим повтором у розрізі продуктивних комплексів лінзоподібної форми, які можуть стоншуватися і виклинюватися по простяганню, з такими частинами розрізу, де вміст газу порівняно низький і не являє економічного інтересу. Тобто сланцевим газом в тій чи іншій мірі насичений весь розріз девону і карбону ДДЗ, це все є гігантський газonosний басейн, але окремі його частини, як і різні частини розрізу, по-різному насичені газом. Тому питання наявності покладів сланцевого газу для ДДЗ має не стільки геологічний, скільки геолого-економічний характер. Головним завданням є визначення найперспективніших для розробки ділянок розрізу, де видобуток газу може бути найдоцільнішим (площа, товщина, геохімічні показники тощо).

12. Проведені дослідження температурної зрілості порід, здійснені численні виміри відбивної здатності вітриніту, визначені інтервали глибин, на яких збагачені органікою породи здатні генерувати:

- нафту – від 900 до 3100 м,
- жирний газ з конденсатом – від 2100 до 4000 м
- сухий газ – від 2300 до 4000 м і глибше

13. В Західному НГР в силурійських відкладах Волино-Подільської плити виділені 4 перспективні ділянки, сумарні прогнозні ресурси яких становлять 1580 млрд м³:

- Рава-Руська – 490 млрд м³;
- Белзька – 200 млрд м³;
- Східно-Ліщинська – 320 млрд м³;
- Давидівська – 570 млрд м³;

У зоні Кросно і Скибовій зоні Складчастих Карпат виділено 6 структур, складених ущільненими колекторами олігоцену і палеоцен-еоцену (пісковики, алевроліти, аргіліти), перспективних на виявлення покладів газу нетрадиційного типу, попередньо оцінені прогнозні ресурси для цих структур такі:

- структура Тихого – 5 млрд м³;
- структура Боберка – 1 млрд м³;
- структура Максимець-Бистриця – 4 млрд м³;
- структура Лазещина – 10 млрд м³;
- структура Брустуранка – 2 млрд м³;
- структура Яновець – 2 млрд м³;

Крім того, на Вигодській ділянці у піднасуві Карпат прогнозується дві перспективні структури з прогнозними ресурсами нафти:

- структура Петровецька – 3871,4 тис. т;
- структура Таталівська – 3981,6 тис. т.

14. Показано, що з відомих імпактних структур УЩ найперспективнішими щодо виявлення покладів вуглеводнів є Оболонська та Болтиська, наведені рекомендації щодо напрямку подальших ГРР.

15. Вивчено світовий досвід при формуванні політики держави в сфері надрокористування при освоєнні ресурсів сланцевого газу. В першу чергу, це стосується нормативно-законодавчих аспектів надрокористування, до складу

яких входять: геологічні умови знаходження скупчень сланцевого газу, технологічні, економічні та екологічні аспекти, а також результати освоєння ресурсів. На основі аналізу світового досвіду розроблено пропозиції щодо реалізації основних організаційних заходів з метою прискорення робіт з освоєння ресурсів сланцевого газу в Україні. Найголовнішим є етапність ГРР, специфіка надрокористування й залучення інвестицій, нормативно-правове забезпечення та інформаційний супровід.

16. Показано, що вугільні родовища Донбасу є комплексними газовугільними і представляють інтерес для видобутку супутнього газу метану із вугільних пластів, малопроникних пісковиків і сланців міжвугільної товщі. За різними оцінками прогнозні ресурси газу-метану вугільних родовищ Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м можуть сягати від 4–6 до 22 трлн м³, промислові – 11,9 трлн м³ (з них 3,3 трлн м³ придатні для вилучення), а видобувні – 1 трлн м³.

У межах Донбасу виділено 9 перспективних площ (Петриківсько-Новомосковська, Павлоградсько-Петропавлівська, Нікольсько-Райська, Красногівсько-Авдіївська, Слов'янківсько-Вугледарська, Гірська Глибока, Алмазна, Лугансько-Краснодонська, Краснодонська Глибока), сумарні геологічні запаси метану яких перевищують 1,5 трлн м³, а видобувні запаси газу-метану до глибини 1500–1800 м сягають 286 млрд м³. Рекомендується постановка першочергових ГРР (сейсмічні 3D дослідження, буріння пілотних та експлуатаційних свердловин) в межах 5 дослідно-промислових полігонів: Самарсько-Гапіївського, Білицько-Краснолиманського, Жовтнево-Лідіївського, Санжарівсько-Боржиківського, Чапаївсько-Новоаннівського.

17. Оцінені загальні прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах України:

<p>Сланцевий газ: Східний НГР – 10–14 трлн м³ Західний НГР – 1–4 трлн м³ Південний НГР – 2–7 трлн м³ Всього – 13–25 трлн м³</p>	<p>Метан вугільних родовищ: Донецький вугільний басейн – 3,5 трлн м³ Волинський вугільний басейн – 0,5 трлн м³ Всього – 4 трлн м³</p>
<p>Газ ущільнених порід-колекторів: Східний НГР – 3–8 млрд м³ Західний НГР – 1–3 трлн м³ Всього – 4–11 трлн м³</p>	<p>Поклади газу, пов'язані з імпаکتними структурами: Оболонський кратер – 800 млрд м³ Болтиський кратер – 200 млрд м³ Всього – 1000 млрд м³</p>
<p>Сланцева нафта: Східний НГР – 300–350 млн т Західний НГР – 50–100 млн т Південний НГР – 150–200 млн т Всього – 500–650 млн т</p>	<p>Газогідрати Чорного моря: Всього – 7–10 трлн м³</p> <p>Ущільнені карбонатні і карбонатно-глинисті утворення (Східний, Західний і Південний НГР) Всього – 2,5–4,8 млрд т у.п.</p>

ЛІТЕРАТУРА

Опубліковані матеріали

1. Антонов П.Л. и др. Теория и методика геохимических поисков нефти и газа // Результаты разработки и опробования прямых геохимических методов поисков месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1971. – Вып. 10. – С. 3–16.
2. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Фе-дишин, Б.І. Денегга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
3. Баженова О.К., Соболева Е.В. Органическая геохимия мезозойских отложен-ний между речья Бодрака и Качи // Очерки геологии Крыма. Труды Крым-ского геол. науч.-учебн. центра. – Вып. 1. – М.: МГУ, 1997. – С. 74–87.
4. 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.
5. Бондаренко Г.Н. Формирование изотопного состава карбонатной системы природных вод. – К.: Наук. думка, 1983. – 152 с.
6. Буцик Ю.В. О природе геотермических аномалий в западной части Дон-басса // Геология угольных м-й. – М.: Наука, 1969. – Т. 1. – С. 169–171.
7. Вдовенко М.В. О нижней границе визейского яруса в Днепроовско-Донецкой впадине по данным изучения фораминифер // Геол. журн. – 2005. – № 3. – С. 70–73.
8. Вдовенко М.В. О положении нижней границы визейского яруса карбона в Донецком бассейне // Там же. – № 1. – С. 75–81.
9. Вдовенко М.В. Фораминиферовые зоны нижнего карбона Доно-Днепров-ского региона // Там же. – 2009. – № 4. – С. 75–86.
10. Вдовенко М.В., Берченко О.И., Полетаев В.И. О положении нижней границы визейского яруса карбона в Донецком бассейне // Там же. – 2005. – № 1. – С. 75–81.
11. Ветштейн В.Е. Изотопы кислорода и водорода природных вод СССР. – М.: Недра, 1982. – 216 с.
12. Ветштейн В.Е., Гавриш В.К., Гуцало Л.К. Изотопный состав водорода и кислорода вод в зонах глубинных разломов // Сов. геология. – 1979. – № 7. – С. 96–103.
13. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до під-рахунку запасів нафти і газу об'ємним методом. Методичні вказівки – К.; Львів: ДКЗ України, ЛВ УкрДГРІ. – 2010. – 46 с.
14. Визначення параметрів пластових газоконденсатних систем до підрахунку запасів газу і конденсату – К.; Львів: ДКЗ України, ЛВ УкрДГРІ. – 2010. – 44 с.
15. Вовк И.Ф. Радиоллиз подземных вод и его геохимическая роль. – М.: Наука, 1979. – 231 с.

16. Воронин В.И. Модели формирования АВПД – основа прогноза пластовых давлений // Нефт. и газ. пром-сть. – 1991. – № 3. – С. 11–13.
17. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. В 3 т.: Т. I: Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса / А.В. Анциферов., А.А. Голубев, В.А. Канин и др. – Донецк: Вебер, 2009. – 456 с.
18. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. В 3 т.: Т. II: Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, ДДв и Львовско-Волынского бассейна / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, В.А. Канин и др. – Донецк: Вебер, 2010. – 478 с.
19. Газоносность угольных месторождений Донбасса / А.В. Анциферов, М.Г. Тиркель, М.Т. Хохлов и др. – К.: Наук. думка, 2004. – 431 с.
20. Галимов Э.М. Геохимия стабильных изотопов углерода. – М.: Недра, 1968.
21. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазоносной геологии. – М.: Недра, 1973.
22. Галимов Э.М., Кодина Л.А. Исследование органического вещества и газов в осадочных толщах дна Мирового океана. – М.: Наука, 1982. – 230 с.
23. Галимов Е.М., Фрик М.Г. Изотопный метод диагностики нефтематеринских отложений // Геохимия. – 1985. – № 10. – С. 1474–1484.
24. Гальченко А.И. Интервальное время глинистых отложений в разрезах Уренгойского нефтегазоносного района по акустическому каротажу // Литология разрезов Западной Сибири по геофизическим исследованиям. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1989. – С. 73–78.
25. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / Б.П. Кабышев, П.Ф. Шпак, О.Д. Билык и др. – К.: Наук. думка, 1989¹. – 170 с.
26. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Г.И. Вакарчук, Г.Л. Винниченко, Л.П. Кононенко и др. – К.: Наук. думка, 1989². – 170 с.
27. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / В.К. Гавриш, Г.Д. Забелло, Л.И. Рябчун и др. – К.: Наук. думка, 1989³. – 208 с.
28. Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы: К 70-летию БелНИГРИ / З.Л. Познякович, А.М. Синичка, Ф.С. Азаренко и др. – Минск: Белорусская наука, 1997. – 696 с.
29. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений // Тр. ВНИИЯГГ. – М.: Недра, 1972. – Вып. 12. – 232 с.
30. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Мингео СССР, 1985. – 18 с.
31. Гришин Ф.А. Подсчёт запасов нефти и газа в США. – М.: Недра, 1993. – 351 с.
32. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. – М.: Недра, 1975. – 343 с.
33. Демяненко І.І. Особливості розподілу покладів вуглеводнів в гіпсометричних поверхах нафтогазоносності фанерозою Дніпровсько-Донецької за-

- падини та основні принципи їх пошуків і розвідки / Автореф. дис. ... д-ра геол. наук. – К., 1998.
34. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2010 р. Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2010. – С. 185.
 35. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2011 р. Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2011. – С. 185.
 36. 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.
 37. Єфіменко В.І., Огар В.В. Палеонтологічне обґрунтування біостратиграфічного поділу нижнього карбону зони зчленування Доно-Дніпровського прогину з південним схилом Воронезької антеклизі // Біостратиграфічні основи побудови стратиграфічних схем фанерозою України. Зб. наук. праць ІГН. – К.: ІГН, 2008. – С. 55–62.
 38. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
 39. Жикаляк М.В. Геолого-технологічні передумови розвитку метановидобувної галузі в Донбасі // Геотехн. механіка. – 2010. – Вип. 87. – С. 167–185.
 40. Загнітко, Гулій, 2009.
 41. Загнітко В.М., Михайлов В.А. Геохімічні особливості газової складової газонасних сланцевих товщ України // Вісн. КНУ. Геологія. – 2014.
 42. Зацеха В.В. и др. Генетические особенности минералообразования Славянского ртутного месторождения // Минер. сбор. Львов. ун-та, 1973. – Т. 4, № 7. – С. 326–332.
 43. Изотопно-геохимические методы оценки степени взаимосвязи подземных и поверхностных вод / Э.В. Соболевич, Г.Н. Бондаренко, В.Е. Ветштейн и др. – К.: Наук. думка, 1977. – 154 с.
 44. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Ред. Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – М.: Недра, 1980.
 45. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу // Наказ ДКЗ України від 10 липня 1998 р. № 46.
 46. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу // Наказ ДКЗ України від 18 жовтня 1999 р. № 120. – К., 1999. – 67 с.
 47. Кабышев Ю.Б. Критерии выделения скопленной газа центральнобассейнового типа // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. – Симферополь, 1999. – С. 45–46.
 48. Кабишев Б.П. та ін. Перспективність Дніпровсько-Донецької западини на нетрадиційний газ центрально-басейнового типу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 8–11.
 49. Калюжный В.А. Основы учения о минералообразующих флюидах – К.: Наук. думка, 1982. – 240 с.
 50. Карпенко О.М. Визначення коефіцієнта пористості глинистої компонент-ти порід-колекторів за даними ГДС // Розвідка та розробка нафтових і

- газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2003. – № 3 (8). – С. 32–34.
51. Кашпур Я.Н. Деякі закономірності геотермічного режиму Донбасу // Геол. журн. – 1957. – Вип. 17, № 4. – С. 33–39.
52. Кононов В.И. Геохимия термальных вод областей современного вулканизма (рифтовых зон и островных дуг). – М.: Наука, 1983. – 216 с.
53. Кривошея В.А., Пашова Н.Т., Еремін В.И. Геотермобарическое поле ДДВ // Матеріали конференції «Нафта і газ України». – Полтава: УНГА. – 1998. – Т. 1. – С. 69.
54. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
55. 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.
56. Лепігов Г., Гулій В. Нафтогазоносність Донбасу: глибинний газ в антрацитовому масиві та ознаки газових колон в зонах мезозойської складчастості. // Геолог України. – 2009. – № 1–2. – С. 64–75.
57. Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и геологическое значение // Геол. журн. – 2000. – № 2. – С. 7–19.
58. Лукин А.Е. Концепция главных фаз нефте- и газообразования в свете современных представлений о зональности нефтидообразования // Геол. журн. – 2007. – № 4. – С. 17–30.
59. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Там же. – 2010¹. – № 3. – С. 17–32.
60. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волино-Подольи и Северо-Западном Причерноморье // Там же. – 2010². – № 4. – С. 7–24.
61. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доповіди НАН України. – 2011¹. – № 3. – С. 114–123.
62. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011². – № 1. – С. 21–41.
63. Метан / Ф.А. Алексеев, Г.И. Войтов, В.С. Лебедев, З.Н. Несмелова. – М.: Недра, 1987. – 130 с.
64. Методические рекомендации по анализу газов при геохимических поисках залежей углеводородов. – М.: ВНИИЯГГ, 1981. – 56 с.
65. Методичні вказівки з оцінки ресурсів газу сланцевих товщ // Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин № 625 від 29 грудня 2012 р.
66. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины / Н.Е. Бражникова, Г.И. Вакарчук, М.В. Вдовенко и др. – К.: Наук. думка, 1967. – 224 с.

67. Михайлов В., Гулій В., Гладун М. Сланцева нафта і технології її видобутку // Геолог України, 2013. – № 2. – С. 71–81.
68. Михайлов В.А., Дудников Н.С. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности окраинных районов северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины // Вестн. Брест. гос. ун-та им. А.С. Пушкина. – 2013. – № 2. – С. 79–84.
69. Михайлов В.А., Ємець О.В. Рівень дозрілості органічної речовини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з перспективою відкриття родовищ нетрадиційного газу // Вісн. КНУ. Геологія. – 2014. – № 1/64. – С. 48–53.
70. Михайлов В.А., Загнітко В.М., Михайлова Л.С. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Болтиської западини // Зб. наук. пр. Ін-ту Тутковського. – К., 2011. – С. 23–29.
71. Михайлов В., Курило М., Андрєєва О. Принципи геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводнів // Вісн. КНУ. Геологія. – 2014. – № 2/65. – С. 43–48.
72. Михайлов В.А., Чепіль П.М. Перспективи нафтогазоносності імпактних структур Українського щита // Геолог України. – 2012. – № 1–2. – С. 72–82.
73. Моисеенко В.Г., Сахно В.Г. Глубинные флюиды, вулканизм и рудообразование Тихоокеанского пояса. – М.: Наука, 1982. – 192 с.
74. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. – Кн. I: Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / І.М. Куровець, В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 222 с.
75. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. II: Західний нафтогазоносний регіон / Ю.З. Крупський, І.М. Куровець, Ю.М. Сеньковський, В.А. Михайлов та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 395 с.
76. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. – Кн. III: Південний нафтогазоносний регіон / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, Ю.Н. Синьковський та ін. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2014. – 222 с.
77. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. – Кн. IV: Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження / В.А. Михайлов, С.В. Касянчук, С.А. Вижва та ін. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2014. – 484 с.
78. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. – Кн. V: Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти в Східному нафтогазоносному регіоні / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Т.Є. Довжок, В.А. Михайлов та ін. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.
79. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. – Кн. VI: Перспективи освоєння ресурсів газу щільних порід в Східному нафтогазоносному регіоні / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін та ін. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 208 с.
80. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. – Кн. VII. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита / В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан, А.М. Коваль та ін. – К.: Ніка-Центр, 2013. – 368 с.
81. Нефтегазогенерационный потенциал углей Донбасса по результатам термолитической газовой хромографии / В. Привалов, Р. Изар, Р. Саксенхофер и др. // Геолог України. – 2003. – № 3–4. – С. 56–59.
82. Низькопористі породи-колектори як резерв видобутку газу в родовищах

- Луценківсько-Свиридівської структурної зони Дніпровсько-Донецької западини / В.О. Федішин, Я.Г. Лазарук, С.С. Секеріна та ін. // Геологія та геохімія горючих копалин. – 2002. – № 3. – С. 36–45.
83. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. – М.: Недра, 1975. – 228 с.
84. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат / В.Н. Бойко, В.М. Бортницкая, В.С. Бузов и др. – К.: Наук. думка, 1977. – 109 с.
85. 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.
86. 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.
87. 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.
88. Огар В.В. Візейська кременисто-карбонатна субформація Донбасу та Східноєвропейської платформи // Мін. ресурси України. – 2009. – № 1. – С. 10–15.
89. Пархоменко Э.И. Электрические свойства горных пород. – М.: Наука, 1965. – 164 с.
90. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами / В.А. Михайлов, В.В. Гладун, О.Ю. Зейкан, П.М. Чепіль // Нафтогаз. пром-сть. – 2012. – № 1. – С. 55–59.
91. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / В.А. Михайлов, В.В. Огар, О.Ю. Зейкан та ін. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 51–58.
92. Перспективність ДДЗ на нетрадиційний газ центральнобасейнового типу / Б.П. Кабишев, Б.Е. Лоу, Т.М. Пригаріна, Ю.Б. Кабишев // Нафт. і газ. пром-сть. – 2000. – № 2. – С. 8–11.
93. Петриченко Ю.А. Геохимическая характеристика органического вещества майкопской серии Керченско-Таманского прогиба // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2000. – № 6. – С. 64–66.
94. Петроелектричні дослідження керну свердловини Чорноморського шельфу / С.А. Вижва, М.В. Рева, А.П. Гожик та ін. // Вісн КНУ. Геологія. – 2008. – № 44 – С. 4–8.
95. Петроелектричні дослідження керну складнобудованих порід-колекторів / С.А. Вижва, М.В. Рева, А.П. Гожик та ін. // Там само. – 2010. – № 50. – С. 4–9.
96. Петрофізика: Справочник / Ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1992. – 391 с.
97. Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектора Дніпровсько-Донецької западини) / С.А. Вижва, В.А. Михайлов, Д.І. Онищук, І.І. Онищук // Геофіз. журн. – 2014. – Т. 36, № 1. – С. 145–157.

98. Петрофізичні параметри нетрадиційних порід-колекторів Південного нафтогазового регіону / С.А. Вижва, В.А. Михайлов, Д.І. Онищук, І.І. Онищук // *Геоінформатика*. – 2013. – № 3 (47). – С. 1–9.
99. Полетаев В.И., Вдовенко М.В. К вопросу о стратиграфии и корреляции турнейских и визейских отложений ДДВ // *Геол. журн.* – 2003. – № 3. – С. 152–154.
100. Поливанова А.И. Об изотопном составе подземных рассолов как показателе их происхождения // *Геохимия*. – 1970. – № 7. – С. 829–837.
101. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу // *Наказ ДКЗ України від 27 листопада 2006 р. № 316*.
102. Продайвода Г.Т. Акустика текстур гірських порід. – К.: ВГЛ «Обрії», 2004. – 144 с.
103. Продайвода Г.Т. Математичне моделювання ефективних термопружних властивостей багатокомпонентного тріщинуватого геологічного середовища, насиченого флюїдом з внутрішнім тиском // *Геофіз. журн.* – 2007. – № 3 – С. 122–130.
104. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (для лабораторий геологоразведочных организаций) / Под ред. В.А. Успенского, К.Ф. Родионовой, А.И. Горской, А.П. Шишковой. – Л.: Недра, 1966. – 315 с.
105. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Д.С. Гурский, В.А. Михайлов, П.М. Чепиль, В.В. Гладун // *Мін. ресурси України*. – 2010. – № 3. – С. 3–8.
106. Снарский А.Н. О связи первичной миграции с уплотнением пород // *Геология нефти и газа*. – 1961. – № 7. – С. 63–79.
107. Ставицький Е., Голуб П., Тхоровська Н. Щодо перспектив сланцевого газу в межах східного нафтогазоносного регіону України // *Геолог України*. – 2010. – № 3. – С. 103–107.
108. Стратиграфія, кореляція і перспективи нафтогазоносності турнейських і визейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини / А.О. Білик, Г.І. Вакарчук, В.А. Іванишин. – Чернігів, 2002. – 111 с.
109. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений нижнего карбона Доно-Днепровского прогиба / М. Вдовенко, О. Берченко, В. Полетаев: Препринт. – К.: ИГН НАНУ, 1994.
110. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений карбону і нижньої пермі Доно-Дніпровського прогину / В.І. Полетаєв, М.В. Вдовенко, О.В. Щоголев та ін. – К.: Логос, 2011. – 236 с.
111. Стрижак В.П. Геологічна будова Центральної частини Дніпровсько-Донецького рифтогену та її нафтогазоносність: Автореф. дис. ... кандидата геол. наук. – К., 2003.
112. Суярко В.Г. Гидрогеохимические особенности и поисковые критерии ртутных месторождений Донбасса // *Геол. журн.* – 1981. – Т. 41, № 2. – С. 147–149.
113. Суярко В.Г., Загнітко В.М., Лисиченко Г.В. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену). – К.: Салютіс, 2010. – 83 с.
114. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и

- газа: Учебник. – 3-є изд. / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев и др. – М.: Высш. шк., 1987. – 384 с.
115. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / М.І. Євдошук, І.І. Чебаненко, В.К. Гавриш та ін. – К., 2001. – 285 с.
 116. Термический анализ минералов и горных пород / В.П. Иванова, Б.К. Касатов, Т.Н. Красавина, Е.Л. Розина. – Л.: Недра, 1974. – 400 с.
 117. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 500 с.
 118. Уэндландт У. Термические методы анализа. – М.: Мир, 1978. – 526 с.
 119. Чалов П.И., Тузова Т.В., Алехина В.М. Изотопные параметры вод зон разломов земной коры в сейсмически активной зоне. – Фрунзе, 1980. – 105 с.
 120. Шумлянський В.А. Киммерійська металлогенічна епоха на території України. – К.: Наук. думка, 1983. – 220 с.
 121. A High Resolution Study of Petroleum Source Rock Variation, Lower Cretaceous (Hauterivian and Barremian) of Mikkelsen Bay, North Slope, Alaska / Margaret A. Keller, Joe H.S. Macquaker, Paul G. Lillis. – USGS, 2002.
 122. Ambrose William A., Potter Eric C., Briceno Romulo. An «Unconventional» Future for Natural Gas in the United States / Thursday, February 12, 2009.
 123. Assessment of shale gas and shale oil resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin basin in Poland. – First Report, PIG-PIB, 2012.
 124. Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States / S.P. Dutton, S.J. Clift, D.S. Hamilton et al // Austin Texas. – 1993. – 460 p.
 125. Barnett Shale – New LWD Sensor Technology Provides Crucial Formation Evaluation Information at Reduced Cost and Risk for Land Operations / Stamm C., Homann H., Creden S., et al. // SPLWA 48th Annual Logging Symposium, 2007.
 126. 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.
 127. Bennet L. et al. The Source for Hydraulic Fracture Characterization // Schlumberger Oil Field Review, 2005–2006. – 2006. – Vol. 17, № 4. – P. 42–57.
 128. Bentley D. Shale Exploration Evaluation Workflow Reservoir Quality & Completion Quality // Prezentacja na Europeen Unconventional, Schlumberger, Ankara, February 21st, 2013. Internet.
 129. Bustin R.M., Barnes M.A., Barnes W.C. Determining Levels of Organic Diagenesis in Sediments and Fossil Fuel // Diagenesis. – Geoscience Canada Reprint Series. – 1990. – 4. – P. 205–226.
 130. Carpentier B., Bessereau G., Huc A.Y. Diagraphies et roches meres estimation des teneurs en carbone organique par la methode Carbolog // Revue de l'Institut Francais du Petrole. – 1989. – Vol. 44, N 6. – P. 699–719.
 131. Charpentier R.R., Cook T.A. Applying probabilistic well-performance parameters to assessments of shale-gas resources // USGS Open-File Report 2010–1151. – 2010¹. – 18 p.
 132. Charpentier R.R., Cook T.A. Improved USGS Methodology for Assessing

- Continuous Petroleum Resources Using Analogs // Open-File Report 2010–1309. – 2010². – 29 p.
133. Charpentier R.R., Cook T.A. USGS Methodology for Assessing Continuous Petroleum Resources // U.S. Geological Survey Open-File Report 2011–1167. – 2011.
 134. Ciechanowska M., Kasza P., Lubae J. et al. Raport nt. uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji iupkowych, INiG, Forum Energetyczne Sopot 29.XI–1.XII, 2012.
 135. Ciechanowska M., Kusmerek J. Ocena potencjalu macierzystosci perspektywicznych formacji ropogazonosnych metodami geofizyki wiertniczej // Nafta – Gaz. – Rok XLVIII, 1992. – N 11–12. – P. 269–277.
 136. 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.
 137. 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.
 138. Drop Krzysztof, Kozłowski Maciej. Application of wire log analysis for petrophysical evaluation and determination of shale gas reserves // Przegląd Geologiczny. – 2010. – Vol. 58. – P. 263–265.
 139. Effective Geochemical and Geomechanical Characterization of Shale Gas Reservoirs from Wellbore Environment: Caney and Woodford Shale / Jacobi D., Breig J., LeCompt B. et al. // SPE 124231, 2009 SPE Annual Conference and Exhibition. – New Orleans, USA, 2009.
 140. EIA Analysis & Projections. World shale gas resources: An initial Assessment of 14 regions outside the Unites States. – U.S. Energy Information Administration, 2011.
 141. England T.D.J., Bustin R.M. Thermal maturation of the Western Canadian Sedimentary Basin south of the Red Deer River // Alberta Plains. – Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1986. – Vol. 34. – P. 71–90.
 142. 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. – Guidebook, 1989. – P. 39–62.
 143. Gautier D.L., Pitman J.K., Charpentier R.R. et al. Potential for Technically Recoverable Unconventional Gas and Oil Resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland / Ed. Stauffer P.H. – U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, 2012. – Fact Sheet 2012–3102.
 144. Hadro Jerzy. Shale gas exploration strategy // Przegląd Geologiczny. – 2010. – Vol. 58. – P. 250–258.
 145. Halliburton White Paper. U.S. Shale Gas. An Unconventional Resource. Unconventional Challenges, 2008.
 146. Hughes D. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? – Post Carbon Institute. Santa Rosa, California, USA, 2013.
 147. Jarvie D.M., Hill R.J., Pollastro R.M. Assessment of the gas potential and yields from shales: The Barnett Shale model / Ed. B. Cardott. – Oklahoma Geological

- Survey Circular 110, 2005: Unconventional Energy Resources in the Southern Midcontinent. – P. 37–50.
148. Jędrzejowska M.A., Tyczkowska H. IHS (Information Handling Services) Inc. CERA: Cambridge, 2012 – Metoda sejsmiczna. Rozdział III w Rzeczpospolita iupkowa. Studium wiedzy o gazie iupkowym. Praca zbiorowa. Pr. Nauk. INiG, 183.
149. ICCP. The new vitrinite classification (ICCP System 1994) // Fuel. – 1998. – Vol. 77 (5). – P. 349–358.
150. IEA (International Energy Agency). Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook. – Special Report on Unconventional Gas, 2012.
151. Integrated Approach for Shale Gas Reservoir Characterization: Stress Analysis and SweetSpot Discrimination / Castillo G., Sena A., Chesser K. et al. – Hampson-Russell Software and Services, CGGVeritas. Geoph. Soc. Houston J. – 2012. – P. 10–14.
152. Integrated Petrophysical Shale Gas Reservoir / Jacobi D., Gładkikh M., Hursan G. et al. // SPE114925, CIPC/SPE Gas Technology Symposium. – Calgary, Canada, 2008.
153. Kiersnowski H., Dyrka I. Potencjal złozowy ordowicko-sylurskich łupków gazonosnych w Polsce: omówienie dotychczasowych raportów i propozycje udoskonalenia metodyki oceny zasobów gazu w raporcie w 2014 r. // Przegląd Geologiczny. – 2013. – Vol. 61, N 6.
154. Kirschbaum M.A., Schenk CH.J., Cook T.A. et al. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Ordovician Utica Shale of the Appalachian Basin Province. – USGS, 2012.
155. Kuuskraa V.A., Stevens S.H. Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas. Raport EIA (Energy Information Administration: Washington, DC.), Annual Energy Outlook, 2009.
156. Kuuskraa V., Stevens S., Van Leeuwen T., Moodhe K. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Vello Kuuskraa, Scott Stevens, Tyler Van Leeuwen i Keith Moodhe, Advanced Resources International, Inc. Arlington, VA USA. Wykonane dla: U. S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585, April 2011.
157. Laina N. Introduction To Shale Gas Formation Evaluation. Formation and Reservoir Solutions. – Halliburton, 2012.
158. 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.
159. 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.
160. Lecampion P., Jeffrey R., Detourneay E. Resolving the Geometry of Hydraulic Fractures from Tilt Measurements // Pure and Applied Geophysics. – 2005. – Vol. 162, Issue 12. – P. 2433–2452.
161. LeCompte B., Franquet J.A., Jacobi D. Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completion with a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics // SPE 124227, 2009 SPE Annual Conference and Exhibition. – New Orleans, USA, 2009.

162. Lis P. Drobnoziarniste osady górnoodowicko-dolnosylurskie basenu podlasko-lubelskiego // *Prz. Geol.* – 2010¹. – 58. – P. 259–262.
163. Lis P. Upper Ordovician-Lower Silurian fine-grained sediments in the Podlasie-Lublin Basin // *Przegląd Geologiczny.* – 2010². – T. 58, № 3. – P. 259–262.
164. Magoon L.B., Dow W.G., eds.: *The Petroleum system – from source to trap* // AAPG Memoir. – 1994. – 60. – P. 93–120.
165. Masters I.A. Deep Basin gas trap Western Canada // *AAPG Bulletin.* – 1979. – Vol. 63, № 2. – P. 152–186.
166. 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 «Compartiment and seals». – 1994. – P. 55–68.
167. 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, and ALL Consulting Tulsa, OK 74119918-382-7581. April 2009. 116 p.
168. Namrita Sondhi. Petrophysical characterization of Eagle Ford Shale // University of Oklahoma, Norman, Oklahoma – 2011. – P. 17.
169. Olesen N.L. Bakken oil resource play Williston basin (US): Overview and historical perspective // Oklahoma Geol. Survey Workshop «New Perspectives on Shales», July 2010. – 16 p.
170. Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentidis R., Sinha S. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs // SPE 131350 CPS/ SPE Int. Oil & Gas Conf. and Exhibition, Beijing, 8–10 June 2010. – 29 p.
171. Poprawa P. Shale gas hydrocarbon system – North American experience and European potential // *Przegląd Geologiczny.* – 2010¹. – T. 58, № 3. – P. 216–225.
172. Poprawa, Pawel. Shale gas potential of the Lower Palaeozoic complex in the Baltic and Lublin-Podlasie basins (Poland) // *Ibid.* – 2010². – Vol. 58. – P. 226–249.
173. Poprawa P. Wstępna ocena możliwości występowania akumulacji ropy naftowej w iupkach (shale oil) dolnego paleozoiku oraz innych iupkach macierzystych w Polsce. – Niepublikowany Raport PIG-PIB, Departament Geologii i Koncesji Geologicznych MOE, 2010³. – 21 p.
174. Poprawa P. Potencjal występowania zió gazu ziemnego w iupkach dolnego paleozoiku w basenie baityckim i lubelsko-podlaskim // *Prz. Geol.* – 2010⁴. – N 58. – P. 226–249.
175. Poprawa P. Analiza osady w ilasto-mułowcowych w Polsce pod kątem możliwości występowania w nich niekonwencjonalnych nagromadzeń gazu ziemnego // *Biul. PIG.* – 2010⁵. – N 439. – P. 159–172.
176. 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.
177. Producing Gas from its Source / Boyer Ch., Kieschnik J., Cuarez-Rivera R., Lewis R.E., Waters G. // *Oilfield Review.* – Autumn 2006. – P. 36–49.
178. Rice D.D., Threlkeld C.N., Vuletic A.K.. Characterisation and origin of natural gases of the Anadarko basin // Anadarko basin symposium. – The University of Oklahoma, 1989. – P. 47–52.

179. Schmoker J.W. Thermal maturity of the Anadarko basin // Oklahoma Geol. Survey Circular 90. – 1989. – P. 25–31.
180. Spears R.W., Jacson S.L. Development of a Predictive Tool for Estimating Well Performance in Horizontal Shale Gas Wells in the Barnett Shale, North Texas, USA // Petrophysics. – 2009. – Vol. 50, N 1. – P. 19–31.
181. Spectroscopy: the Key Rapid, Reliable Petrophysical Answers / Barson D., Christensen R., DFecoster E. et al. // Schlumberger Oilfield Reviwe. – 2005. – Vol. 17, № 2. – P. 14–33.
182. Spenser C.W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in Western United States / AAPG Bulletin. – 1989. – Vol. 73, № 5. – P. 613–628.
183. Staub J. Emerging Oil & Gas Supplies: Future Prospects for Oil & Gas Production // Prezentacja dla Bipartisan Policy Center: Understanding the New Energy Landscape June 27. – Washington, DC, 2012.
184. Such P. Przestrzec porowa skai iupkowych // Nafta-Gaz. – 2012. N 9. – P. 561–565.
185. The Direct Measurement of Carbon in Wells Containing Oil and Natural Gas Using a Pulsed Neutron Mineralogy Tool / Pemper R., Han X., Mendez F. et al. // SPE 124234, 2009 SPE Annual Conference and Exhibition. – New Orleans, USA, 2009.
186. 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.
187. Tight sands gain as U.S. gas source / V.A.Kuuskaa, T.E.Hoak, J.A.Kuuskaa, J.Hansen // Oil and gas Journal. – 1996, March, 18. – P. 102–107.
188. U.S. Geological Survey Oil and Gas Assessment Team. Variability of distribution of well-scale estimated ultimate recovery for continuous (unconventional) oil and gas resources in the Unites States // U.S. Geological Survey Open-File Report 2012-1118. – 2012. – 18 p.
189. Vanderfort C. Data and Drilling Methods from Horizontal Mississippian Reservoirs Across Northern Oklahoma // Mississippian Lime Conf., Oklahoma, 2011. – 36 p.
190. Waldo D. A Review of Three North American Shale Plays: Learnings from Shale Gas Exploration in the Americas // Search and Discovery Article #80214 (2012). – 25 p.
191. Weijermars R., Van Der Linden J. Assessing the economic margins of sweet spots in shale gas plays // First Break. – 2012. – № 30 (12). – P. 99–106.
192. Wickstrom L., Perry C., Riley R., Erenpreiss M. The Utica-Point Pleasant Shale Play of Ohio // Ohio Department of Natural Resources Division of Geological Survey Presentation. – 2012. – 41 p.
193. Wood Mackenzie. Unconventional Gas Service. Analysis Poland // Silurian Shales. – August 2009.

Електронні посилання

194. Application of Pulsed Neutron Elemental Spectroscopy Measurements in Heavy Oil and Gas Reservoir Evaluation / Ferguson G., Jacobi D., Bratovich M., LeCompte B. – CSEG CWLS Convention, 2009. – P. 521–524 // <http://www.cspg.org/conventions/abstracts/2008abstracts/133.pdf>.

195. Газовые кладовые Украины / Є. Бакулин, Ю Борисов, Я. Яремчук, И. Шваченко // <http://ruska-pravda.org/>
196. Cheniere Energy Inc. – FORM 8-K – EX-99.1. – Corporate presentation. – November 20, 2009 / fags.org.
197. Exploration & Innovation: Geoscientists Push the Frontiers of Unconventional Oil and Gas / utexas.edu. – April 2008.
198. Mayerhofer M., Warpinski N., Lolon 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
199. U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Review / <http://pubs.er.usgs.gov/publication/ofr87414B>

Фондові матеріали

200. Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвекційний газ. Звіт про виконання геолого-тематичної роботи. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012.
201. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України / В.А. Михайлов, Ю.З. Крупський та ін.: Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 159 с.
202. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України / Ю.З. Крупський, В.А. Михайлов та ін.: Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 214 с.
203. Вивчення літолого-фаціальних, біостратиграфічних та структурно-геологічних особливостей будови нижнього карбону ДДЗ як основи прогнозу нафтогазоносності: Звіт по договору №288. Розділ 2. Виконати біостратиграфічне розчленування та розробити принципи кореляції різнофаціальних комплексів нижнього карбону ДДЗ (заключний) / Відп. вик. А.М. Вертюх. – Чернігів: УкрДГРІ, 2004. – 266 с.
204. Виділення газоперспективних сланцевих об'єктів при інтерпретації матеріалів ГДС: Звіт про НДР / В. Острянін, Г. Башкіров О. Карпенко та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 210 с.
205. Визначення пріоритетних напрямків та об'єктів освоєння ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах в межах Східного та Західного регіонів України. Звіт про надання послуг / А. Омельченко, С. Вакарчук, Ю. Кабишев та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
206. Виконати кількісну оцінку прогнозних ресурсів нетрадиційного газу центральнобасейнового типу та зональний прогноз нафтогазоносності актуальних ділянок ДДЗ / Т.М. Пригаріна, Ю.Б. Кабишев, Ю.Б. Кабишев та ін. – Чернігів: ЧВ УкрДГРІ, 2002. – 140 с.
207. 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 /заключний/. Звіт по договору № 235. Розділ 1 / Відп. вик. В.П. Кривошеев. – УкрДГРІ, Чернігів, 2000. – 192 с.
208. Діло на ліквідацію параметричної свердловини № 1 Ліщинська. – Стрий: Укрбургаз, 2006.

209. Діло на ліквідацію параметричної свердловини 674 Аннівської площі. – Шебелинка: Укрбургаз, 2006.
210. Діло на ліквідацію пошукової свердловини 13 Артюхівської площі. – с. Курган: Укрбургаз, 1981.
211. Діло на ліквідацію пошукової свердловини 10 Щурівської площі. – с. Курган: Укрбургаз, 1976.
212. Ємець О.В., Загнітко В.М., Лугова І.П. та ін. Умовилокалізації небезпечних скупчень метану у вугленосних верствах Донбасу згідно з ізотопно-геохімічною та генетичною характеристиками вугільних газів: Звіт з бюджетної теми № 0107U007262. – К.: ІГМР, 2007. – 117 с.
213. 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».
214. Жигунова З.Ф., Коваль Ж.С., Петров В.Г. Отчет о поисково-съёмочных работах масштаба 1:25000, проведенных на площади Люта Закарпатской области УССР в 1964–1965 гг. Трест «Львовнефтегазразведка», ЛГПК. – Львов, 1966. – 172 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
215. Кузовенко В.В., Жигунова З.Ф., Петров В.Г. Отчет о результатах комплексной геологической съёмки масштаба 1:50 000, проведенной на площади Ломна Львовской и Закарпатской областей УССР в 1969–1972 гг. Трест «Львовнефтегазразведка», КГП. – Львов, 1973. – 170 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
216. 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».
217. 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 «Западукргеология». – Львов, 1987. – 124 с. – Фонди ДП «ЗУГ».
218. 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».
219. 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».
220. Літолого-петрофізичні і мінералофлюїдологічні властивості відкладів силуру Львівського палеозойського прогину / І. Куровець, І. Наумко, Г. Пritулка та ін. // Тези доп. наук. конф. до 65-річчя геол. ф-ту ЛНУ ім. Івана Франка «Стан і перспективи сучасної геологічної освіти та науки», Львів, 13–15 жовтня 2010 р. – Львів: ВЦ ЛНУ ім. Івана Франка, 2010. – С. 115–117.
221. Визначення перспективних об'єктів для пошуків нафти і газу в автохтонних відкладах приграничної східної смуги Карпатського насуву на Східноєвро-

- пейську платформу: Звіт про виконання НДР. – К.: ДП «Нафканафтогаз», 2009 р.
222. Обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт по пошукам газу неконвенційного типу у відкладах турнейсько-нижньовізейського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
 223. Обґрунтувати граничні значення параметрів низькопористих теригенних колекторів в нових газоконденсатних родовищах України: Звіт за договором № 571 / М.Ю. Нестеренко. – Львів: УкрДГРІ, 1996.
 224. Обобщить результаты региональных исследований и провести детальную корреляцию турнейских и нижневизейских отложений Днепровско-Донецкой впадины: Отчет по теме / А.С. Владимиров, А.А. Билык. – Чернигов, 1988. – 174 с.
 225. 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 геологотематичну роботу / А.М. Коваль, Г.І. Старченко, І.В. Карпенко та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 932 с.
 226. Перспективи газонасності ущільнених порід нафтогазонасних басейнів України: Звіт про науково-дослідну роботу / Ю.З. Крупський, В.А. Михайлов та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 178 с.
 227. Перспективи газонасності ущільнених порід нафтогазонасних басейнів України Звіт про науково-дослідну роботу / В.А. Михайлов, Ю.З. Крупський та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 292 с.
 228. Перспективи нафтогазонасності імпактних структур Українського щита: Звіт про науково-дослідну роботу / В.А. Михайлов, Є.П. Гурув, В.М. Загнітко та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. – 207 с.
 229. Перспективи пошуків неконвенційних (нетрадиційних) покладів вуглеводнів на прикордонній з Польщею території України та проблеми охорони навколишнього середовища. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012.
 230. Перспективи промислової нафтоносності сланцевих (флішових) формацій України: Звіт про науково-дослідну роботу / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, В.М. Загнітко та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 433 с.
 231. 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. Г.І. Вакарчук. – Чернігів, 2000. – 173 с.
 232. Прогноз нових перспективних зон і об'єктів на основі виділення одновікових фаціальних поясів візейських відкладів центральної частини ДДЗ. Звіт про науково-дослідну роботу (заключний) / відп. вик. І.М. Бабко. – Чернігів: УкрДГРІ, 2008. – 220 с.
 233. Прогнозна оцінка газонасності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ / О. Топчий, С. Вакарчук, К.Філюшкін та ін.: Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 207 с.

234. 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.
235. 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 неантиклінальних пасток вуглеводнів»: Звіт про науково-дослідну роботу за темою 319 / В. Макогон, В. Кривошеєв, Є. Іванова, О. Пекельна. — Львів: ЛВУкрДГРІ, 2007¹. — Кн. 1. — 239 с.
236. 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»: Звіт про науково-дослідну роботу за темою 319/2 / Б.І. Кельбас, Я.Г. Лазарук, А. Самарець та ін. — Львів: ЛВУкрДГРІ, 2007². — Кн. 1. — 153 с.
237. Регіональний прогноз зон поширення нетрадиційних колекторів та неантиклінальних пасток вуглеводнів у візейських відкладах північного заходу ДДЗ: Звіт про науково-дослідну роботу / Огар В.В. та ін. — К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. — 164 с.
238. Регіональний прогноз зон розповсюдження нетрадиційних колекторів і літологічних пасток вуглеводнів в нижньокам'яновугільних відкладах центральної частини південної прибортової зони ДДЗ: Звіт про НДР / В.В. Огар та ін. — К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. — 307 с.
239. 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.
240. Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні: Звіт про надання послуг / О. Топчий, С. Вакарчук, К. Філюшкін та ін. — К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. — 191 с.
241. Стратиграфическое расчленение и корреляция разрезов нижнего карбона ДДВ. Т. 2. Стратиграфическое расчленение, корреляция и литолого-фациальный анализ разрезов верхнего девона и нижнего карбона ДДВ и оценка перспектив нефтегазонасности: Отчет ИГН АН УССР / Отв. исполн. М.В. Вдовенко. — К., 1986. — 207 с.
242. Стратотипы региональных стратиграфических подразделений нижнего карбона Доно-Днепровского прогиба / М.В. Вдовенко, О.И. Берченко, В.И. Полетаев. — К.: ИГН, 1994.
243. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України: Звіт про науково-дослідну роботу / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, В.М. Загнітко та ін. — К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. — 263 с.

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

Вакарчук Сергій Григорович – завідувач Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості», кандидат геологічних наук

Вижва Сергій Андрійович – проректор з наукової роботи, завідувач кафедри геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

Гладун Василь Васильович – заступник директора департаменту з видобування газу та нафти НАК «Нафтогаз України»

Загнітко Василь Миколайович – професор кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геолого-мінералогічних наук, професор

Зейкан Олександр Юрійович – директор департаменту з видобування газу та нафти НАК «Нафтогаз України», кандидат геолого-мінералогічних наук

Касянчук Сергій Васильович – начальник управління НАК «Нафтогаз України»

Коваль Анатолій Миколайович – завідувач відділення супервізії та інформаційного супроводу геологорозвідувальних робіт ДП «Науканафтогаз», кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник

Крупський Юрій Зіновійович – професор кафедри екологічної та інженерної геології та гідрогеології Львівського національного університету імені Івана Франка, доктор геологічних наук

Кульчицька Ганна Олександрівна – головний науковий співробітник Інституту геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М.П. Семененка НАН України, 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.

Михайлов Володимир Альбертович – декан геологічного факультету, завідувач кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

Стрижак Василь Павлович – завідувач відділення надрокористування та ресурсів вуглеводнів ДП «Науканафтогаз»

Чепіль Петро Михайлович – завідувач відділу НАК «Нафтогаз України», кандидат геолого-мінералогічних наук

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Монографія

У восьми книгах

Книга VIII

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ УКРАЇНИ

ВАКАРЧУК Сергій Григорович
ВИЖВА Сергій Андрійович
ГЛАДУН Василь Васильович
ЗАГНІТКО Василь Миколайович
ЗЕЙКАН Олександр Юрійович
КАСЯНЧУК Сергій Васильович
КОВАЛЬ Анатолій Миколайович
КРУПСЬКИЙ Юрій Зіновійович
КУЛЬЧИЦЬКА Ганна Олександрівна
КУРОВЕЦЬ Ігор Михайлович
МИХАЙЛОВ Володимир Альбертович
СТРИЖАК Василь Павлович
ЧЕПІЛЬ Петро Михайлович

Коректори *О.В.Попова, О.С.Петренко*
Оригінал-макет *О.В.Гашенко*

Підписано до друку 09.12.2014. Формат 70x100/16. Папір крейдований.
Друк офсетний. Умовн. друк. арк. 22,58. Тираж 300 пр. Зам. № 249.

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 «Руга».
м. Кам'янець-Подільський, вул. Князів Коріатовичів, 11
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів
видавничої справи ДК №4060 від 29.04.2011