

**НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА  
ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ**

**КНИГА VII**

**МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ, ГАЗОГІДРАТИ,  
ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ І НАКЛАДЕНІ ЗАПАДИНИ  
УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА**

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 SCIENCE OF UKRAINE  
PJSC «DONETSKSTEEL»  
UKRAINIAN STATE RESEARCH INSTITUTE «UKRNDIPROEKT»

# **UNCONVENTIONAL SOURCES OF HYDROCARBONS OF UKRAINE**

MONOGRAPH

In eight books

**BOOK VII**

**COALBED METHANE, GAS HYDRATES, IMPACT  
STRUCTURES AND SUPERIMPOSED DEPRESSIONS  
OF THE UKRAINIAN SHIELD**

Kyiv  
Nika-Centre  
2013



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

# **НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ**

МОНОГРАФІЯ

У восьми книгах

**КНИГА VII**

**МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ, ГАЗОГІДРАТИ,  
ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ І НАКЛАДЕНІ ЗАПАДИНИ  
УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА**

Київ  
Ніка-Центр  
2013

УДК 550.8+553.98+622.32  
ББК 26.34:33.36  
Н57

Авторський колектив:

Михайлов В.А., Зейкан О.Ю., Коваль А.М., Загнітко В.М., Гуров Є.П., Вижва С.А., Шнюков Є.Ф., Наумко І.М., Чепіль П.М., Кожушок О.Д., Радченко В.В., Безродний Д.А.

Редакційна колегія:

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

Coalbed methane, gas hydrates of the Black and Azov Seas, oil and gas prospects of impact structures Ukraine as an alternative or unconventional hydrocarbons are considered. It is shown, that coalbed methane of Ukraine is a promising associated mineral resource, resources of which in the Donetsk coal basin exceed 3.0-3.5 trillion m<sup>3</sup>. The problem of distribution of gas hydrate deposits of the Azov-Black Sea basin, where their resources are previously estimated at 7-10 trillion m<sup>3</sup> is considered. A generalization of the materials is made, morphological features, deep structure, signs of shock metamorphism, petrophysical and geochemical features of rocks, oil-generational potential of Illinetska, Zakhidna, Rotmystrivska, Boltyska, Obolonska, Zelenohayska, Ternivska impact structures of the Ukrainian Shield are studied.

**Нетрадиційні** джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита / [В.А. Михайлов та ін.] ; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. – К. : Ніка-Центр, 2013. – 368 с.  
ISBN 978-966-521-639-1

Як нетрадиційну чи альтернативну вуглеводневу сировину розглянуто метан вугільних родовищ, газогідрати Чорного та Азовського морів, перспективи нафтогазоносності імпактних структур України. Показано, що метан вугільних родовищ України є перспективною супутньою корисною копалиною, ресурси якої у Донецькому вугільному басейні перевищують 3,0–3,5 трлн м<sup>3</sup>. Розглянуто питання поширення газогідратних покладів Азово-Чорноморського басейну, де їхні ресурси попередньо оцінюються в 7–10 трлн м<sup>3</sup>. Проведено узагальнення матеріалів, вивчені морфологічні особливості, глибинна будова, прояви ударного метаморфізму, петрофізичні та геохімічні особливості порід, нафтогенераційний потенціал Іллінецької, Західної, Ротмістрівської, Болтиської, Оболонської, Зеленогайської, Тернівської імпактних структур УЩ.

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

УДК 550.8+553.98+622.32  
ББК 26.34:33.36

ISBN 978-966-521-639-1

## ЗМІСТ

Перелік скорочень.....	9
------------------------	---

### **Розділ 1. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ (Коваль А.М., Михайлов В.А., Зейкан О.Ю., Кожушок О.Д., Радченко В.В., Загнітко В.М., Наумко І.М.)**

Вступ .....	11
1. Перспективи освоєння ресурсів метану вугільних пластів.....	21
2. Геологічні критерії перспектив газоносності вугільних товщ ( <i>розділ підготовлений за участі Шевелева Л.В., Турчина В.А., Халимендикова Є.М.</i> ) .....	26
2.1. Оцінка газогенераційного потенціалу .....	26
2.2. Критерії перспективності ділянок для видобутку метану з вугільних товщ .....	27
2.3. Критерії вибору ділянок для газовидобування.....	47
3. Ресурси метану в Донбасі.....	58
4. Південно-східна частина ДДЗ (Петриківсько-Новомосковська площа).....	64
4.1. Геологічна будова.....	64
4.2. Газоперспективність вугільної товщі .....	68
4.3. Ресурси метану .....	78
5. Південна зона дрібної складчастості Донбасу .....	81
5.1. Перспективність південної зони дрібної складчастості Донбасу на метан вугільних товщ.....	81
5.2. Павлоградсько-Петропавлівська площа.....	83
5.3. Нікольсько-Райська площа .....	92
5.4. Красногорівсько-Авдіївська площа .....	100
5.5. Слов'янківсько-Вугледарська площа .....	107
6. Північна зона дрібної складчастості Донбасу .....	113
6.1. Газоносність вугільних товщ.....	115
6.1.1. Гірська Глибока площа .....	121
6.1.2. Алмазна площа.....	132
6.1.3. Лугансько-Краснодонська площа .....	145
6.1.4. Ділянка Краснодонська Глибока.....	161
7. Першочергові напрямки подальших геологорозвідувальних робіт .....	169
7.1. Самарсько-Гапіївський дослідно-промисловий полігон.....	169
7.2. Південна зона дрібної складчастості Донбасу.....	175
7.2.1. Поле шахт «Білицька»-«Краснолиманська» Красноармійського ГПР.....	177
7.2.2. Поле шахт «Жовтнева»-«Лідіївська» Донецько-Макіївського ГПР.....	179
7.3. Чапаївсько-Новоаннівський дослідно-промисловий полігон.....	181
7.4. Санжарівсько-Боржиківський дослідно-промисловий полігон .....	184
Висновки .....	188
Література.....	190

**Розділ 2. ГАЗОГІДРАТИ  
(Шнюков Є.Ф., Михайлов В.А.)**

Вступ .....	196
1. Газогідрати Чорного моря .....	197
1.1. Газові гідрати Світового океану .....	197
1.2. Газові гідрати Чорного моря .....	202
1.3. Технологія розробки газогідратних покладів .....	209
1.4. Газонасичені мули .....	211
2. Інші прояви нафтогазоносності у Чорному морі .....	213
2.1. Газовий вулканізм .....	213
2.2. Грязьовий вулканізм Азово-Чорноморського басейну .....	215
2.3. Газові факели Чорного моря .....	220
2.4. Карбонатні новоутворення як наслідок дегазації надр .....	226
Висновки .....	229
Література .....	231

**Розділ 3. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР  
І НАКЛАДЕНИХ ЗАПАДИН УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА  
(Михайлов В.А., Гуров Є.П., Загнітко В.М., Зейкан О.Ю.,  
Вижва С.А., Чепіль П.М., Безродний Д.А.)**

Вступ .....	236
1. Імпактні структури України .....	239
1.1. Іллінецька структура .....	240
1.2. Західна структура .....	247
1.3. Ротмистрівська структура .....	250
1.4. Болтиська структура .....	259
1.5. Оболонська структура .....	282
1.6. Зеленогайська структура .....	300
1.7. Тернівська структура .....	301
2. Накладені структури Українського щита .....	304
2.1. Новодмитрівський прояв горючих сланців .....	304
2.2. Пісочинський прояв горючих сланців .....	307
2.3. Наславченський прояв горючих сланців .....	310
2.4. Прояви горючих сланців накладених западин Волино- Подільської плити .....	310
3. Особливості відображення імпактних структур у фізичних полях .....	313
4. Петрофізичні особливості порід .....	327
5. Геохімічні особливості порід і газів .....	339
5.1. Болтиська структура .....	339
5.2. Іллінецька та Оболонська структури .....	347
Висновки .....	353
Література .....	356
<b>ДОДАТОК. Каталог імпактних структур Землі .....</b>	<b>363</b>
Відомості про авторів .....	367

## CONTENTS

LIST OF ABBREVIATIONS .....	9
-----------------------------	---

**Part 1. COALBED METHANE**

**(Koval A.M., Mykhailov V.A., Zeykan O.Yu., Kozhushok O.D.,  
Radchenko V.V., Zagnitko V.M., Naumko I.M.)**

Introduction.....	11
1. Prospects for the development of coalbed methane resources .....	21
2. Geological criteria of prospects of gas presence in coal beds ( <i>part is prepared with the participation of Shevelev L.V., Turchyn V.A., Khalymendykov Ye.M.</i> ).....	26
2.1. Evaluation of gas generation potential .....	26
2.2. Criteria of promising areas for extraction of methane from coal bed.....	27
2.3. Criteria for selecting areas for gas production.....	47
3. Methane resources in Donbass.....	58
4. The southeastern part of DDD (Petrykivsko-Novomoskovska area) .....	64
4.1. Geological structure.....	64
4.2. Gas prospectivity of coal bed .....	68
4.3. Methane resources.....	78
5. Southern zone of small folding of Donbass .....	81
5.1. Prospectivity of southern zone of small folding of Donbass for coalbed methane .....	81
5.2. Pavlohradsko-Petropavlivska area.....	83
5.3. Nikolsko-Rayska area.....	92
5.4. Krasnohorivsko-Avdiiivska area .....	100
5.5. Slovyankivsko-Vyglydarska area .....	107
6. Northern zone of small folding of Donbass .....	113
6.1. Gas prospectivity of coal beds.....	115
6.1.1. Hirska Hlyboka area .....	121
6.1.2. Almazna area .....	132
6.1.3. Luhansko-Krasnodonska area.....	145
6.1.4. Krasnodonska Hlyboka area .....	161
7. Priority directions of further prospecting works .....	169
7.1. Samarsko-Hapiivskyi research and industrial providing ground.....	169
7.2. Southern zone of small folding of Donbass.....	175
7.2.1. «Bilytska»-«Krasnolymanska» field of mines of Krasnoarmiyskyi geological and industrial area .....	177
7.2.2. «Zhovtneva»-«Lidiivska» field of mines of Donetsko-Makiivskyi geological and industrial area .....	179
7.3. Chapaivsko-Novoannivskyi research and industrial providing ground.....	181
7.4. Sanzharivsko-Borzhykivskyi research and industrial providing ground .....	184
Conclusions.....	188
References.....	190

**Part 2. GAS HYDRATES  
(Shnyukov Ye.F., Mykhailov V.A.)**

Introduction.....	196
1. Gas hydrates of the Black Sea.....	197
1.1. Gas hydrates of the World Ocean.....	197
1.2. Gas hydrates of the Black Sea .....	202
1.3. Development methods of gas hydrate deposits .....	209
1.4. Gas-saturated silts.....	211
2. Other occurrences of oil and gas in the Black Sea.....	213
2.1. Gas volcanism .....	213
2.2. Mud volcanism of the Azov-Black Sea basin.....	215
2.3. Gas flares of the Black Sea.....	220
2.4. Carbonate neof ormations as a result of degassing of subsoil .....	226
Conclusions.....	229
References.....	231

**Part 3. OIL AND GAS CONTENT OF IMPACT STRUCTURES  
AND SUPERIMPOSED DEPRESSIONS OF THE UKRAINIAN SHIELD  
(Mykhailov V.A., Gurov Ye.P., Zagnitko V.M., Zeykan O.Yu., Vyzhva S.A.  
Chepil P.M., Bezrodny D.A.)**

Introduction.....	236
1. Impact structures of Ukraine.....	239
1.1. Illinetska structure .....	240
1.2. Zakhidna structure.....	247
1.3. Rotmystrivska structure.....	250
1.4. Boltyska structure.....	259
1.5. Obolonska structure.....	282
1.6. Zelenohayska structure .....	300
1.7. Ternivska structure .....	301
2. Superimposed structures of the Ukrainian Shield .....	304
2.1. Novodmytrivskyi occurrence of oil shales .....	304
2.2. PISOCHYNSKYI occurrence of oil shales .....	307
2.3. Naslavchenskyi occurrence of oil shales .....	310
2.4. Occurrences of oil shales in superimposed depressions of Volyn- Podolian platform .....	310
3. Features of impact structures reflection in physical fields.....	313
4. Petrophysical features of rocks .....	327
5. Geochemical features of rocks and gases.....	339
5.1. Boltyska structure.....	339
5.2. Illinetska and Obolonska structures.....	347
Conclusions.....	353
References.....	356
<b>ADDITION. Catalogue of impact structures of the Earth .....</b>	<b>363</b>
Information about authors .....	367

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ВВ – вуглеводні;  
Г – газовий;  
ГДС – геофізичні дослідження свердловин;  
ГК – газоконденсатний;  
ГПР – геолого-промисловий район;  
ГРП – геологорозвідувальна партія;  
ГРР – геологорозвідувальні роботи;  
ДБ – Донецький вугільний басейн;  
ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина;  
ДКЗ – Державна комісія по запасах корисних копалин України;  
ДПП – дослідно-промисловий полігон;  
КОР – концентрована органічна речовина;  
ЛВБ – Львівсько-Волинський вугільний басейн;  
МВП – метан вугільних пластів;  
НГ – нафтогазовий;  
НГК – нафтогазоконденсатний;  
НГР – нафтогазоносний регіон;  
НДС – науково-дослідницьке судно;  
ОР – органічна речовина;  
ПДК – постійно діючі кондиції;  
ПМЗ – поверхня метанової зони;  
РЗПП – розломні зони підвищеної проникності;  
РОР – розсіяна органічна речовина;  
СЄП – Східноєвропейська платформа;  
ТЕС – теплоелектростанція;  
ТОС – total organic carbon – вміст органічного вуглецю;  
УЩ – Український щит;  
BSR – bottom simulating reflection – псевдодонна границя;  
 $R_0$  – коефіцієнт відбиття вітриніту.

Марки вугілля: А – антрацит, Б – буре, Г – газове, Д – довгополумене-  
ве, Ж – масне (жирне), К – коксівне, КЖ – коксівне масне (жирне),  
НА – напівантрацит, П – пісне, ПС – пісне спікливе.





---

---

# Розділ 1

## МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

### ВСТУП

Метан вугільних родовищ набуває важливого значення у світі не тільки як потужне додаткове джерело розширення мінерально-сировинної бази вуглеводнів, а й як фактор зменшення ризиків газових викидів у шахтах і пов'язаних з ними аварійних ситуаціях. Зокрема, в США видобуток і утилізація метану із вказаних джерел уже стає близьким до його видобутку і використання, що проводиться традиційним способом. Ця проблема дуже важлива і для України, їй присвячено цілу низку наукових публікацій і науково-дослідницьких робіт [9, 10, 68], зокрема, проведених і структурами НАК «Нафтогаз України» [98]. Згадані роботи і лягли в основу цього розділу монографії.

Генерований вуглефікованою органічною речовиною (ОР) метан за час утворення з моменту нагромадження і перетворення ОР поділяється на [3]:

- метан, збережений у вугільних пластах;
- метан, що мігрував з вугільних пластів і сорбувався вмісними породами;
- метан, що мігрував з вугільних пластів унаслідок розчинення в підземних водах;
- метан, що перейшов в атмосферу в процесі дегазації вугільних пластів;
- вільний метан у газових пастках.

З іншого боку, докази як геологічно миттєвого формування покладів газу, так і поповнення у процесі їхньої розробки [19, 54] вказують на важливу роль у цьому глибинних джерел, корегуючи й доповнюючи традиційні погляди на утворення метану. Поповненню ресурсів метану у вуглепородних масивах сприяв його приплив у складі глибинних вуглеводневовмісних флюїдних потоків [38, 42] з перевагою абіогенної складової [59], що за тривалий геологічний час мігрували [37] зонами підвищеної флюїдопроникності в субвертикальних геофлюїдодинамічних структурах [46].

В Україні метан як супутня корисна копалина міститься у вугільних пластах кам'яновугільного віку Донецького (ДБ) і Львівсько-Волинського (ЛВБ) басейнів (табл. 1.1) [4, 22, 27, 30, 50, 56, 66, 91].

Природна метаноносність вугленосних відкладів змінюється від 5 до 30 м<sup>3</sup>/т с. б. м. (сухої беззольної маси). Метан вугільних родовищ з одного боку є вибухо- і викидонебезпечною речовиною і заважає видобутку вугілля, а з іншого – цінною корисною копалиною. В результаті роботи вугільної промисловості тільки з висхідним струменем системи вентиляції та дегазації на 254 шахтах Донбасу виділяється щорічно в атмосферу до 3,5 млрд м<sup>3</sup> метану, у ЛВБ –

до 70 млн м<sup>3</sup> [5, 6, 28]. Для порівняння, щорічний видобуток природного газу в Україні становить 18–21 млрд м<sup>3</sup>. Шахтами України щодобово викидається 15,5 млн м<sup>3</sup> метану (5,6 млрд м<sup>3</sup> на рік). Вихід сягає 0,3–0,35 млн м<sup>3</sup> на добу в найбільш метанових шахтах, що за теплотворною здатністю еквівалентно 300–500 т вугілля.

Табл. 1.1. Запаси метану кам'яновугільних родовищ України (млн м<sup>3</sup>)

Вугільний басейн, область	Кількість родовищ		Запаси на 1.01.2004 р.			
	всього	розроб- ляються	всього	підтвер- джені	розробляються	
					всього	підтверджені
<i>Донецький басейн</i>	139	73	283 397	159 333	125 223	60 165
Дніпропетровська	1	1	2548	964	2548	964
Донецька	95	56	158 756	81 891	103 989	50 544
Луганська	43	16	122 113	76 468	18 686	8657
<i>ЛВБ</i>	2	-	4466	-	-	-
<b>Всього</b>	<b>141</b>	<b>73</b>	<b>287 863</b>	<b>159 333</b>	<b>125 223</b>	<b>60 165</b>

Дегазація здійснюється на 115–120 шахтах Донецького басейну і на 4 шахтах ЛВБ, об'єми каптованого газу для двох басейнів склали відповідно 600 і 8 млн м<sup>3</sup>/рік (13 %), з яких тільки 4 % утилізується. На 17 шахтах Донбасу використовується (в основному на шахтних котельнях) до 18 % каптованого метану. Інша частина газу викидається в атмосферу через низький вміст у ньому метану (<25 %). Отже, величезна кількість метану потрапляє в атмосферу, що призводить не тільки до втрати цінної копалини, а й до посилення парникового ефекту.

За результатами випробування в ході геологорозвідувальних робіт (ГРР) загальні прогнозні ресурси метану в породах і вугільних пластах вугленосних відкладів Донбасу на глибині від 500 до 1800 м за різними оцінками становлять від 4–6 до 22 трлн м<sup>3</sup>, а промислові – 11,9 трлн м<sup>3</sup>, із яких 3,7 трлн м<sup>3</sup> придатні для вилучення. 0,46 трлн м<sup>3</sup> метану перебувають розчиненими у воді, 1,46 трлн м<sup>3</sup> – у сорбованому стані у вугільних пластах потужністю понад 0,3 м і 9,82 трлн м<sup>3</sup> – у вугленосному масиві, з яких тільки 5–15 % припадає на вільний метан. У пластах основних геолого-промислових районів міститься 855 млрд м<sup>3</sup> метану (табл. 1.2). Геологічний прогноз допускає підготовку 2–3 трлн м<sup>3</sup> газу. Незалежна оцінка ресурсів метану вугленосної товщі Донбасу, виконана американськими фахівцями, дає ще більшу цифру загальних ресурсів – 25 трлн м<sup>3</sup>.

Враховуючи, що на кожний робочий вугільний пласт у геологічному розрізі припадає 3–4 і більше пластів і прошарків некондиційної потужності, лише у вугільних пластах міститься 1078,5 млрд м<sup>3</sup> метану, а загальні його ресурси у вільних скупченнях становлять 150,1 млрд м<sup>3</sup>. З урахуванням метану міжвугільних пластів та вуглевмісних товщ ця цифра сягає 25,4 трлн м<sup>3</sup>. Вміст метану у вугільних пластах в середньому становить 8 м<sup>3</sup>/на 1 т, інколи сягає 40 м<sup>3</sup> [29].

Загальні підраховані запаси метану в Донбасі – 1,2 трлн м<sup>3</sup>, в тому числі на полях діючих шахт – 970 млрд м<sup>3</sup>, в межах ресурсів вугілля – 208 млрд м<sup>3</sup>.

Табл. 1.2. Ресурси метану у вугільних пластах

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

Ресурси метану ЛВБ оцінюються в 10 млрд м<sup>3</sup>. Дегазація проводиться на 4 шахтах. Газ, що каптується, не використовується. Виділення газу – 1,5–2 м<sup>3</sup>.

Щільність оцінюваних ресурсів метану у вугільних пластах на площах вугленосних відкладів значна. Зокрема, у південно-західній частини Донбасу середня щільність за площею, підрахована за методиками ДРГП «Донецькгеологія» і компанії «Рейвен Рідж Рісорсіз» (США), становить 90–107 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (табл. 1.3).

Табл. 1.3. Щільність ресурсів метану у вугільних пластах

Площа	Розмір, км <sup>2</sup>	«Донецькгеологія»		«Рейвен Рідж Рісорсіз»	
		ресурси, млрд м <sup>3</sup>	щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	ресурси, млрд м <sup>3</sup>	щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
Добровольсько-Червоноармійська	963	76,4	79,3	101,0	104,9
Гришино-Андріївська	557	18,2	32,7	29,7	53,3
Південно-Донбаська	530	57,2	107,9	58,5	110,4
Донецька	293	44,5	151,9	46,5	158,7
Макіївська	246	35,9	145,9	42,0	170,7
<b>Всього</b>	<b>2589</b>	<b>232,2</b>	<b>89,7</b>	<b>277,7</b>	<b>107,3</b>

Метаморфізм вугілля в Донбасі супроводжувався утворенням значної кількості метану. Згідно з оцінками українських і західних спеціалістів у галузі розробки цього виду палива, його ресурси в Донбасі сягають 117 трлн м<sup>3</sup>. Закономірності сучасного розподілу вуглеводневих газів у вугленосних відкладах Донбасу тісно пов'язані з геологічними умовами газоутворення, яке проходило в процесі накопичення вугленосних формацій.

Дані про кількість ресурсів метану в Донбасі мають значні розбіжності, що пояснюється різними підходами до даних ГРР з вивчення вмісту метану як у вугільних пластах, так і у вміській товщі. Вугленосні відклади Донбасу містять у собі значні ресурси метану і можуть служити об'єктом його промислового видобутку, тому повинні розглядатися як газо-вугільні родовища.

Потужність вугільних утворень на площі Донбасу зростає до його центральної частини і в південно-східному напрямі [15]. Для карбонових відкладів характерна циклічна будова, багатократне ритмічне перешарування морських, континентальних і перехідних фацій, чітко прослідковується еволюційний розвиток багатьох груп фауни і флори. Загальна кількість вугільних пластів, які залягають у вугленосній товщі до глибини 1800 м, становить близько 330, але тільки 130 пластів мають потужність понад 0,45 м. Середня потужність пластів, що розробляються, знаходиться в межах 0,6–0,8 м. Пласти потужністю понад 2 м зустрічаються рідко. Вугленосність в басейні розподілена нерівномірно: більша частина ресурсів вугілля зосереджена в 27 пластах середнього карбону і 8 нижнього. Верхній карбон має всього один пласт промислового значення. В нижньому карбоні вугленосність розповсюджена вздовж південно-західного борту Донецького прогину, промислова вугленосність зосереджена у вузькому інтервалі розрізу потужністю в 400–500 м. Пласти розташовані зближеними групами з віддалями між групами 30–80 м, а між пластами в групах 3–20 м.

Середній карбон вугленосний на всій площі Донбасу. Його головна закономірність полягає в поступовому зменшенні кількості робочих пластів і вугленосності в напрямі з заходу на схід і на північ басейну. Віддаль між вугільними пластами від 20 до 40 м. Найбільша концентрація пластів відзначається в світі  $C^2_6$ . При потужності в західних районах 170–250 м вона містить до восьми робочих пластів. Те ж саме спостерігається у верхній частині світи  $C^2_5$ . Загальна потужність основної вуглевмісної товщі середнього карбону (світи  $C^2_3$ – $C^2_7$ ) становить 1500–3000 м.

У кам'яному вугіллі й антрацитах зазвичай розвинені тонкі пори діаметром менше  $10^{-8}$  м. Площа поверхні цих пор сягає декількох сотень квадратних метрів в  $1 \text{ м}^3$  вугільної речовини, що пояснює його високу адсорбційну активність. У метаморфічному ряду вугілля (від довгополумєневих до малометаморфізованих антрацитів) спостерігається зростання адсорбційної активності, що визначає природну метаносність вугілля. Для марок К, ОС і П вона сягає 20–25  $\text{м}^3/\text{т}$  с. б. м. (сухої беззольної маси). В антрацитах з питомим електричним опором 4,45–5,85 Ом/см газоносність, як правило, вища – до 40–45  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Сучасний перерозподіл газів у вугленосній товщі зумовлений зміною колекторських властивостей порід, що вміщують вугілля. Зі зростанням інтенсивності катагенетичних перетворень осадової товщі поступово знижувалася пористість і газопроникність, що спостерігається в пісковиках. Але газопроникність тих самих пісковиків через підвищену тріщинуватість, що проявляється зонально, може істотно змінюватися. У Донбасі невеликі поклади й локальні скупчення вільних газів у більшості випадків приурочені до тріщинуватих зон. Про велику роль тріщинуватості у формуванні локальних скупчень вільного газу в товщі вугленосних відкладів свідчать дані про суфлярні виділення в гірничих виробках шахт [1].

На основі аналізу сучасної вертикальної й площинної газової зональності, даних про колекторські властивості порід, що вміщують вугілля, відомостей про газові поклади, мікропоклади й локальні скупчення вільних вуглеводнів у



вугленосних відкладах було виконано районування Донбасу щодо локалізації метану у вугільних покладах.

До *першої зони* належать площі розвитку відкладів з пластами вугілля марок Д, Г і частково Ж. Для неї характерна наявність промислових покладів і локальних скупчень вуглеводневих газів, пов'язаних з колекторами порового й тріщинно-порового типу. До неї належать вугленосні відклади Південного і Західного Донбасу, Лисичанського, Червоноармійського, Міллеровського геолого-промислових районів, а також Бахмутської і Кальміус-Торецької улоговин.

До *другої зони* належать площі розвитку осадових відкладів, що вміщують пласти вугілля марок Ж, К і ОС. В ній поширені мікропоклади і локальні скупчення вуглеводневих газів, пов'язаних з колекторами тріщинно-порового й тріщинного типів. Для цієї зони характерна високі газоносність вугільних пластів і газонасиченість порід, що їх вміщують. У межах зони розташовані вугленосні відклади Донецько-Макіївського, Центрального, Селезнівського, Алмазно-Мар'ївського й Краснодонського геолого-промислових районів.

*Третя зона* розповсюджена на площах розвитку відкладів, що вміщують пласти вугілля марки П і слабо метаморфізовані антрацити з питомим електричним опором понад 2,5 Ом/см. Вугільні пласти й породи, що їх вміщують, у цій зоні мають низькі колекторські властивості, тому вона характеризується локальними скупченнями вуглеводневих газів у колекторах тріщинного типу, пов'язаних з тектонічними порушеннями вугленосної товщі. До цієї зони належать вугленосні відклади в Торезько-Сніжнянському і Боково-Хрустальному геолого-промислових районах.

*Четверта зона* характеризується повною відсутністю скупчень вуглеводневих газів, вона охоплює площі розвитку вугленосних відкладів з пластами високометаморфізованих антрацитів з питомим електричним опором менше 2,5 Ом/см. У цій зоні розташовані шахти, що розробляють негазові антрацитові пласти на площі Довжансько-Ровенецького геолого-промислового району, у центральних і східних частинах Боково-Хрустального й Торезько-Сніжнянського районів.

Існує три типи локалізації метану в породах Донбасу:

- вільний метан, що міститься в порах і тріщинах порід;
- газ у сорбованому стані, який міститься в розсіяній органічній речовині й вугільних прошарках;
- газ, розчинений в водогазонасичених пісковиках.

У формуванні ресурсів вільного метану у вмісних породах основна роль належить зонам тріщинуватості вугленосних відкладів. На сьогодні на периферії Донбасу розвідано понад 30 родовищ вугільного метану із загальними запасами вільного газу 180 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі виявленими – 60 млрд м<sup>3</sup>.

Закордонний досвід видобутку метанових газів із вугілля дозволяє розглядати їх не лише як супутню, але й як самостійну корисну копалину. У зв'язку з цим і методичний підхід до оцінки ресурсів вуглеводневих (ВВ) газів повинен бути іншим. Зокрема, іноземні фірми, оцінюючи запаси ВВ газів у вугленосній товщі, враховують лише вугільні пласти й прошарки потужністю не менше 0,3 м, а у вітчизняному варіанті – всі пласти й прошарки, потужність яких перевищує 0,1 м.

Зарубіжні фірми видобувають ВВ газу двома способами – безшахтним (автономним) із свердловин, які пробурені з поверхні на ділянках розвідки, і шахтним – через дегазаційні бурові свердловини, пробурені з підземних виробок.

Підрахунок ресурсів вуглеводневих газів у вугіллі з врахуванням безшахтного й супутнього (шахтного) способів їх видобутку був виконаний фахівцями Держкомгеології України за участю співробітників ІГГК НАН України. Запаси газів оцінювалися на детально розвіданих ділянках, які підлягають промислово-му освоєнню як резерв підгрупи «а» для нового шахтного будівництва і підгрупи «б» для реконструкції шахт; на полях діючих шахт і тих, які будуються.

Для вивчення закономірностей зміни газоносності на глибоких горизонтах у межах Донецької й Луганської областей були пробурені свердловини глибиною до 2,5–3 км (Очеретинська, Макіївська, Торезька, Санжарівська та ін.), які повністю розкрили стратиграфічний розріз карбону з вугіллям усього діапазону марочного складу – від довгополуменевого й газового до антрацитів низької й високої стадій метаморфізму (груп А/12 – А/13 і вище). Дослідження газоносності на глибину до 3 км у цих свердловинах підтвердили встановлені закономірності її зміни, насамперед, від ступеня метаморфізму й глибини. Для підрахунку ресурсів ВВ-газів у вугіллі Донбасу використані матеріали з газоносності й вугленосності, отримані на ділянках детальної розвідки вугілля, підтверджені результатами глибокого буріння. Підрахунки ресурсів ВВ газів виконані майже для всіх геолого-промислових районів Донбасу, за винятком західної околиці (з низькогазоносним вугіллям) і південно-східної околиці, представленої негазоносними суперантрацитами. Дослідженнями охоплено понад 70 ділянок і 157 шахтних полів до глибини 1500–1800 м.

Ресурси ВВ-газів у супутниках потужністю 0,3 м визначені за співвідношенням об'ємів газу, які містяться у всій товщі і супутниках потужністю понад 0,3 м. Емпірична величина цього співвідношення в Донбасі склала 2,7. Результати підрахунків ресурсів ВВ-газів наведені в табл. 1.4, 1.5.

**Табл. 1.4. Ресурси ВВ газів у вугільних пластах і прошарках діючих шахт Донбасу**

Геолого-промисловий район	Ресурси і запаси ВВ-газів, млрд м <sup>3</sup>		
	у вугіллі	у супутниках СК=0,5	
		всіх	потужністю 0,3 м
Павлоградсько-Петропавлівський	11,7	6,1	2,3
Червоноармійський	46,3	15,8	7,5
Південно-Донбаський	21,8	17,7	7,1
Донецько-Макіївський	28,5	12,3	2,3
Центральний	16,62	6,6	3,7
Торезько-Сніжнянський	3,2	6,3	1,2
Лисичанський	11,3	7,4	2,7
Алмазно-Мар'ївський	27,8	18,6	7,0
Луганський	14,7	6,2	2,3
Краснодонський	6,9	5,2	2,0
Селезнівський і Боково-Хрустальний	25,4	16,2	6,0
<b>Всього</b>	<b>214,2</b>	<b>118,4</b>	<b>44,1</b>

Табл. 1.5. Ресурси ВВ-газів геолого-промислових районів Донбасу

Геолого-промисловий район	Ресурси і запаси, млрд м <sup>3</sup>		
	у вугіллі	в супутниках	
		усіх	потужністю 0,3 м
Павлоградсько-Петропавлівський	4,4	5,8	2,3
Червоноармійський	20,6	9,6	3,9
Донецько-Макіївський	42,9	14,8	4,6
Центральний	17,3	4,7	2,0
Чистяково-Сніжнянський	17,2	11,5	4,6
Лисичанський	2,1	13,4	5,0
Алмазно-Мар'ївський	15,8	15,7	6,0
Луганський	2,0	2,0	0,7
Краснодонський	10,1	18,7	7,0
Селезнівський і Боково-Хрустальний	23,0	41,1	19,5
Всього на шахтах Донбасу	155,4	157,3	51,6
<b>Разом на ділянках розвідки і шахтних полях Донбасу</b>	<b>389,6</b>	<b>255,7</b>	<b>95,7</b>

Як бачимо з таблиць, сумарні ресурси ВВ газів у вугільних пластах і прошарках Донбасу становлять 645,3 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі на ділянках розвідки – 352,6 млрд м<sup>3</sup>, на шахтних полях – 292,7 млрд м<sup>3</sup>, проте, їх видобуток є досить складною проблемою.

Отже, можна зробити такі висновки:

- Донбас є унікальним газовугільним регіоном з ресурсами вуглеводневих газів 645,3 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі на ділянках розвідки – 352,6 млрд м<sup>3</sup>, шахтних полях – 292,7 млрд м<sup>3</sup>;
- промислові або потенційно можливі, запаси ВВ-газів становлять 268 млрд м<sup>3</sup> або 40 % усіх ресурсів.

Розрахунки ресурсів метану проведені виходячи з таких положень:

- метаноносність вугільних пластів змінюється відповідно до глибини їх залягання і ступеня метаморфізму;
- об'єктом підрахунку є вугільні пласти;
- маса органічної речовини, що сконцентрована в прошарках і породах вугленосної товщі, в 1,5–2 рази перевищує масу органіки вугільних пластів, характеризується тими ж значеннями метаноносності, що й вугільні пласти на відповідній глибині з однаковим ступенем метаморфізму;
- кількість вільного й водорозчинного метану вугленосної товщі співмірна з масою метану в органічній речовині вугільних прошарків і розсіяній органіці.

Метан вугільних родовищ можна використовувати як енергетичну сировину. За різними оцінками в процесі вуглефікації від бурого вугілля до антрациту утворюється від 280 до 350 м<sup>3</sup> метану на 1 т кінцевої вугільної маси. Відповідно і сумарні кількості метану пов'язаного з вугіллям значні. Зокрема, вугіллям родовищ Східноєвропейської платформи (СЄП) утворено 6720·10<sup>12</sup> м<sup>3</sup> метану, із яких зараз збереглося не менше 670 трлн м<sup>3</sup>, що значно переважає потенційні ресурси вільного газу в покладах всієї території колишнього СРСР.

Одним із перспективних напрямків утилізації метану є виробництво електроенергії з використанням газогенераторів і газових турбін потужністю від десятків кіловат до декількох мегават. Це дозволить використовувати метан для

покриття власних потреб вугільних шахт в електроенергії, постачати її надлишки іншим споживачам. Можливим є також використання метану як газомоторного палива у зрідженому стані на базі існуючих систем станцій газової заправки і газобалонного обладнання. З огляду на високу вартість дизельного палива, шахтний метан може використовуватися як паливо для кар'єрних маневрових тепловозів з переобладнанням їх у газотепловози на базі двох паливних газодизелів. Як показує світовий досвід, економічно найефективніше використовувати шахтний метан як паливо на теплоелектростанціях разом з вугіллям. У Кузбасі, наприклад, є п'ять великих теплових електростанцій і 200 котелень, де може бути застосований метод комплексного спалювання вугілля і метану. Переведення котелень і ТЕС на цей перспективний метод вимагає створення умов для підготовки метано-повітряної суміші і системи контролю і керування. Позитивним наслідком стане при цьому зменшення забруднення атмосфери. Шахтний метан усе більше використовується в карбюраторних і дизельних двигунах внутрішнього згоряння на шахтах і заводах Великої Британії, Німеччини, Чехії, інших країн.

Отже, необхідність, можливість і економічна доцільність великомасштабного видобутку метану з вугільних пластів підтверджується досвідом ряду країн. На думку американських експертів цей напрямок буде неухильно розвиватися і до 2020 р. світовий видобуток метану з вугільних пластів досягне 78 млрд м<sup>3</sup> за рік.

Самостійною корисною копалиною можуть бути малі скупчення і мікропоклади, які можуть розроблятися самостійно, без відпрацювання вугільних ділянок. Вони можуть використовуватися для задоволення власних енергетичних потреб шахт і для місцевого газопостачання. Розрахунки показують, що собівартість газу вугільних розрізів дорівнює собівартості газу нафтогазоносних районів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Видобуток метану може здійснюватися з пасток і з техногенних покладів [33]. Вугільні родовища є глобальними газовими пастками. Підвищення газопроникності і газовіддачі вугільних пластів гідророзчленуванням і пневмодією буде сприяти завчасному вилученню газу з товщ через свердловини з поверхні, надаючи видобутку економічну ефективність. Оцінка ресурсів ВВ газів (645 млрд м<sup>3</sup>) з урахуванням двох способів видобутку: шахтного (на базі дегазаційних систем шахт) і безшахтного (автономний видобуток газу через поверхневі свердловини, які буряться на віддалі від шахтних полів) при геологічних ресурсах ВВ газів показує, що з вугільної товщі Донбасу можна вилучити безшахтним способом 84 млрд м<sup>3</sup>, а шахтним – 77 млрд м<sup>3</sup>.

Практичні спроби отримання метану вже здійснюються в Донецькій та Луганській областях, де на 3 полігонах впроваджується технологія дегазації вуглепородного масиву з використанням ефекту часткового розвантаження при його дегазації спрямованими свердловинами. Планується буріння 4–5 куців свердловин з використанням гідророзриву як методу активізації газовіддачі пластів. Перспективною є також технологія попередньої дегазації шахтних полів до їх будівництва. Внаслідок самовитоку метану і відкачування вакуум-



насосами попереднє гідророзчленування підвищує середній дебіт свердловин в 1,9 раза, середню тривалість їх роботи – в 1,5 раза і об'єм метану, що вилучається, – в 2,9 раза. Свердловинами з поверхні вилучається до 30 % газу, який міститься в цьому об'ємі, приблизно стільки ж каптується підземними свердловинами.

За розробками Українського державного науково-дослідного і проектно-конструкторського інституту геології, геомеханіки та маркшейдерської справи НАН України (УкрНДМІ НАН України) на шахті імені Засядька створена одна із діючих станцій, де використовується шахтний газ. Київський інститут ВНДПТРАНСГАЗ бере участь у спільному проєкті з Казахстаном щодо використання метану. Як модельні використовуються технології компанії Enron (США), яка у вугільному басейні Сан-Хуан впровадила технологію кавітаційного методу створення каверн у вугільних пластах через свердловини.

Аналіз методів спалювання низькоконцентрованих метанових сумішей та утилізації отриманої енергії [29] свідчить про перспективність використання технологій, що ґрунтуються на каталітичному спалюванні екологічно шкідливих сумішей у штучно створюваних нестационарних умовах. Техніко-економічний аналіз впровадження установок для знешкодження газів показує, що проблема полягає в раціональному використанні отриманої при цьому енергії відповідно до інфраструктури регіону.

Енергетичною стратегією України до 2030 р. передбачено, що головними напрямками збільшення використання позабалансових джерел енергії є видобуток та утилізація шахтного метану, споживання якого для виробництва тепла та електроенергії повинне забезпечити заміщення близько 1 млн т умовного палива в 2010 р., 5,8 млн т – в 2030 р., що становитиме 10 % від загальних об'ємів використання природного газу (56,9 млн т умовного палива) і водночас поліпшить екологічний стан і стан безпеки у вуглевидобуванні.

Отже, ресурси метану вугленосних товщ Донбасу складаються:

- з метану, головним чином у сорбованому стані, який міститься в органічній масі вугільних пластів та в органічній речовині, розсіяній в породах;
- метану у вільному стані у вугільних пластах, породах вугленосної товщі, особливо в пісковиках, катагенетично змінених у присутності метану в різного роду пастках;
- водорозчиненого метану, як у вугіллі, так і в породах.

Розподіл метану в гірських породах не має таких чітких закономірностей, як у вугільних пластах. Умови формування газового складу вмісних порід відрізняються від умов утворення газової зональності у вугільних пластах. Особливо важливу роль мають колекторські властивості порід. У районах розвитку низькометаморфізованого вугілля потужні пачки пісковиків, які мають високу пористість і газопроникність, значно насичені водою, зона активного газо- і водообміну розміщена глибше, ніж у вугільних пластах; гази перебувають у вільному стані й розчинені у воді. На таких площах значні кількості вуглеводневих газів можуть накопичуватися тільки за сприятливих умов різного типу пасток. Гірничими виробками на глибині 100 м часто розкривалися окремі пастки, газ із яких у вигляді суфлярів виділявся з великим дебітом протягом тривалого часу.

Пастками в Донбасі є переважно флексуроподібні перегини, купольні чи тектонічно екрановані зони, які часто примикають до насувів. Колектором є поровий або тріщинно-поровий простір пісковиків, вугільних пластів, вапняків. Зі збільшенням глибини залягання колекторів і тиску газу зростає частота й інтенсивність прояву суфлярів. З підвищенням ступеня метаморфізму вугілля колекторські властивості пісковиків, особливо газо- і водопроникність, погіршуються. Цим, очевидно, пояснюється наявність метану під гідростатичним тиском у пісковиках, у яких при проходці виробок трапляються викиди порід і газу. Такі явища спостерігаються в зонах розвитку вугілля середнього ступеня метаморфізму.

## 1. ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ

Зважаючи на величину прогнозних ресурсів (за різними оцінками від 11 до 26 трлн м<sup>3</sup> метану), реальних (0,8 трлн м<sup>3</sup>) і промислових (0,4 трлн м<sup>3</sup>) запасів метану, щільність газових ресурсів (до 0,5 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>), Донбас може класифікуватися як перспективний басейн для незалежного промислового видобутку метанового газу. Високоперспективними басейнами вважаються такі, що характеризуються максимальною щільністю ресурсів до 2,0–2,5 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> і більше і щорічний видобуток газу в яких перевищує щорічні потреби регіону, де він видобувається. Річний видобуток метану в Донбасі за аналогією з подібним йому басейном Блек-Уорріор (США) прогнозується на рівні 3 млрд м<sup>3</sup>, тоді як щорічні потреби Донбасу в газі наразі перевищують цю величину. Порівняльна характеристика обох басейнів наведена в табл. 1.6.

Табл. 1.6. Зіставлення басейнів США та України [10]

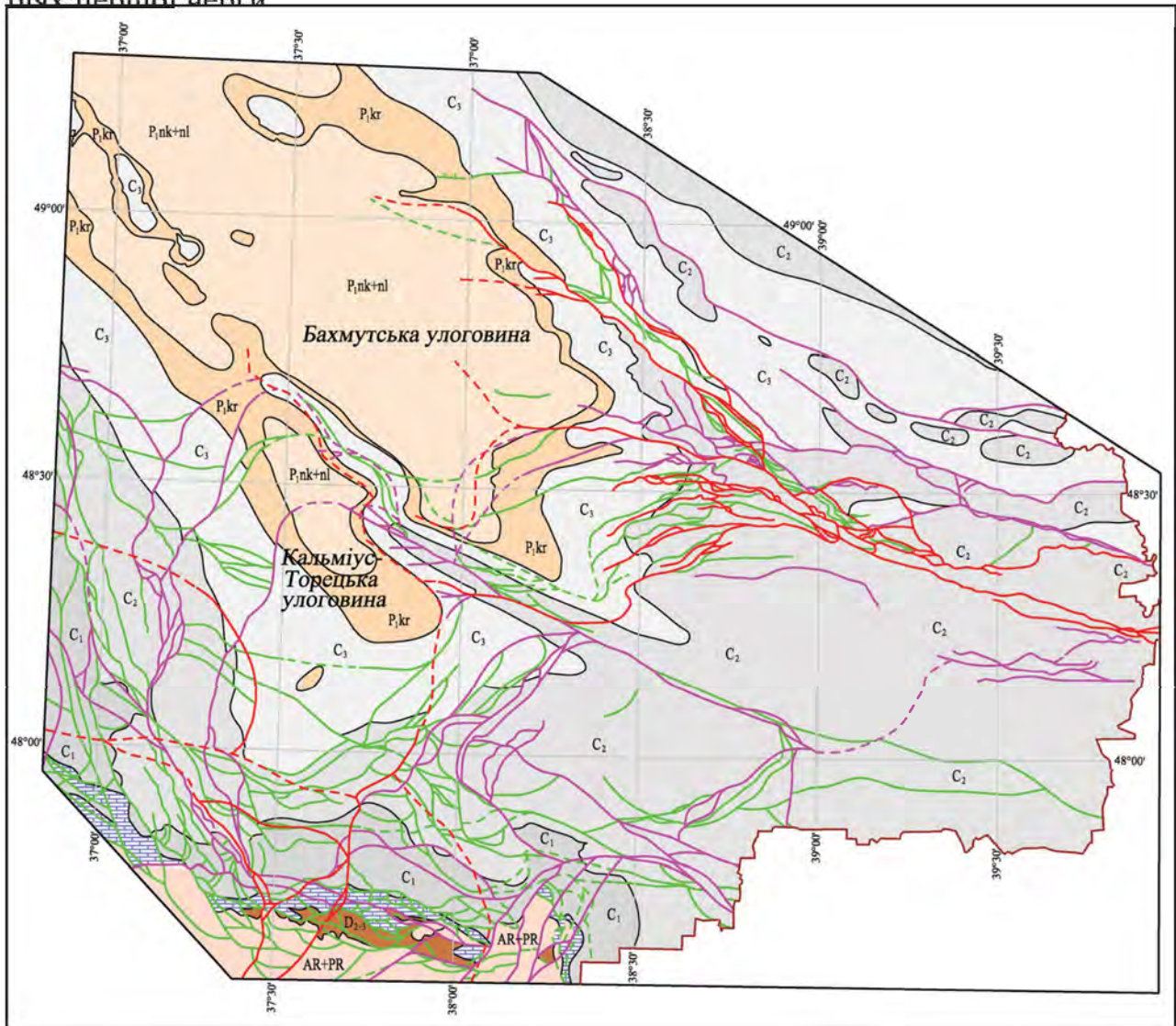
Геологічні показники	Блек-Уорріор	Донбас
Площа басейну, тис. км <sup>2</sup>	46,6	60
Марки вугілля	Ж-К – (R <sub>0</sub> –1,43)	ті ж +ПС-П-А
Потужність вугільних пластів, м	0,57–0,9, max 1,8	така ж, max 2,3
Сумарна потужність вугільних пластів, м	6–9	в серед. 10–15 і більше
Газоносність вугілля (на Н-1000–1200 м), м <sup>3</sup> /т	15–17,2 (18,7)	15–20, max 35–40
Ресурси ВВ газів, млрд м <sup>3</sup>	566,0	798,0

Максимальна потужність вугілля в басейні Блек-Уорріор, який з точки зору даної проблематики вважається подібним до Донбасу, становить 0,91–1,8 м, а серії – 6,0–9,0 м. Робочі вугленосні відклади формації Потсвіл цього ж басейну представлені вугільними пластами малої товщини (0,58–0,97 м), тобто такими ж, як і в Донбасі. Блек-Уорріор – один з перших басейнів США, де з 1978–1979 рр. проводиться економічно вигідний видобуток метану (посідає друге місце в США після басейну Сан-Хуан). У басейні щорічно буриться по 50 свердловин з максимальною глибиною від 1060 до 1200 м по сітці одна свердловина на 32 га. Час буріння свердловини глибиною 1000 м – 4–5 діб.

Загальна кількість свердловин наближається до 4000, а середньорічний видобуток метану перевищує 3 млрд м<sup>3</sup>. В цілому ж у країні з вуглегазових басейнів видобувається 45–55 млрд м<sup>3</sup>. Для збільшення видобутку газу в басейні Блек-Уорріор планується згущення сітки їх розміщення та пошуки нових ділянок з підвищеною газовіддачею.

Вугільний Донбас охоплює площу приблизно 60 тис. км<sup>2</sup> і характеризується нерівномірним розподілом щільності метану вугільних пластів (рис. 1.1). З 18 газопромислових районів на території України найбільшими величинами щільності ресурсів (до 0,5 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) характеризуються Красноармійський та

Донецько-Макіївський райони (рис. 1.2, 1.3). Максимальні обсяги вугільних газів до глибини 1800 м зосереджені в 4 геолого-промислових районах: Донецько-Макіївському – 120 млрд м<sup>3</sup>, Красноармійському – 112 млрд м<sup>3</sup>, Селезнівському – 72 млрд м<sup>3</sup>, Алмазно-Мар'ївському – 85 млрд м<sup>3</sup>. Загалом це становить 31 % всіх промислових запасів вугільних газів ДДЗ. Вони є найперспективнішими для робіт з промислового видобутку метану. Інші території з точки зору проблематики метану вугільних пластів слід розглядати як території другої черги, освоєння яких має відбуватися із застосуванням набутого досвіду на територіях першої черги



**Рис. 1.1.** Оглядова геологічна карта герцинського структурного поверху Донбасу (за даними Горяйнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.)

До територій другої черги можна віднести осадові товщі комплексних газозувільних родовищ північної зони дрібної складчастості Донбасу [14]. Для них з'ясовано факт переважного нагромадження вільного метану у породах-колекторах вуглепородних масивів Лисичанського, північно-західної частини Алмазно-Мар'ївського та північної частини Луганського і Краснодонського



геолого-промислових районів, де наявність позитивних тектонічних структур у поєднанні з колекторськими властивостями порід створили сприятливі умови для нагромадження метану і збереженості його покладів у пастках. Це стало підставою для розробки геологічних і технологічних критеріїв прогнозу скупчень метану на ділянках розвідки і шахтних полях (невідпрацьованих і відпрацьованих) як основи визначення першочергових для видобутку метану площ і вибору еталонних об'єктів, до яких віднесено площі в межах Томашівських купольних структур (поля відпрацьованих шахт «Томашівська Південна» і «Томашівська Північна»), Первомайської антикліналі (поля шахт ім. В.Р. Менжинського та «Первомайська»), Суходільської синкліналі та Самсонівської антикліналі (поля шахт «Суходільська Східна» і «Самсонівська Західна»).

За запасами метану найбільш перспективними є Красноармійський та Донецько-Макіївський райони з вугіллям середніх стадій метаморфізму в Південно-Західному Донбасі [55]. Тут виділено 4 перспективні площі – Красноармійську, Донецьку, Південно-Донбаську та Чистяковську [10]. В Південно-Західному Донбасі відмічається приуроченість перспективних газоносних об'єктів до продуктивних пісковиків московського та башкирського ярусів  $m_6SM_{10}$ ,  $m_4Sm_5$ ,  $L_7Sl_8$ ,  $l_2Sl_4$ ,  $K_8SL_1$ ,  $K_3SK_6$ ,  $h_7SH_6$ ,  $H_3SH_4$ ,  $G_4SH_2$ , які є аналогами нафтогазоносних горизонтів М-2, М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, Б-3, Б-5 та Б-6 ДДЗ.

Деякі меншими запасами характеризуються Алмазний і Селезнівський райони Північно-Східного Донбасу з аналогічним вугіллям. Середніми значеннями запасів характеризуються райони Західного Донбасу (Павлоградсько-Петропавлівська, Успенська та Лозовська площі).

За даними Нацкоінвестицій, більш-менш придатними для промислової розробки метану на Донбасі є всього 12 шахт, передусім в ДП «Макіїввугілля» та «Краснолиманська», де концентрація вугільного газу сягає на виході 41 %. На переважній більшості українських шахт концентрація метану постійно змінюється, падаючи доволі швидко до 1 %. Крім того, шахтний газ в умовах Донбасу відрізняється нестабільністю тиску та надходження в систему. Часто метан, який вилучається за допомогою вакуумних насосів, потребує додаткової очистки від пилу та крапельної вологи. Цим пояснюється, чому до цього часу видобуток метану з використанням для виробництва електроенергії та тепла на Донбасі існує лише у вигляді пілотних проектів, реалізованих на ПАТ «Шахта імені О.Ф. Засядька» та шахті «Суходільській Східній» об'єднання «Краснодонвугілля».

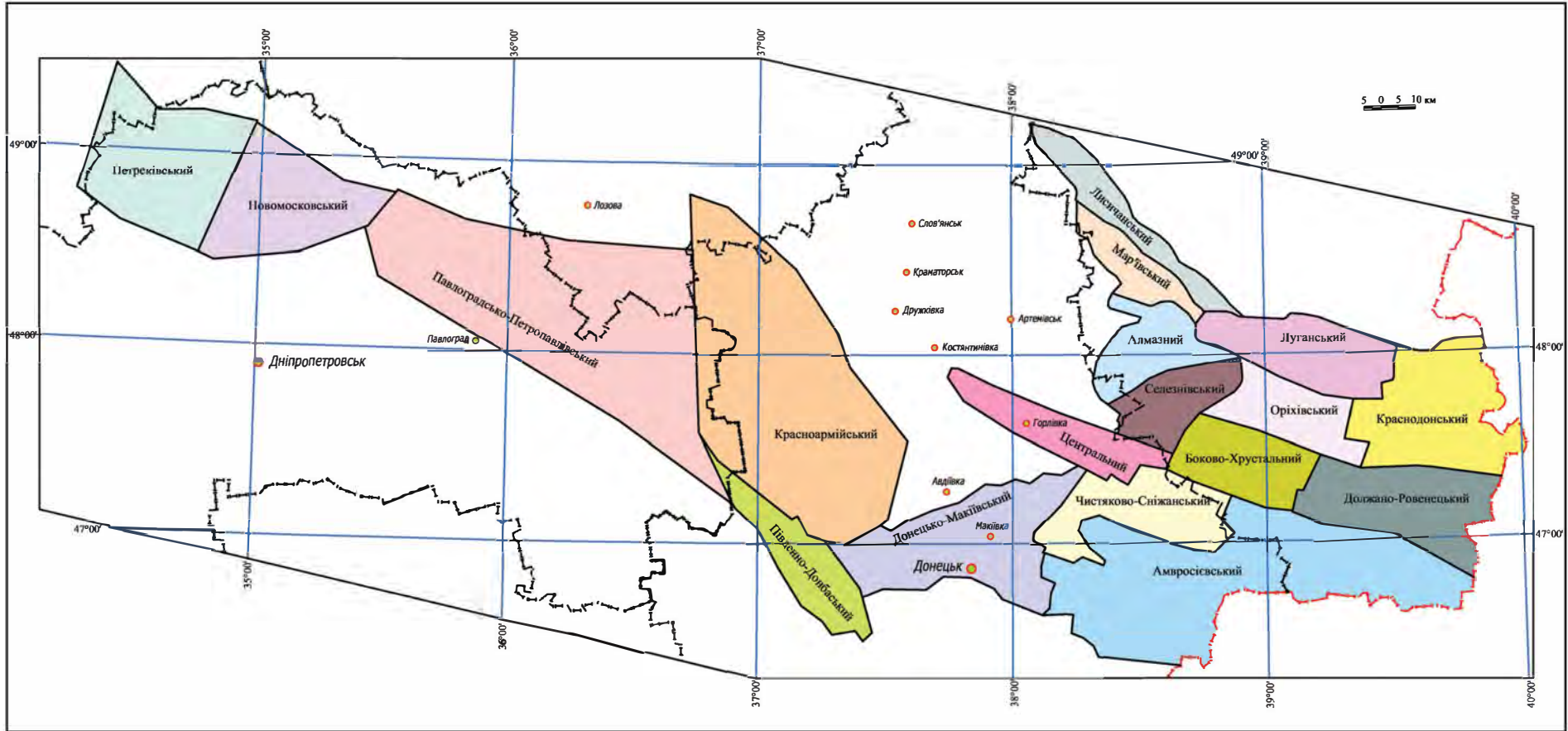


Рис. 1.2. Геолого-промислове районування території Донбасу [10]

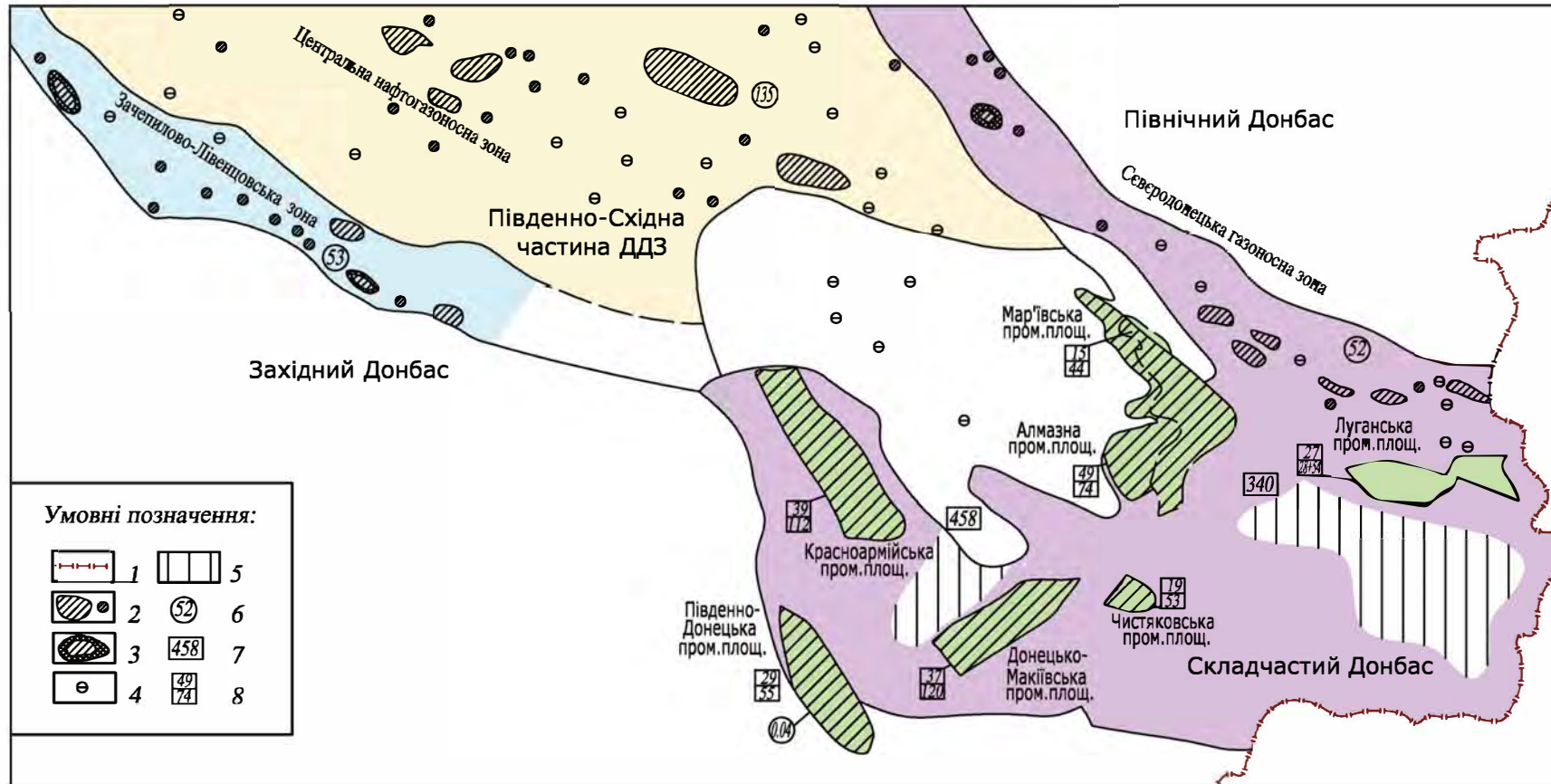


Рис. 1.3. Схематична карта ресурсів сорбованих (вугільних) і вільних газів Донбасу [10]:

1 – державний кордон; 2 – газові та газоконденсатні родовища; 3 – газо-конденсатно-нафтові родовища; 4 – свердловини; 5 – площі, неперспективні для видобутку газу; 6 – запаси вільного газу; 7 – загальні запаси сорбованих газів по Донецькій і Луганській областях; 8 – запаси сорбованих газів на перспективній площі (чисельник), у цілому по району (знаменник)

## 2. ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ ТОВЩ

### 2.1. Оцінка газогенераційного потенціалу

Метан є основним компонентом газів вугільних родовищ Донбасу. Практично вся товща гірських порід, які складають вугленосну формацію, насичена метаном. Сучасна газонасність вугільних товщ залежить від геологічного та тектонічного стану в басейні, стану порової системи вугілля, його вологості, сорбційних властивостей, температури та тиску у вугільних пластах. Важливе значення в забезпеченні сучасної газонасності мали кількість та склад первинно генерованих вугіллям газів. Тому одним з важливих критеріїв визначення перспектив газонасності є газогенераційний потенціал вугленосних формацій.

Для оцінки газогенераційного потенціалу вугленосної товщі використовують переважно прямі методи газового випробовування в процесі буріння. Методи опосередкованої оцінки газонасності вугільних товщ включають кількісну оцінку первинної (доінверсійної) і сучасної (залишкової) газонасності вугільних формацій. Первинний газогенераційний потенціал залежить від загальної вугленосності товщі та регіонального метаморфізму. Сучасна газонасність обумовлена сукупністю тектонічних, гідрогеологічних, фільтраційних, техногенних тощо факторів.

Сучасний розподіл газів складався протягом довготривалого геологічного часу у післяінверсійний період розвитку Донбасу. Цей період характеризується припиненням процесів вуглефікації та газогенерації, потужною дегазацією з втратою понад 93 % первинних об'ємів метану. При цьому майже у 15 разів зменшуються як запаси метану, так і доінверсійний газогенераційний потенціал як концентрованої органічної речовини (КОР) так і розсіяної органічної речовини (РОР) (табл. 1.7). РОР та КОР мають практично однакову здатність як генерувати, так і втрачати газ. Тому вважається обґрунтованим спосіб визначення газонасності вмісних порід за вмістом у них РОР відносно газонасності вугільних пластів. Встановлено, що залишок від дегазаційних втрат, який в середньому по басейну дорівнює 6,7 %, зі зростанням метаморфізму вугілля від марок Д до А закономірно збільшується від 4,0 до 7,1%, тобто майже вдвічі (табл. 1.8).

**Табл. 1.7. Об'єми метану вугленосних формацій Донбасу до та після природної дегазації**

Джерело газогенерації	Запаси метану, трлн. м <sup>3</sup>		Залишок від дегазаційних втрат, %
	доінверсійні	сучасні (після дегазації)	
Промислові вугільні пласти	22,20	1,50	6,7
Непромислові вугільні пласти	24,46	1,64	6,7
Вмісні породи з РОР	231,82	15,40	6,7
Всього:	278,48	18,50±6,5*	6,7±2,8

*Примітка:* доінверсійні запаси метану наведено за даними [57].



Табл. 1.8. Вміст сорбованого метану у вугільних пластах до та після природної дегазації

Марка вугілля	Вихід метану				Залишок від дегазаційних втрат, %
	до інверсії		сучасний		
	м <sup>3</sup> /т с. б. м.	м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /т с. б. м.	м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	
Д	150	171	6,0	6,84	4,0
Г	212	248	10,0	11,70	4,7
Ж	230	276	13,0	15,60	5,7
К	270	327	16,0	19,36	5,9
ОС	287	350	18,9	23,10	6,6
П	333	420	23,0	29,00	6,9
А	420	638	29,6	45,60	7,1

## 2.2. Критерії перспективності ділянок для видобутку метану з вугільних товщ

Для визначення перспективності ділянок і виділення зон, найперспективніших для видобутку метану з вугільних товщ визначені основні критерії оцінки різних типів газових резервуарів: сорбованого газу вугільних пластів; зв'язаного газу, який міститься у мікропорах і тріщинах вмісних порід (сланцевий газ); вільного газу, пов'язаного з традиційними колекторами [11, 14, 35, 43, 65, 67-69, 74, 76, 79, 80, 86, 90, 97, 102, 103 та ін.].

При оцінці перспективних площ на видобуток газу з вугільних пластів передусім враховується метанонасність і газовіддача вугілля, яка залежить від багатьох факторів:

- складність геолого-тектонічної будови площі;
- ступінь її вугленосності;
- ступінь метаморфізму;
- газоемність, склад та фізико-хімічні властивості вугілля;
- пористість, сорбційні властивості, щільність, проникність і тріщинуватість вугілля та вмісних порід;
- глибини залягання вугільних пластів;
- наявність та потужність покривних відкладів;
- гідрогеологічні умови;
- глибина залягання зони метанового вивітрювання.

Розглянемо та оцінимо вплив кожного з вищеназваних факторів.

*Геолого-тектонічна будова площі* впливає на розподіл вугільних газів від початку їхньої генерації в процесі метаморфізму вугілля до наступної дегазації вугленосних відкладів на післяінверсійному етапі розвитку. З висхідними рухами земної кори пов'язані інтенсивна денудація та дегазація відкладів; з нисхідними – перекриття молодшими відкладами, уповільнення або повне припинення дегазації.

*Тектонічний фактор* впливає на перерозподіл газів у вугленосних відкладах таким чином. Порушення можуть як сприяти формуванню пасток для скупчення метану, так і бути каналами дегазації. Навіть морфологічно однотипні

порушення по-різному впливають на газоносність вугільних відкладів. Наприклад, постседиментаційні скиди проникні і за відсутності газонепроникних покришок сприяють дегазації вугленосної товщі. Конседиментаційні скиди частіше непроникні, створюють сприятливі умови для утворення газових скупчень, приурочених до зон дроблення та тріщинуватості. Насуви поблизу денної поверхні характеризуються різною проникністю як за простяганням, так і за падінням їх площин. У випадках, коли зони порушень складені аргілітами, алевролітами, сланцями, локальні скупчення ВВ відсутні або незначні за обсягом; якщо породи представлені пісковиками та вапняками – розміри газових скупчень більші. Насуви сприяють дегазації вугільної товщі, якщо зони дроблення та тріщинуватості протягом тривалого часу слугували шляхами міграції гідротермальних розчинів. Антиклінальні складки можуть сприяти частковій деметанізації у склепінних частинах і на крутих крилах.

*Ступінь вугленосності осадової товщі* передусім залежить від літолого-фаціальних умов осадконакопичення. Накопичення вугленосної формації у Донбасі відбувалося нерівномірно. Потужність кам'яновугільних утворень зростає від бортів до його центральної частини й у південно-східному напрямі. Мінімальна потужність світ карбону спостерігається на півночі Старобельсько-Мілеровської монокліналі (платформний схил Воронежського масиву) та на південному заході, на платформному схилі Українського щита (УЩ); максимальна – в південно-східній частині басейну біля Персианівського насуву з поступовим зменшенням потужностей кожної з вугільних світ ( $C_3-C_2^3$ ) у бік ДДЗ.

Загальна кількість вугільних пластів, які залягають у вугленосній товщі до глибини 1800 м, становить близько 330, але тільки 130 з них мають потужність понад 0,45 м. Середня потужність пластів, що розробляються, знаходиться в межах 0,6–0,8 м. Пласти потужністю понад 2 м зустрічаються зрідка. Вугленосність у басейні розподілена нерівномірно: більша частина ресурсів вугілля зосереджена у 27 пластах середнього карбону і 8 – нижнього. Верхній карбон має всього один пласт промислового значення (рис. 1.4) [10, 84].

Нижньокарбонові вугленосні товщі поширені вздовж південно-західного борту Донецького прогину, промислова вугленосність зосереджена у вузькому інтервалі розрізу потужністю в 400–500 м. Пласти розташовані зближеними групами з інтервалами між групами 30–80 м, а між пластами в групах 3–20 м.

Середній карбон вугленосний на всій площі Донбасу. Більшість вугільних пластів зосереджена у чотирьох світах середнього карбону:  $C_2^3$  – смолянинівській,  $C_2^5$  – кам'янській,  $C_2^6$  – алмазній і  $C_2^7$  – горлівській. Головна закономірність будови середнього карбону полягає в поступовому зменшенні кількості робочих пластів і вугленосності з заходу на схід і на північ басейну. Віддаль між вугільними пластами становить від 20 до 40 м. Найбільша концентрація пластів відзначається в світі  $C_2^6$ . При потужності в західних районах 170–250 м, вона містить до 8 робочих пластів. Те ж саме спостерігається у верхній частині світи  $C_2^5$ . Загальна потужність основної вугленосної товщі середнього карбону (світи  $C_2^3-C_2^7$ ) становить 1500–3000 м.

2. Геологічні критерії перспектив газоносності вугільних товщ

Відділ	Ярус	Світа	Граничний вапняк	Формация	Субформация	Вугленосність		
ВЕРХНІЙ КАРБОН	ГЖЕЛЬСЬКИЙ	C <sub>3</sub> <sup>3</sup>	P <sub>1</sub>	СЕРЕДНЬО-ВЕРХНЬОКАРБОНОВА ВУГЛЕНОСНА	ВЕРХНЯ (ЗАКЛЮЧНА)	СЛАБКА		
	КАСИМІВСЬКИЙ	C <sub>3</sub> <sup>2</sup>	O <sub>1</sub>		СЕРЕДНЯ (ГОЛОВНА)	<b>ВИСОКА</b>		
СЕРЕДНІЙ КАРБОН	МОСКОВСЬКИЙ	Z <sub>1</sub> C <sub>3</sub> <sup>1</sup>	Z <sub>1</sub>		СЕРЕДНЬО-ВЕРХНЬОКАРБОНОВА ВУГЛЕНОСНА	СЕРЕДНЯ (ГОЛОВНА)	<b>ВИСОКА</b>	
		C <sub>2</sub> <sup>7</sup>	M <sub>1</sub>					
		C <sub>2</sub> <sup>6</sup>	G <sub>1</sub>					
	БАШКИРСЬКИЙ	C <sub>2</sub> <sup>5</sup>	K <sub>1</sub>			СЕРЕДНЬО-ВЕРХНЬОКАРБОНОВА ВУГЛЕНОСНА	СЕРЕДНЯ (ГОЛОВНА)	<b>ВИСОКА</b>
		C <sub>2</sub> <sup>4</sup>	J <sub>1</sub>					
		C <sub>2</sub> <sup>3</sup>	I <sub>1</sub>					
		C <sub>2</sub> <sup>2</sup>	H <sub>1</sub>					
НИЖНІЙ КАРБОН	СЕРПУХОВСЬКИЙ	C <sub>2</sub> <sup>1</sup>	G <sub>1</sub>	НИЖНЬОКАРБОНОВА ВУГЛЕНОСНА	НИЖНЯ (ПОЧАТКОВА)	СЛАБКА		
		C <sub>2</sub> <sup>0</sup> (C <sub>1</sub> <sup>5</sup> )	F <sub>1</sub>					
	ТУР-НЕЙ-ВІЗЕЙСЬКИЙ	C <sub>1</sub> <sup>4</sup>	F <sub>1</sub>				НИЖНЬОКАРБОНОВА ВУГЛЕНОСНА	ВЕРХНЯ (КІНЦЕВА)
СЕРПУХОВСЬКИЙ	C <sub>1</sub> <sup>3</sup>	D <sub>1</sub>	НИЖНЬОКАРБОНОВА ВУГЛЕНОСНА	СЕРЕДНЯ (ГОЛОВНА)	<b>ВИСОКА</b>			
	C <sub>1</sub> <sup>2</sup>	C <sub>1</sub>						
КАРБОНАТНА	ТУР-НЕЙ-ВІЗЕЙСЬКИЙ	C <sub>1</sub> <sup>1</sup>	B <sub>1</sub>	КАРБОНАТНА	НИЖНЯ (ПОЧАТКОВА)	СЛАБКА		

Рис. 1.4. Розподіл вугленосності Донецького басейну за стратиграфічними рівнями (за даними Зося А.Н., 1989 р.)

На картах будови та потужності вугільних пластів (рис. 1.5–1.7) можна простежити коливання потужності пласта в різних інтервалах (менше 0,45; 0,45–0,60; 0,60–1,0; 1,0–1,5 більше 1,5 м), побачити характерні структури пласта для блоків з однотиповою морфологією; лінії розгалуження, контури розмивів та гіпсометрію пласта.

В результаті вивчення будови та поширення вугільних пластів на території Донбасу були зроблені такі висновки:

- вугільні пласти середнього карбону (світи  $C_2^1$ – $C_2^7$ ) простежуються на значних площах та є стійкими маркувальними горизонтами;
- пласти вугілля, як правило, невитримані за товщиною, навіть найбільш витримані пласти  $m_3$ ;  $l_8$ ;  $l_6$ ;  $l_4$ ;  $l_3$ ;  $k_8$ ;  $k_5$ ;  $k_2$ ;  $i_3$ ;  $h_8$  зберігають промислове значення не більше ніж на 20–30 % площі розповсюдження;
- область оптимальних умов вугленакопичення у Донбасі протягом його геологічної історії неодноразово мігрувала з заходу на схід та навпаки: одні пласти розвинені лише на заході у прибортовій частині басейну ( $i_1$ ;  $g_1$ ;  $g_1^2$ ;  $h_1$ ;  $m_4^1$ ;  $n_1$ ), інші охоплюють західну та центральну частини Донбасу ( $k_8$ ,  $l_1$ ,  $l_2^1$ ,  $l_3$ ,  $l_4$ ,  $l_7$ ,  $l_8$ ,  $m_3$ ,  $m_4$ ,  $m_5$ ), пласти світи  $C_2^3$  та деякі пласти світи  $C_2^5$  розвинені переважно у центральній частині басейну, пласти світи  $C_2^4$  ( $i_2^1$ ,  $i_3$ ,  $i_3^1$ ), а також верхні пласти світи  $C_2^7$  ( $m_8^1$ ,  $m_9$ ,  $m_9^1$ ) розвинені лише на сході басейну; на північному платформному схилі (Старобельсько-Мілеровська монокліналь) на великому протязі встановлено три пласти:  $k_2$ ,  $l_8$ ,  $m_3$ ;
- всі елементи морфології вугільних пластів, їхня потужність та будова, лінії розгалуження, контури розмивів та інші особливості розташування не пов'язані з сучасними плікативними та розривними структурами; відомі конседиментаційні плікативні структури (Петровський купол) та крайові порушення (Криворізько-Павлівський) мали незначний вплив на морфологію вугільних пластів.

Майже всі структури Донбасу є накладеними, тобто постседиментаційними і на потужність та будову вугільних пластів впливу не мали.

*Ступінь метаморфізму, газоемність, склад та фізико-хімічні властивості вугілля.* Прогнозування природної газоносності вугілля значною мірою базується на вивченні показників його якості і, опосередковано, на визначенні ступеня метаморфізму. Для цього використовувався один із декількох графіків залежності газоносності від метаморфізму, опрацьованих спеціалістами ДРГП «Донецькгеологія» з одержанням більш або менш вірогідного показника газоносності (рис. 1.8).

Для виміру ступеня метаморфізму вугілля прямого методу не існує; про нього судять опосередковано через зміни фізичних та хімічних властивостей вугілля: середній показник відбивної здатності вітриніту  $R_0$ ; вихід летких речовин  $V^{daf}$ , %; вміст вуглеводню  $C^0$ ; теплота згоряння на суху беззолу речовину  $Q_s^{daf}$ ; стан спікливості, виражений товщиною пластичного шару  $J$ , мм та індексом Рога  $RJ$ ; щільність вугілля  $\gamma_0$  ( $K_d$ ), г/см<sup>3</sup>; питомий електричний опір  $lgr$ , Ом·м/мм<sup>2</sup>.

Найінформативнішими показниками для всього метаморфічного ряду вугілля є  $R_0$  та  $V^{daf}$ , а для антрацитів – об'ємний вихід летких, см<sup>3</sup>/г,  $lgr$  та щільність  $K_d$ .

У Донецькому басейні переважає регіональний метаморфізм, який здійснювався на двох етапах: доінверсійному та постінверсійному.



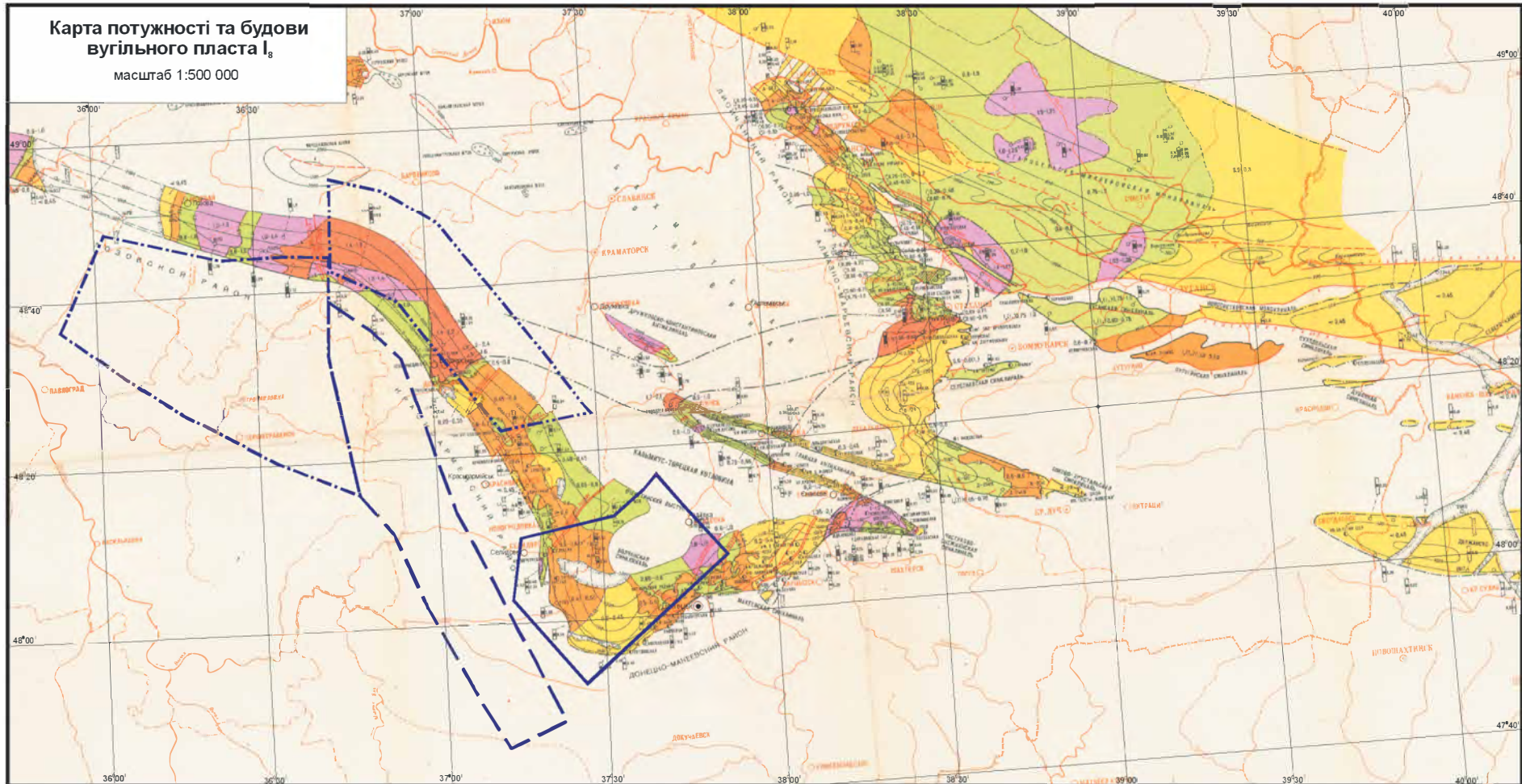


Рис. 1.5. Зменшене зображення карти потужності та будови вугільного пласта L<sub>8</sub>. М-б 1:500 000 (за матеріалами Артемівської ГРЕ ВГО «Донбасгеологія», гол. редактор С.Г. Храпкін, 1986 р.)



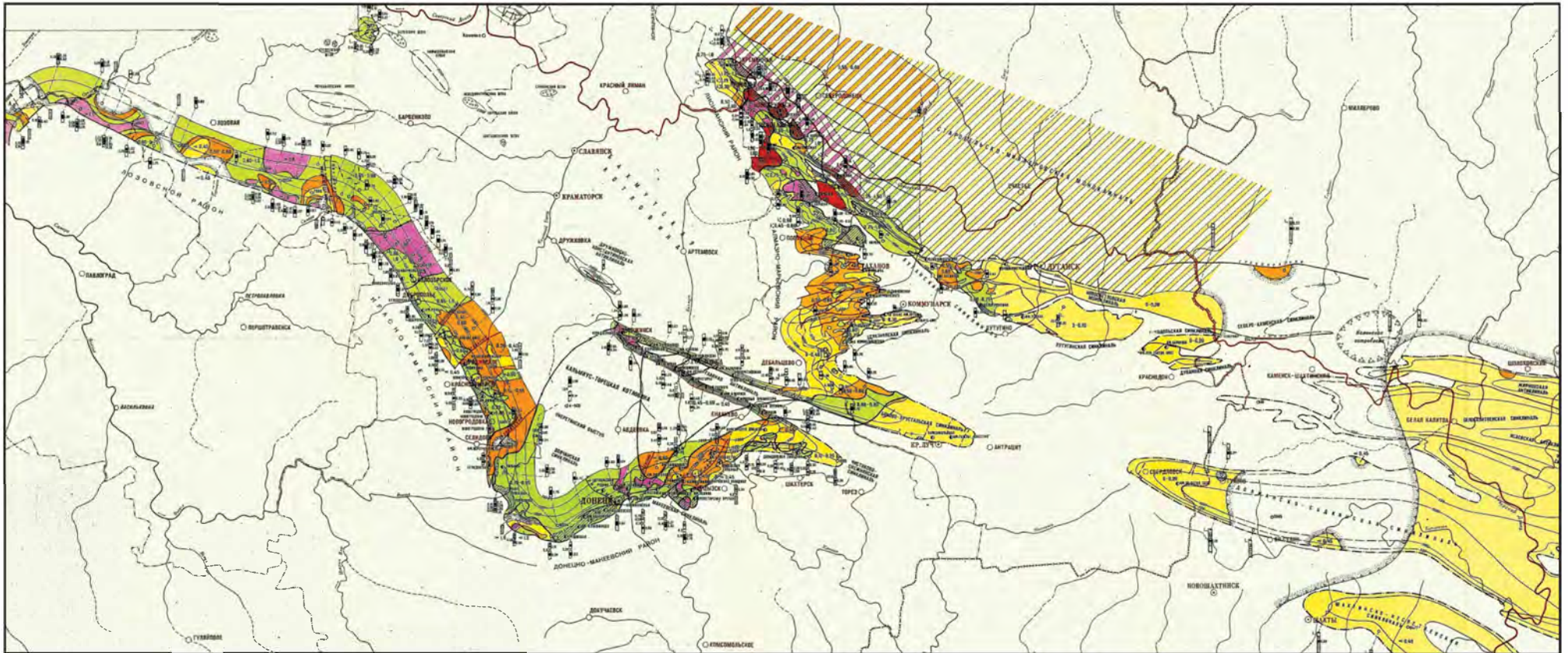


Рис. 1.6. Зменшене зображення карти потужності та будови вугільного пласта  $k_8$ . М-б 1:500 000 (за матеріалами Артемівської ГРЕ ВГО «Донбасгеологія», гол. редактор С.Г. Храпкін, 1986 р.)



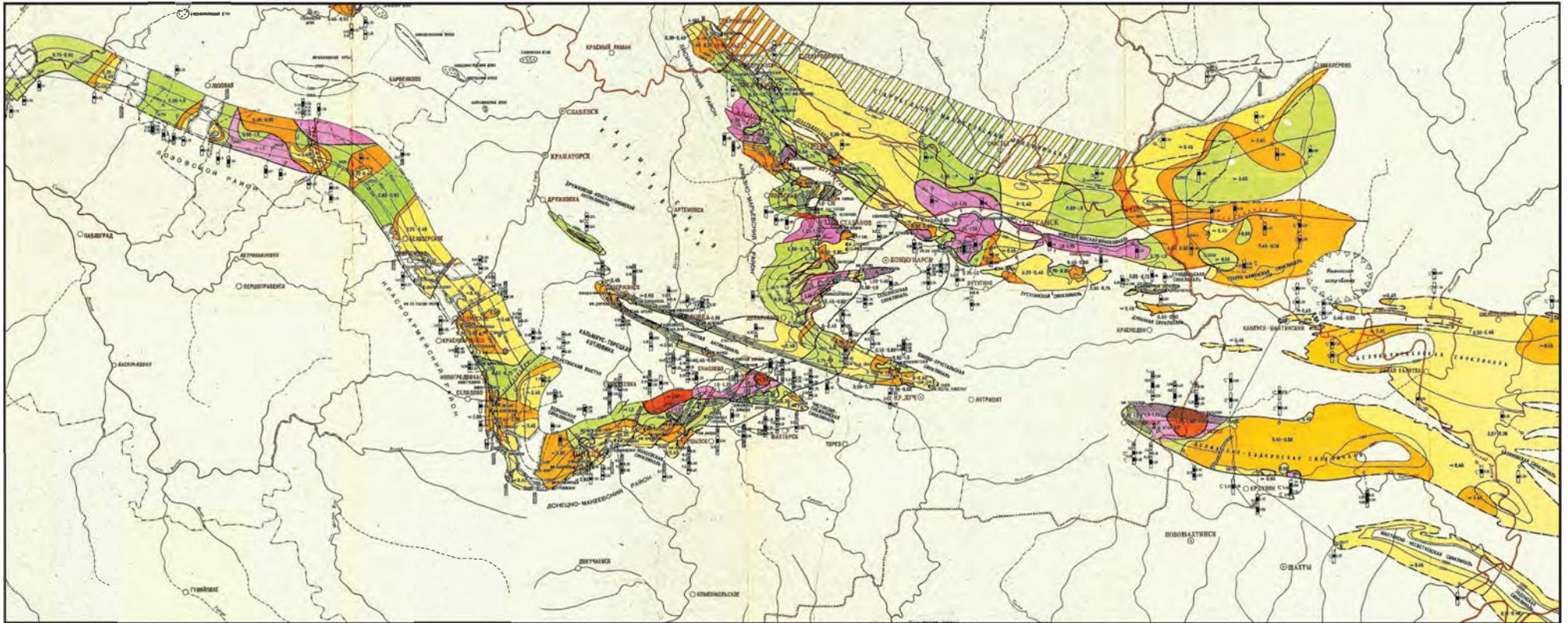
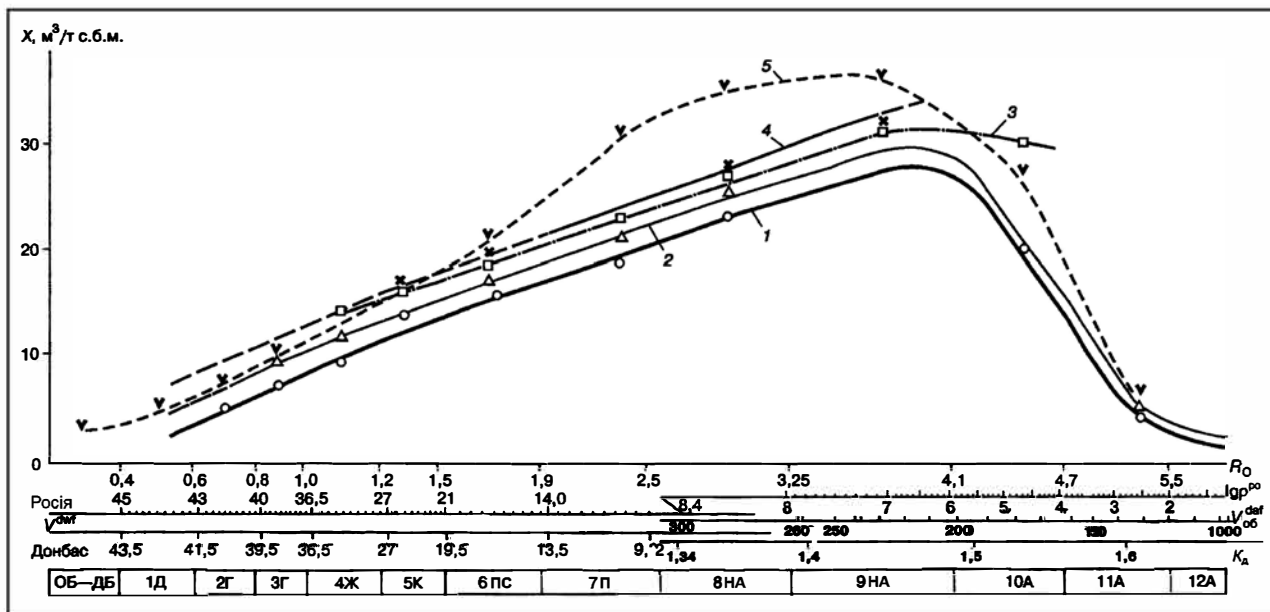


Рис. 1.7. Зменшене зображення карти потужності та будови вугільного пласта  $m_3$ . М-б 1:500 000 (за матеріалами Артемівської ГРЕ ВГО «Донбасгеологія», гол. редактор С.Г. Храпкін, 1986 р.)



**Рис. 1.8. Залежність метаносності від групи метаморфізму:**

природна газосність вугілля: 1 – за даними ГКН (без коефіцієнта 1,3), 2 – за даними ГК; сорбційна ємність при  $P=5$  МПа: 3 – за даними ДГП «Донбасгеологія», 4 – за даними МакНДІ; 5 – граничні значення метаносності, за даними Б.М. Зімакова та М.І. Зільберштейна

Зональність метаморфізму вугілля (положення меж груп метаморфізму) сформувалась до початку інверсії вертикальних рухів у Донецькому прогині. До того часу концентрованою (у вугільних пластах – КОР) і розсіяною (у бокових породах – РОР) органічною речовиною у товщі вугленосних відкладів басейну був згенерований основний об’єм газу, а його найбільша кількість продукована тією частиною товщі, яка відчувала максимальне занурення [11, 72]. При цьому в товщі геологічного розрізу сформувались 3 основні газові зони: 1 – зона переважно вільних газів; 2 – зона газів, пов’язаних з КОР та РОР; 3 – зона метаморфічної деметанізації.

Зона переважно вільних газів розповсюджувалась до глибини 4000 м та включала в себе товщу, що вміщувала вугілля марок Б, Д, Г та частково Ж. Вугільні пласти цієї зона характеризуються порівняно невисокою газосністю, а вмісні породи – високими колекторськими властивостями та насиченістю газом у вільній фазі.

До глибини 8220–8300 м залягає зона газів з органічною речовиною (РОР і КОР). Ця зона включала осадову товщу, в межах якої органічна речовина (ОР) була вуглефікована до стадій К, ОС, П, НА, частково А. У цій зоні колекторські властивості порід, що містять вугільні пласти, та їхня газопроникність у багато разів нижча, а сорбційна властивість вугілля набагато вища, ніж у попередній зоні. Це й обумовило приуроченість основного об’єму генерованих газів не до вмісних порід, а до ОР, яка зосереджена у вугленосній товщі.

На глибинах 7800–7900 м встановлена межа формування антрацитів зони метаморфічної деметанізації (антрацити групи А/12, А/13 та А/14). Метан відсутній; він замінюється вуглекислим газом (до 50–60 %), азотом (20–30 %) і воднем (до 5–6 %).



У післяінверсійний період розвитку басейну у верхній частині розрізу почалося формування зони газового вивітрювання, яка досягла максимальних значень 600–800 м у слабометаморфізованих відкладах з вугіллям марок БД-Д та мінімальних (декілька десятків метрів) – у високометаморфізованих антрацитах. При переході останніх у суперантрацити зона газового вивітрювання або верхня межа метанової зони зникається з нижньою. Післяінверсійний метаморфізм збільшується зі збільшенням сучасної глибини залягання пластів. Для одного й того самого пласта підвищений ступінь метаморфізму відмічений у синкліналях у порівнянні з антикліналями.

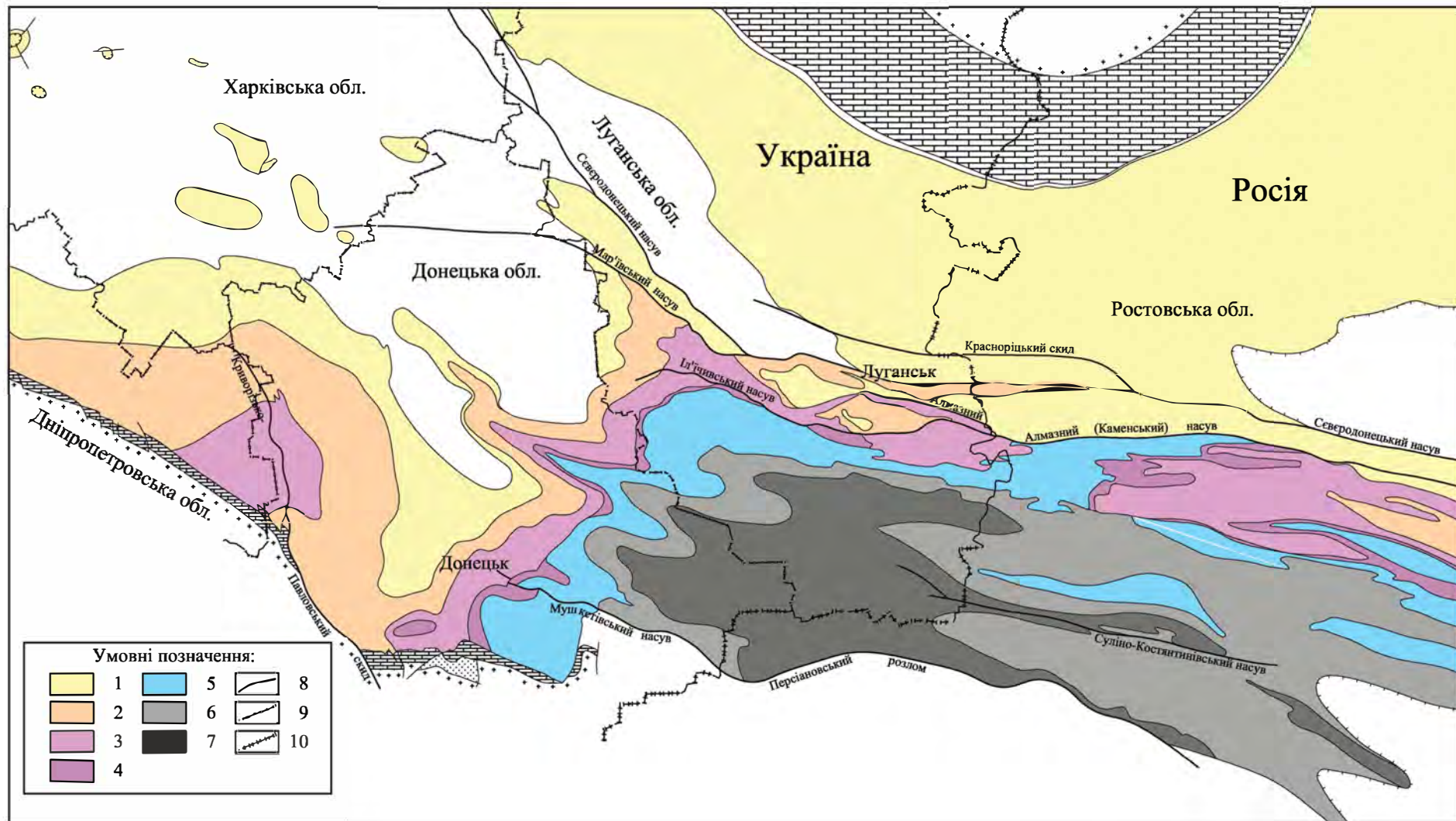
Таким чином, у доінверсійний період розвитку басейну разом з утворенням Донецького прогину та потужним вугле- та осадконакопиченням відбувався інтенсивний процес газогенерації та формування первинної вертикальної газової зональності, що відображає як газогенеруючі властивості вугільних відкладів, так і ступінь перетворення вугілля та газів в залежності від термодинамічних умов.

Другим етапом у формуванні сучасного розподілу газів у вугленосній товщі Донбасу був період геологічного розвитку прогину, який почався після ранньопермської епохи з інверсії прогину та продовжився до антропогену. Загальна інверсія вертикальних рухів у прогині сприяла протіканню на всій його площі складкоутворювальних процесів та глибокої денудації відкладів нижньої пермі та карбону. Складний характер інверсії вертикальних рухів і денудації вугленосної товщі в прогині обумовив переважання міграційних процесів над процесами генерації газів.

Отже, регіональний метаморфізм зумовив послідовну зміну марок вугілля як за площею, так і в розрізі від бурого вугілля до антрациту (рис. 1.9, 1.10). Встановлені такі загальні закономірності метаморфізму вугілля Донбасу:

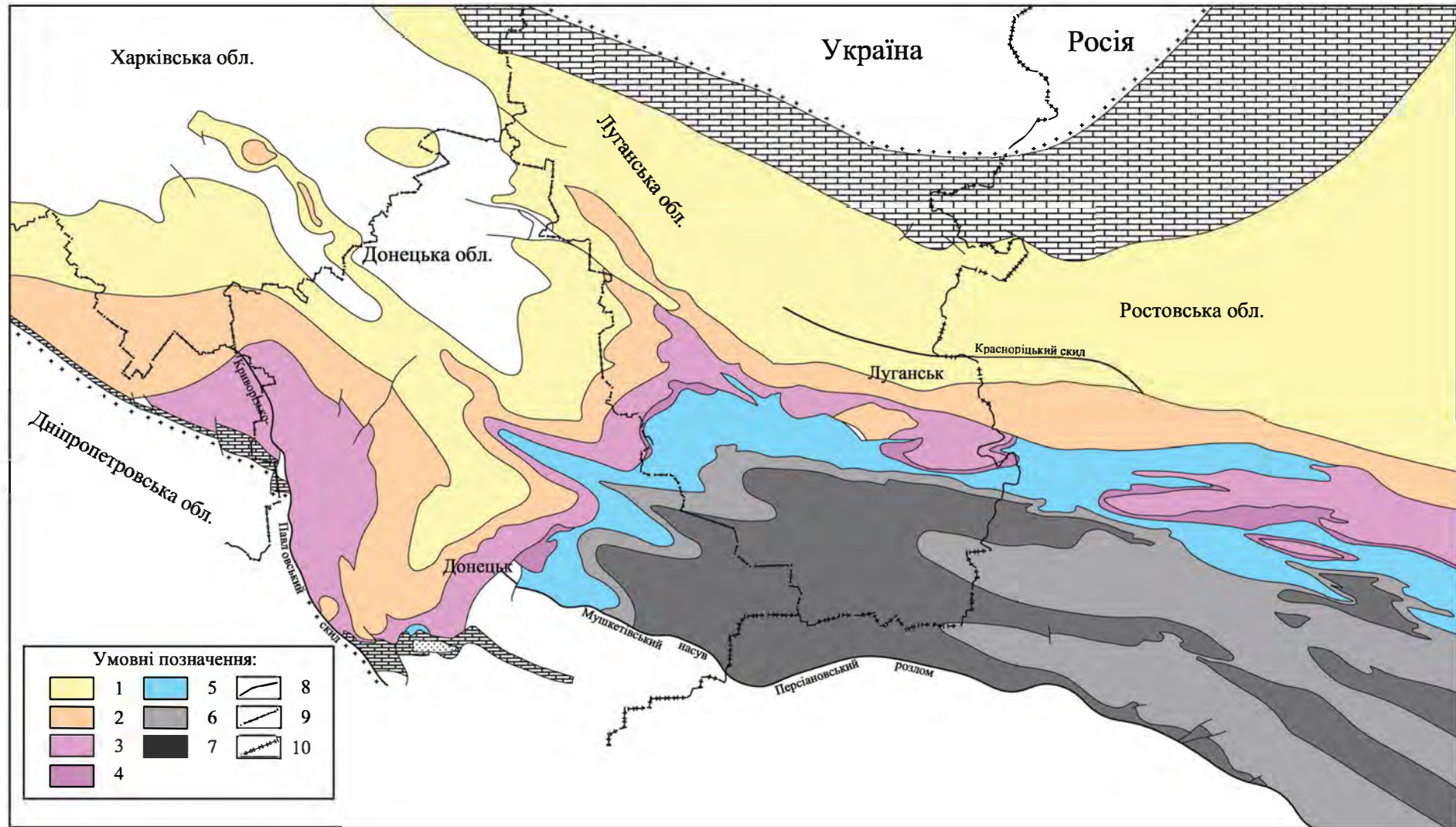
- ступінь метаморфізму вугілля збільшується від стратиграфічно більш високих горизонтів до нижчих;
- збільшення ступеня метаморфізму в кожному пласті за площею відбувається поступово, паралельно підвищенню потужності вугільної товщі з північного заходу на схід і від периферії до центру басейну;
- ступінь метаморфізму в одному і тому самому пласті вугілля збільшується з підвищенням його сучасної глибини залягання (рис. 1.11, 1.12);
- градієнт метаморфізму є сумою стратиграфічного положення пласта і глибини його залягання;
- регіональний метаморфізм вугілля відбувався за низьких температур, які для марок Д і Г становили 70–90 °С; Г і Ж – 100–120 °С; ПС і П – 150–180 °С; НА і А – 190–240 °С; тиск істотно впливав лише на ранніх стадіях метаморфізму (марки Б і Д); у подальших процесах підвищення тиску не впливало на хід реакцій, оскільки вони відбувалися зі збільшенням об'єму (виділення води і газів).

Природна газонасність вугілля усіх стадій метаморфізму, включаючи слабкометаморфізовані антрацити, близька до їхньої сорбційної ємності, залишаючись нижче останньої на 10–20 %. Загальний характер розвитку газонасності залежить переважно від структурних умов, метаморфізму та глибини залягання вугільних пластів.



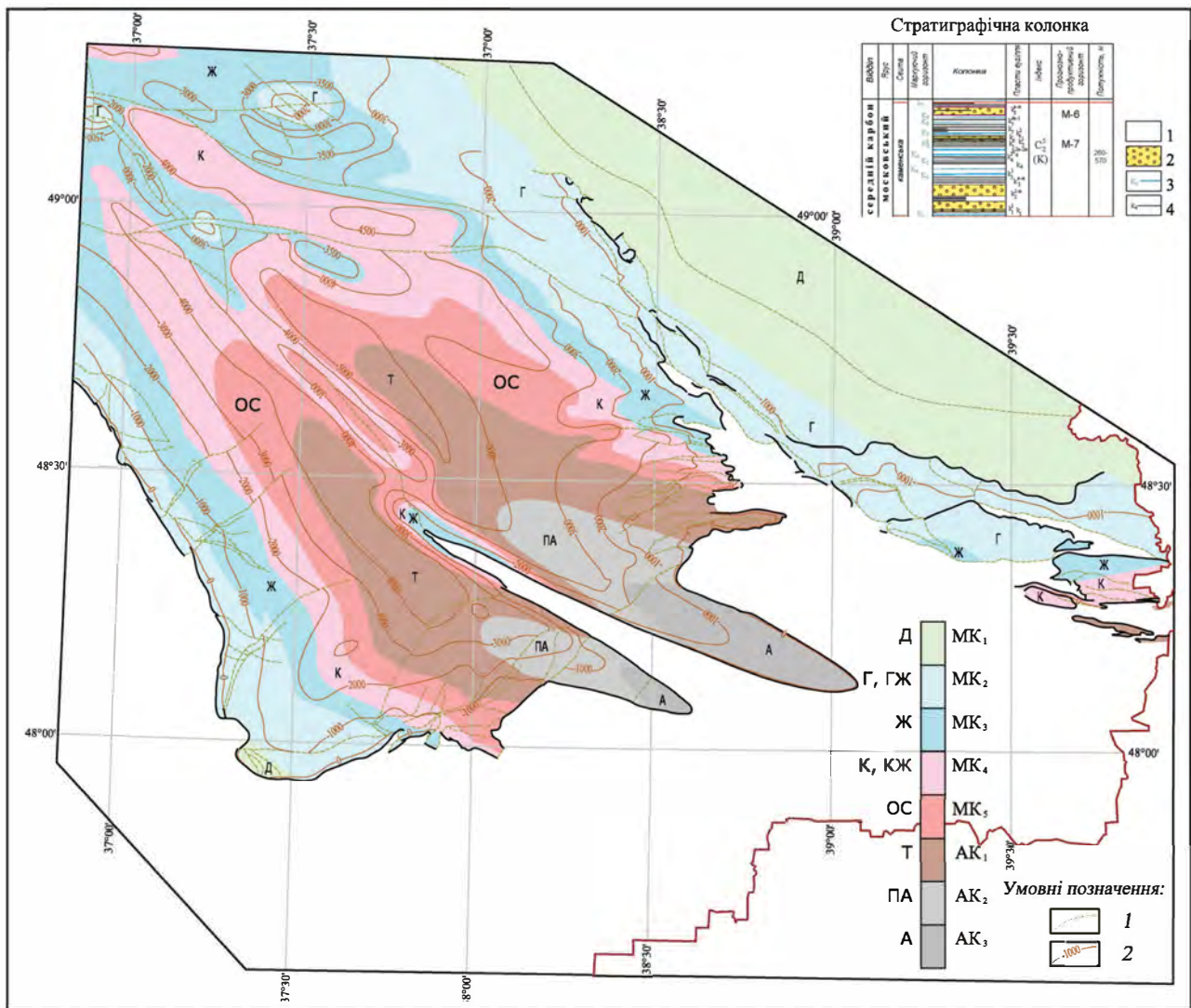
**Рис. 1.9.** Карта метаморфізму вугілля Донецького басейну на зрізі -400 м (за матеріалами М.Л. Левенштейна, О.І. Спіріної, 1982 р.): 1-7 – стадії метаморфізму (показник відбиття вітриніту): 1 –  $O_3$ -I (0,40-0,65), 2 – I-III (0,65-1,00), 3 – III-V (1,00-2,00), 4 – V-VI (2,00-2,50), 5 – VI-VIII (2,50-4,40), 6 – VIII-IX (4,40-5,50), 7 – IX-X (5,50-7,80 і вище); 8 – розломи; 9 – границі геолого-промислових районів; 10 – державний кордон





**Рис. 1.10. Карта метаморфізму вугілля Донецького басейну на зрізі -1000 м  
(за матеріалами М.Л. Левенштейна, О.І. Спіріної, 1982 р.):**

1-7 – стадії метаморфізму (показник відбиття вітриніту): 1 –  $O_3$ -I (0,40-0,65), 2 – I-III (0,65-1,00), 3 – III-V (1,00-2,00), 4 – V-VI (2,00-2,50), 5 – VI-VIII (2,50-4,40), 6 – VIII-IX (4,40-5,50), 7 – IX-X (5,50-7,80 і вище); 8 – розломи; 9 – границі геолого-промислових районів; 10 – державний кордон



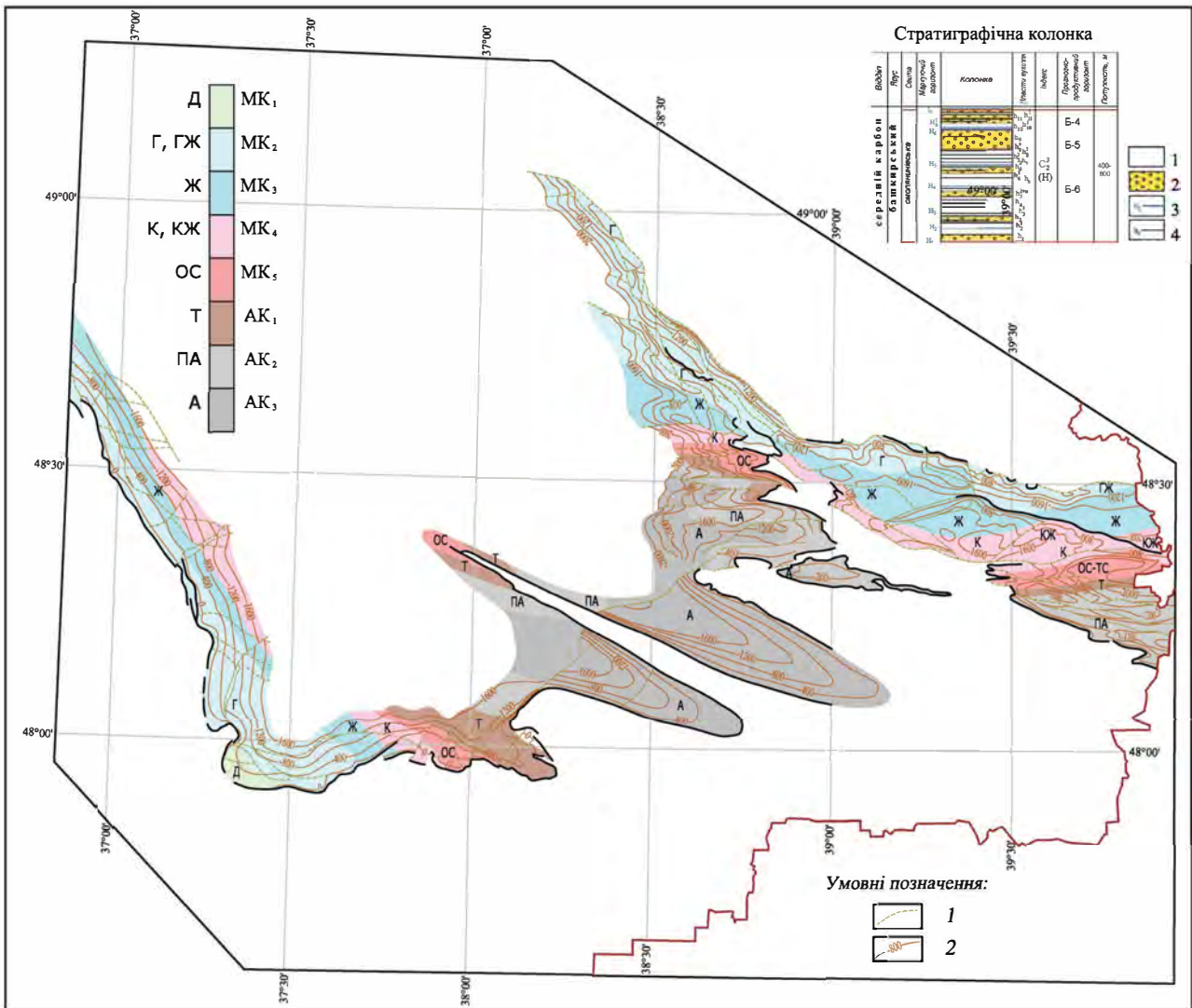
**Рис. 1.11. Структурна карта каменської світи московського ярусу (C<sub>2</sub><sup>5</sup>) і зональність її катагенетичних перетворень (за даними Горяйнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.):**

1 – тектонічні обмеження пластів; 2 – стратоізогіпси маркувальних пластів (абсолютні відмітки, м); умовні позначення до стратиграфічної колонки: 1 – алевроліти і аргіліти, 2 – пісковики, 3 – маркувальні горизонти вапняків та їх індекси, 4 – пласти вугілля та їх індекси

*Склад та фізико-хімічні властивості вугілля* – від них залежать як колекторські властивості вугілля, так і газоносність. Встановлено, що при збільшенні зольності газоносність вугілля знижується, тому до перспективних при оцінці газоносності належать вугілля з зольністю менш ніж 35 %. Це обумовлено збільшенням щільності та погіршенням сорбційно-ємнісних властивостей вугілля через значні залишки мінеральних часток. Основні об'єми газу вміщуються у породах з діапазоном щільності 1,75–2,1 г/см<sup>3</sup>.

*Фізико-хімічні властивості вугілля* суттєво залежать від його петрографічного складу. Як відомо, вугілля складається з основних 4 компонентів: вітриніт, фюзиніт, лейптиніт, семівтриніт. Вугілля, збагачене фюзинітом, характеризується більш високою сорбційною властивістю по відношенню до метану. Сорбційна метаноємність ОР фюзинітового вугілля більша, ніж у вітринітового.





**Рис. 1.12. Структурна карта каменської світи башкирського ярусу (C<sub>2</sub><sup>5</sup>) і зональність її катагенетичних перетворень (за даними Горяйнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.):**

1 – тектонічні обмеження пластів; 2 – стратоізогіпси маркувальних пластів (абсолютні відмітки, м); умовні позначення до стратиграфічної колонки: 1 – алевроліти і аргіліти, 2 – пісковики, 3 – маркувальні горизонти вапняків та їх індекси, 4 – пласти вугілля та їх індекси

У порівнянні з фюзинітом вітриніт характеризується більшою тріщинуватістю та крихкістю, але меншою твердістю. Підвищення вмісту лейптиніту підвищує вихід летких речовин у клареновому вугіллі на газовій стадії метаморфізму.

*Сорбційні та колекторські властивості (пористість, щільність, проникність, тріщинуватість).* Сорбційна газоемність вугілля зростає зі збільшенням стадії метаморфізму і сягає максимальних значень (35–38 м<sup>3</sup>/т с. б. м.) на антрацитовій стадії групи 10А. Метаносність, досягнувши максимуму у напівантрацитах і антрацитах групи 10А, різко знижується в найбільш метаморфізованих антрацитах груп 11А та 12А і вище. Різке та інтенсивне збільшення сорбційних властивостей вугілля відмічено у вузькому інтервалі початкових тисків – до 2–3 мПа. Подальше зростання тиску призводить до уповільненого зростання сорбції, що пояснюється обмеженістю адсорбційного потенціалу та акти-



вного об'єму вугілля. Досить високе насичення газом (до 90–95 %) вугілля Донбасу спостерігається вже за тиску 5–6 мПа. Подальше підвищення тиску майже не впливає на сорбційні властивості.

Основними параметрами, які характеризують колекторські властивості порід, є пористість, проникність і характер насичення. Наявність мікропористої та мікротріщинуватої структури в кам'яному вугіллі дозволяє одночасно розглядати його як природний сорбент, оскільки, незважаючи на менший загальний об'єм видимих пор, частка мікропор у кам'яному вугіллі значно більша за такі в активованому вугіллі. При цьому сумарна питома поверхня мікропор кам'яного вугілля Донбасу коливається від 130 до 260 м/г, а для вугілля середніх стадій метаморфізму Ж–К–ОС у середньому становить 176 м/г.

Макропористість вугілля обумовлена його ендо- та екзогенною тріщинуватістю, яка в Донбасі становить 5–12 %, при цьому на долю ендегенних тріщин припадає не більше 3 % мікропустотності вугілля. Дослідження тріщинуватості вугілля різних стадій метаморфізму дозволили зробити висновок, що максимальна частота ендегенних тріщин спостерігається у вугіллях марок Ж–К–ОС з підвищеним вмістом вітриніту. Тріщинуватість вугілля обумовлює одну з основних характеристик вугільного пласта – його газопроникність. Найбільші значення сумарної питомої ендегенної тріщинуватості спостерігаються у вугіллі з виходом летких 33–45 %, а мінімальні – з виходом летких 10–22 %. Тектонічні процеси, процеси розвантаження призводять до порушення текстури вугілля та збільшення фільтруючого об'єму пластів у декілька разів через виникнення порових порожнин.

Найбільші значення екзогенної тріщинуватості спостерігаються у вугіллі з виходом летких від 14–16 до 32 %.

Пористість кам'яного вугілля Донбасу змінюється від 4–7 до 20 %, найменшу пористість має вугілля середніх стадій метаморфізму з виходом летких 20–30 %. Високі значення середньої пористості (18–20 %) відзначені для вугілля з виходом летких менше 10 % і більше 35 %. Найбільша кількість макропор спостерігається в антрацитах (до 38 на 1 мм). Їхній вміст у вугіллі середніх стадій метаморфізму (вихід летких 12–30 %) переважно не перевищує однієї макропори на 1 мм у вугіллі з виходом летких 32–40 %. Для вугілля марки Ж об'єми макро- та мікропор приблизно рівні, а для більш метаморфизованого вугілля (від марки ОС) об'єм мікропор перевищує об'єм макропор у 2 рази.

Вугільні пласти Донбасу в переважній масі на глибинах від 300 до 1000 м характеризуються газопроникністю від 0,1 до 0,36 мД, а за сприятливих структурно-тектонічних і динамічних умов газопроникність зростає до 0,52–0,90 мД. Найбільше значення газопроникності (1,5–5,0 мД) визначені у вугіллях марок Г, Ж та К. З глибиною газопроникність вугілля зменшується, пропорційно збільшується геостатичний тиск.

*Газопроникність пісковиків* на площах розвитку вугілля марок Ж–К знаходиться в межах 1,2–5,0 мД, а у районах з переважаючим розвитком вугілля марок ОС–НА не перевищує 0,57 мД при середній газоносності пісковиків на рівні 2–3 м<sup>3</sup> газу на 1 м<sup>3</sup> породи зі збільшенням у найсприятливіших умовах

до  $5-9 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Лише в межах Західного Донбасу в умовах початкового катагенезу газопроникність пісковиків сягає більш високих значень (до 118 мД).

Середні значення загальної пористості газонасних пісковиків знаходяться в межах від 4 до 15 % і зменшується зі збільшенням метаморфізму вугілля. Градієнт зменшення загальної пористості становить у середньому 0,5 % на 1 % зменшення виходу летких речовин у вугіллі, а у зоні глибокого катагенезу – 0,2 % на 1 % виходу летких речовин. Градієнт зменшення відкритої пористості пісковиків відкритої частини Донбасу становить у середньому 3 % на 1000 м у Красноармійському районі, до 2,9 % та 2,7 % на 1000 м – у Донецько-Макіївському та Центральному районах відповідно.

Глибина залягання вугільних пластів впливає на газонасність вугілля, хоча збільшення з глибиною ступеня метаморфізму вугілля маскує чітку картину зміни газонасності в залежності від глибини. За збільшенням метанонасності з глибиною виділяються 4 зони: газового вивітрювання, інтенсивного нарощування метанонасності, уповільненого нарощування метанонасності та стабілізації. При заглибленні в метанову зону метанонасність вугільних пластів спочатку збільшується (чим вище ступінь метаморфізму вугілля, тим сильніше збільшення). Потім темп нарощування метанонасності уповільнюється, і на глибині 500–1000 м спостерігається стабілізація метанонасності вугільних пластів.

Наявність і потужність покривних відкладів впливає на збереженість покладів. Газонепроникні відклади, що перекривають вугленосну товщу, ускладнюють деметанізацію родовища, тому родовища закритого типу за інших рівних умов мають вищу газонасність, ніж відкриті. Наявність покриву також змінює ступінь впливу розривних порушень, ускладнюючи міграцію метану. Зони газопідвідних порушень при цьому характеризуються не пониженою метанонасністю, а скупченням вільних газів.

Гідрогеологічні умови впливають на міграцію вуглеводневих газів, їхній розподіл за площею й у вертикальному розрізі. Підземні води в процесі циркуляції дегазують вугленосну товщу. Обводнені вугільні пласти у зоні активного водогазообміну зазвичай мають пониженою газонасність, тому що активна циркуляція підземних вод призводить до виносу метану з вугільних пластів на денну поверхню, сприяючи обміну метаморфічних і повітряних газів. Тому вугільні пласти, розташовані поблизу водоносних горизонтів, характеризуються зниженою метанонасністю або повністю дегазовані. З глибиною зростає вміст метану у вугільних пластах і водночас змінюється сольовий склад вод у бік збільшення вмісту хлориду натрію, що переважає у зоні розвитку чисто метанових газів. Гідрокарбонатно-кальцієві та гідрокарбонатно-сульфатно-натрієві води зони активного водообміну пов'язані із зоною вуглекисло-азотних газів. До зони метаново-азотних і азотно-метанових газів приурочені сульфатно-натрієві води, з якими часто пов'язане виділення сірководню. У нижній частині зони азотно-метанових газів поширені гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві води. Глибинні сильно мінералізовані хлоридно-натрієві води характерні для умов сповільненої циркуляції, що є характерним для зони метанових газів.

Глибина залягання зони метанового вивітрювання може коливатися від 0

до сотень метрів. Верхні газові зони, які поєднуються у зону газового вивітрювання, бувають відсутні, якщо вугленосна товща перекрита покривними відкладами. Максимальних значень (600–800 м) зона газового вивітрювання досягає у слабометаморфізованому вугіллі марок БД-Д, а мінімальних (декілька десятків метрів) – у високометаморфізованих антрацитах. При переході останніх у суперантрацити зона газового вивітрювання, або верхня межа метанової зони, змикається з нижньою [55].

Для газоносних вугільних басейнів зональність розподілу газу тісно пов'язана з гідро-геохімічною зональністю (табл. 1.9). На практиці всі верхні газові зони поєднані у єдину зону газового вивітрювання, глибина переходу якої у метанову носить змінний характер. Як правило, відсоткове відношення вугілля у масі породи не перевищує 5 %, а пісковики та алевроліти можуть становити від 40 до 65 %.

Табл. 1.9. Зони газового вивітрювання

Азотно-вуглекисла	До 100–150 м	Поверхневі води, гідрокарбонатно-кальцієві
Вуглекисло-азотна	Нижче 100–150 м	Змішані: сульфатно-гідрокарбонатно-натрієво-кальцієві
Метано-азотна	150–230 м	Змішані (поверхнево-метаморфізовані) – гідрокарбонатно-натрієві
Азотно-метанова	До 300–400 м в ядрах синкліналей і 650–750 м в антикліналях	Метаморфізовані, гідрокарбонатно-натрієві
Метанова	Глибше 500–1000 м	Застійні, гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві

Враховуючи значне переважання у розрізі карбону вуглевмісних порід по відношенню до вугільних пластів, можна стверджувати, що за рівних гідродинамічних і термодинамічних умов основна маса газу знаходиться не у вугіллі, а у порових і порово-тріщинних колекторах вмісних порід. Відсутність у цьому випадку сорбційного зв'язку між метаном і породою з поровим колектором обумовлює швидку газовіддачу в процесі розкриття породи свердловиною [44].

Кількісна оцінка газонасиченості вільним газом порового простору основних гранулярних колекторів газу, пісковиків, має свою специфіку. Кількість вільного метану в пісковиках залежить від їхньої відкритої пористості, ступеня наповненості пор водою та тиску газу. Відкрита пористість та ступінь наповненості пор газом у однотипних пісковиках залежить від ступеня епігенезу порід, тиск газу – від глибини залягання порід. Тобто пісковики, що перебувають на однакових стадіях епігенезу і характеризуються одними й тими ж значеннями відкритої пористості, на різних глибинах залягання мають різні величини газонасиченості порового простору, яка залежить від конкретного тиску газу на цих глибинах. Звідси з'являється непостійний показник (тиск газу), що потребує врахування при оцінці газонасиченості. При цьому до уваги береться те, що тиск газу на кожні 1000 м глибини підвищується на 85 атмосфер за лінійною залежністю і тому його значення може бути визначене для будь-якого інтервалу розрізу. Значення відкритої пористості ( $K_{\text{по}}$ , %) основних різновидів пісковиків на різних стадіях епігенезу наведені у табл. 1.10.



Табл. 1.10. Відкрита пористість пісковиків різних стадій епігенезу [44]

Пісковик	Марки вугілля, $K_{\text{по}}, \%$						
	Д	Г	Ж	К	ОС	П	А <sub>1</sub>
Середньозернистий	12,7	8,1	5,4	4,4	3,3	2,6	1,6
Дрібнозернистий	8,9	5,5	4,0	3,6	3,1	2,2	1,7

Усі родовища вільного газу приурочені до зон з низьким ступенем катагенезу та вугіллям марок Б, Д, Г, рідше Ж. Основними колекторами є пісковики нижнього та середнього карбону, переважно світ  $C_2^3-C_2^5$  з досить високими значеннями пористості (в середньому 10–20 %) і проникності (від 12–15 до 200–375 мД). Основним типом пасток газу у південній та північній прибортових зонах ДДЗ є структурний. Типи покладів – склепінні, іноді пластові, тектонічно-екрановані. Структури, як правило, незначні за розмірами: від  $2-5 \times 5-7$  до 10–12 км, амплітуда складок від 50–75 до 100–300 м та більше (рис. 1.13–1.16). Родовища віднесені до категорій дрібних з запасами від 1,3 до 7,0 млрд  $m^3$ , за винятком Дружелюбівського та Марківського (10 млрд  $m^3$  та більше) на північному та Пролетарського (17 млрд  $m^3$ ) на південному схилах ДДЗ.

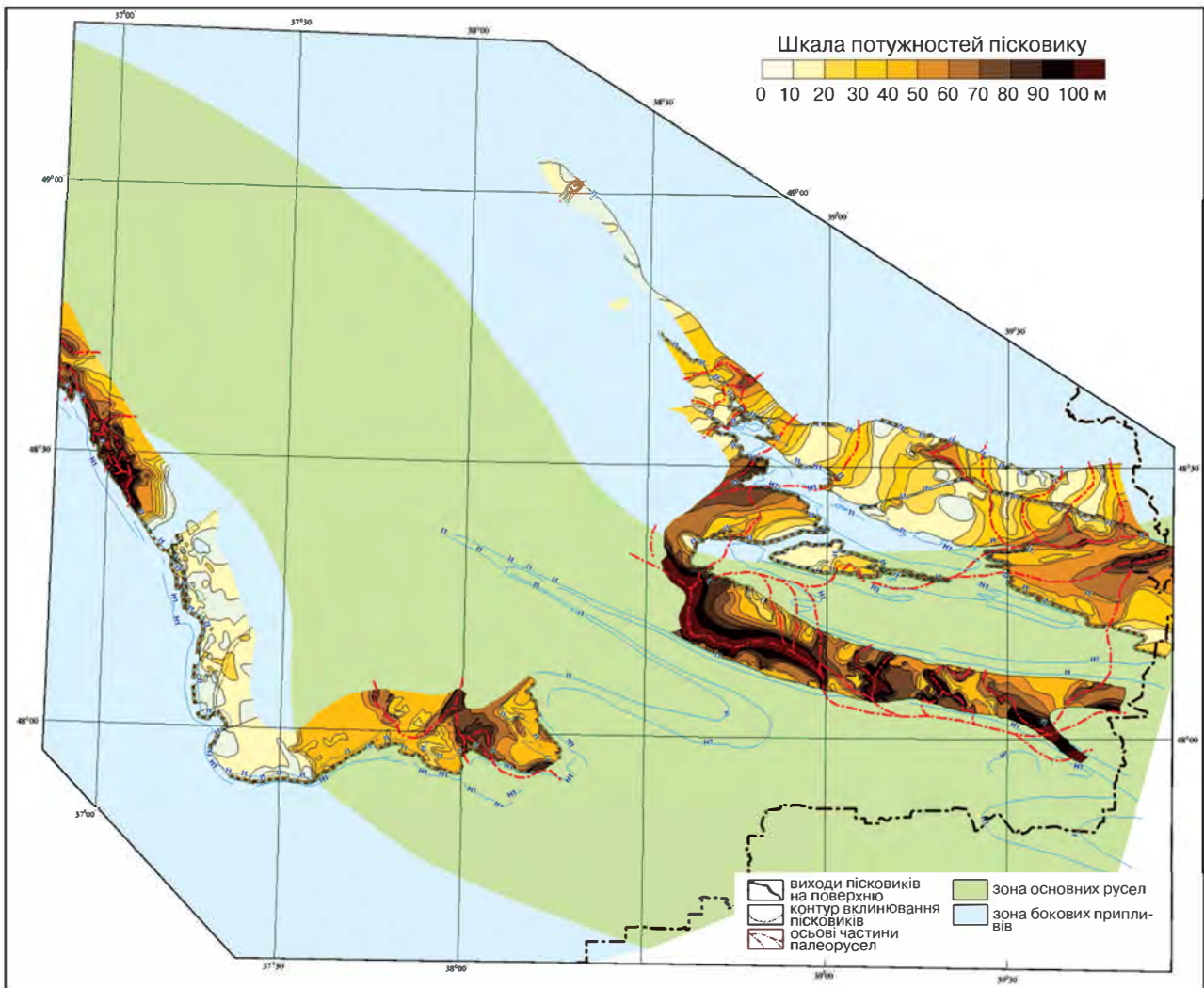


Рис. 1.13. Розподіл потужності пісковика  $h_{5sh_{10}}$  верхньої частини смолянинівської світи (за даними Горайнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.)



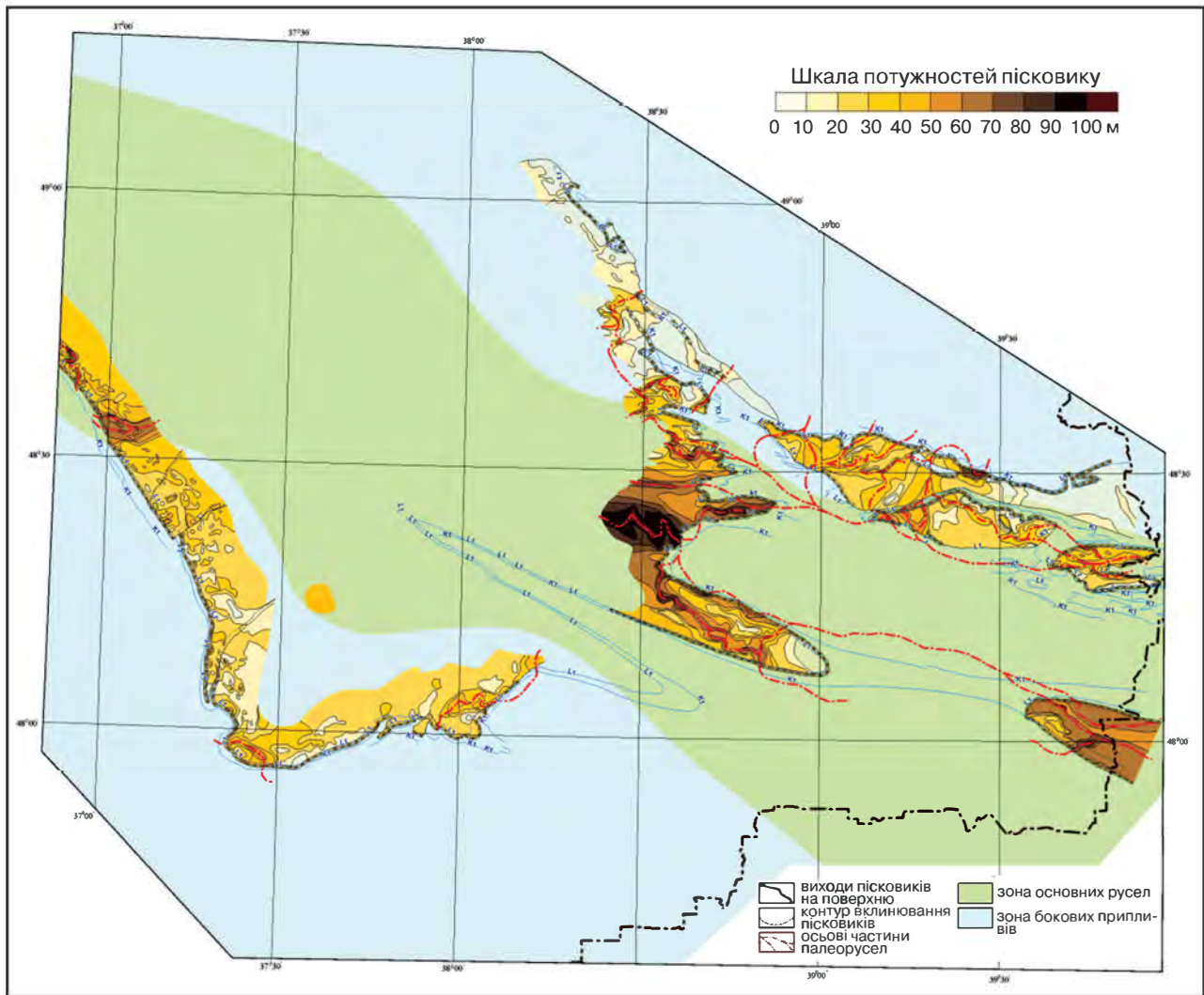


Рис. 1.14. Розподіл потужності пісковика  $K_{9sl1}$  верхньої частини каменьської світи (за даними Горяйнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.)

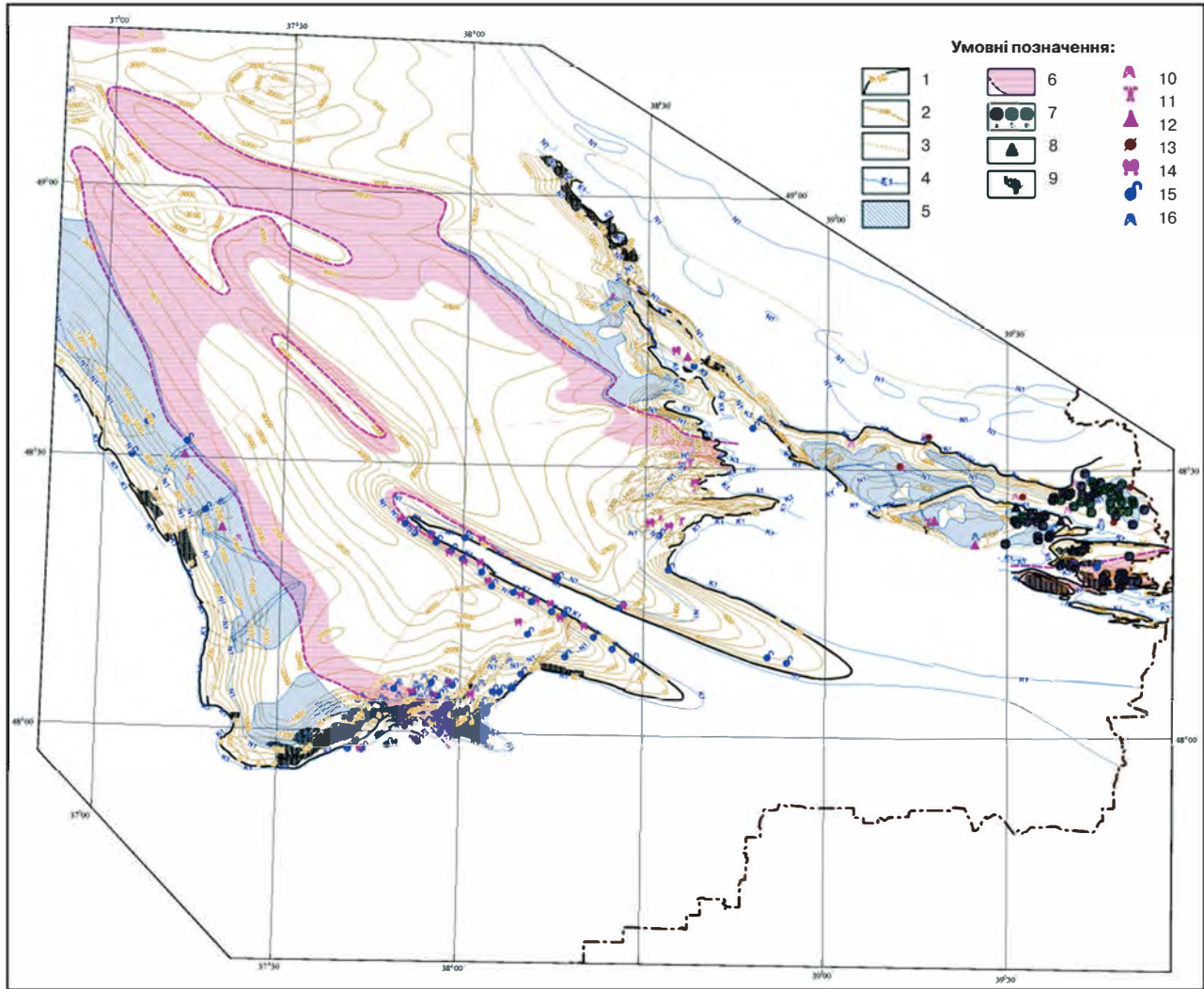
Продуктивні горизонти зазвичай розкриваються на глибинах близько 1200–2000 м, що відповідає метаморфізму вугілля марок Г–Ж. Можна вважати, що межа переходу жирного вугілля у коксівне слугує межею переходу високопористих піщаних колекторів у низькопористі та малопроникні. Для останніх основним фактором, який впливає на газоносність, є вміст розсіяної органічної речовини та наявність зон тріщинуватості (табл. 1.11). На основі викладеного матеріалу визначені основні критерії оцінки перспективності площ за різними типами резервуарів (табл. 1.12).

Табл. 1.11. Вміст сорбованого метану у гірських породах на глибинах 1000 м

Порода	РОР (КОР), %	Вихід метану ( $m^3/m^2$ ), марки вугілля					
		Г	Ж	К	ОС	П	$A_1$
Вугілля	100	11,7	18,0	18,8	21,7	23,8	29,3
Пісковик с/з, косошаруватий	1,10	0,27	0,42	0,45	0,51	1,54	1,56
Пісковик д/з	1,35	0,34	0,51	0,54	0,63	0,67	0,70
Алевроліт	1,60	0,42	0,63	0,65	0,76	0,80	0,83
Аргіліт горизонтально шаруватий	3,50	0,92	1,39	1,45	1,66	1,76	1,82
Аргіліт вуглистий тонкошаруватий	30,0	5,67	8,64	8,99	10,35	11,16	12,14

**Табл. 1.12. Геологічні критерії оцінки перспективності площ для промислового видобутку метану із вугільних пластів [44]**

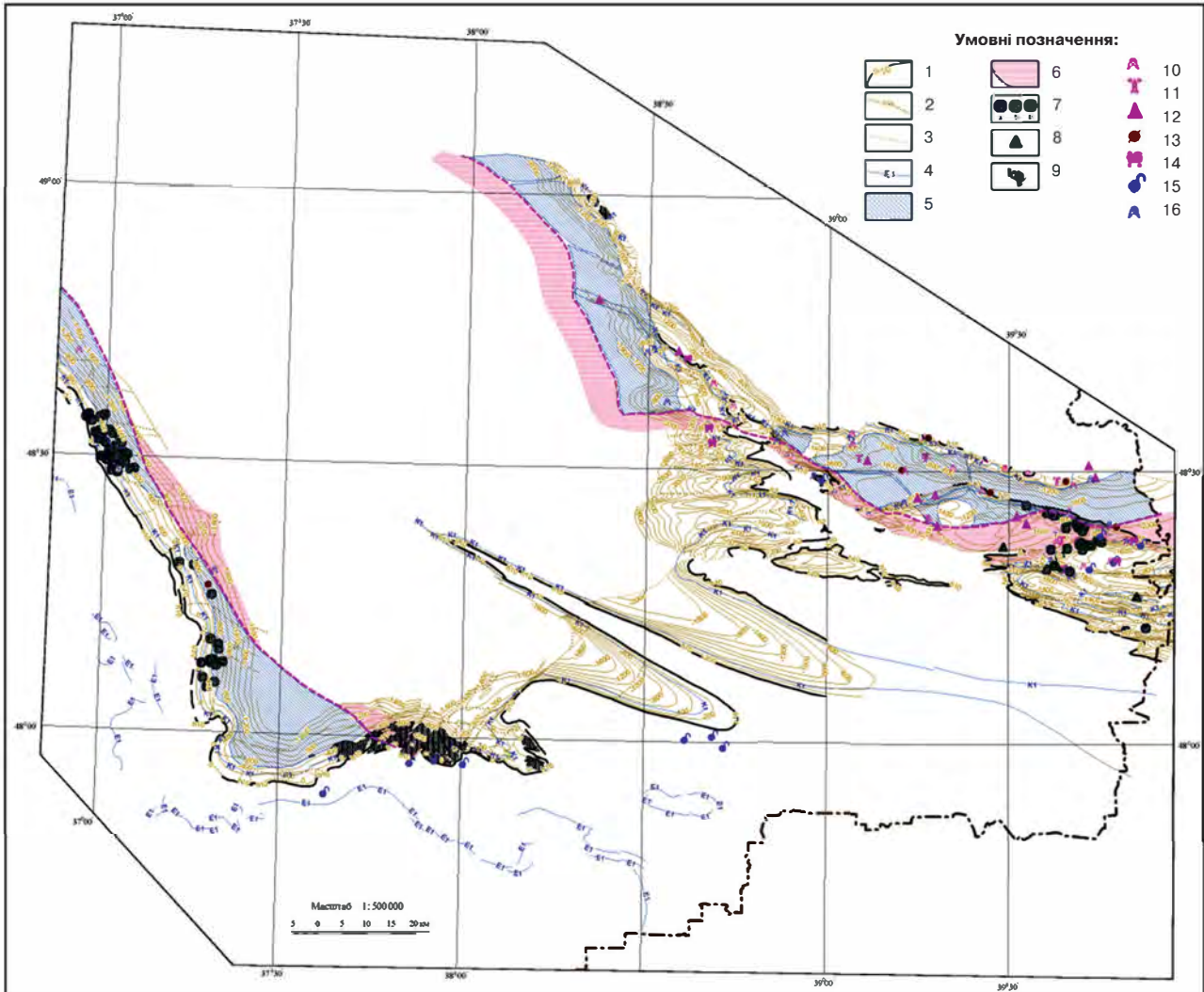
Критерії оцінки	Сорбований газ вугільних пластів	Зв'язаний (сланцевий) газ	Вільний газ
Ступінь метаморфізму	Вугілля за ступенем метаморфізму: Г, Ж, К, ОС, П, з $R_o$ 0,6–2,0 %. Найбільш перспективні вугілля з $R_o$ 0,6–1,4; менш перспективні – з $R_o$ 1,4–2,0	Ступінь катагенезу (метаморфізму) – МК <sub>4</sub> –АК <sub>1</sub> (відповідні марки вугілля К-П)	Всі родовища вільного газу приурочені до зон низького ступеня катагенезу з вугіллям марок Б, Д, Г і зрідка Ж
Метаноносність (газоносність)	Газоносність вугілля не менше ніж 7 м <sup>3</sup> /т с. б. м., за умови обов'язкового зростання з глибиною	$C_{орг.} > 4$ %, ОР сапропелева; при $C_{орг.}$ 20–30 % газоносність – 5,0–7,0 м <sup>3</sup> /т (7,5–17,5 м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> породи)	Залежить від коефіцієнта газонасиченості ( $K_r$ ), або заповнення пор газом > 50 % ( $K_r > 0,5$ )
Глибини залягання	Глибини залягання пластів вугілля не повинні перевищувати 1600–1800 м, найсприятливіші 500–1200 м	Глибини залягання від 1000 до 2500 м (у середньому 1700 м)	Глибини залягання від 500 до 5000 м, найсприятливіші 1200–2000 м
Площа ділянки	Площа ділянки повинна становити від 100–150 до 200 км <sup>2</sup> і більше	Площа оцінюваної ділянки повинна становити 20 тис. км <sup>2</sup> і більше	Залежить від типу пастки, амплітуди структури, кількості продуктивних горизонтів
Продуктивні інтервали	Сумарна потужність вугільних пластів у вугленосній товщі (150–200 м) – не менше 7 м	Сумарна потужність товщі, з породами, збагаченими ОР – до 500 м	Відсоткове співвідношення пісковиків у товщі > 25 %
Індивідуальна потужність пластів	Мінімальна потужність вугільних пластів супутників – понад 0,3 м	Переважно більше 1 м	Ефективна потужність пісковиків – від 3 до 40 м, середня 15–20 м
Колекторські властивості	Визначальними є крихкість та тріщинуватість. Максимальну крихкість та ендогенну тріщинуватість (і підвищену проникність) мають вугілля середніх стадій метаморфізму (з відстанню між тріщинами 0,1–0,3 см)	Визначальною є вторинна епігенетична тріщинуватість та сорбційна ємність. Колекторами є аргіліти та алевроліти з пористістю 3,5–6 %, низькою проникністю	Визначальною є наявність гранулярних колекторів з пористістю $\geq 10$ %, проникність більше 12–15 мД. Фаціально приурочені до алювіально-дельтових і прибережно-морських комплексів
Тектонічні умови	Проста будова, моноклінальне залягання, прості пологі складки з кутами падіння не вище 30–40°	Наявність зон тріщиноутворення, тектонічних порушень, ділянок змін кутів залягання порід	Наявність структурних або палеогеоморфологічних форм, що створюють пастку
Геодинамічний стан	Умови стиснення або розтягнення	– " –	– " –
Гідрогеологічні умови	Мінералізація пластових вод не повинна перевищувати ПДК	Гідрогеологічна закритість надр при уповільненому водообміні	Гідрогеологічна закритість надр при уповільненому водообміні
Ресурси ВВ газів	Більше 10–15 млрд м <sup>3</sup>	Немає даних	Більше 1–3 млрд м <sup>3</sup>
Щільність запасів	Більше 150–200 млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	– " –	– " –



**Рис. 1.15. Газоносність московського ярусу (на прикладі пісковика  $K_7^3sk_7^5$  верхів каменської світи) (за даними Горяйнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.):**

1 – маркувальний пласт вугілля; 2 – стратоізогіпси маркера (абсолютні відмітки у м); 3 – тектонічне обмеження пласта; 4 – пласти вапняків карбону та їх індекси; 5 – контури прогнозних площ; 6 – площа розвитку градації катагенезу  $MK_4$ , що обмежує прогнозну площу за падінням (відсутність порових колекторів); 7 – результати випробування КП: пласт водоносний (а), газоводоносний (б), газоносний (в); 8 – газопрояви на усті свердловин з прогнозного пісковика; 9 – гірничі виробки у суміжних з прогнозними пісковиками пластах вугілля; 10 – газопрояви на усті свердловин; 11 – газоводні фонтани; 12 – газ за результатами пластовипробувань; 13 – бітуми у керні; 14 – викиди на вибоях шахт; 15 – суфляри; 16 – газ з водою на усті свердловин





**Рис. 1.16. Газонасність башкирського ярусу (на прикладі пісковиків h<sub>5sh10</sub> верхів смоляннівської світи) (за даними Горяйнова С.В., Бережного В.В. та ін., УкрНДІГаз, 2006 р.)**

Умовні позначки див. на рис. 1.15.

### 2.3. Критерії вибору ділянок для газовидобування

Вважається, що для забезпечення економічної ефективності видобутку вугільного метану площа ліцензійної території повинна мати розміри від 1 до 10 тис. км<sup>2</sup>. Наприклад у США вугільний газ вилучається переважно на полях уже закритих шахт методом гідророзриву. З цією метою пробурено до 20 тис. свердловин. Вважається, що економічна рентабельність досягається за умови, що в проекті задіяно не менше 2,5 тис. км<sup>2</sup>.

Промислова вугленосність карбону Донбасу локалізована у вузькій смузі (15–40 км), витягнутій вздовж південно-західного борту Донецького прогину на 300 км. У північно-східному напрямку, тобто в напрямку занурення центральної частини прогину вугільні пласти стоншуються, розщиплюються та викли-



нюються внаслідок зміни лагунних умов на відкрито морські. Східніше Південно-Донбаського району вугленосна зона знищена посторогенною ерозією; тут, як і у всій центральній і північній частинах прогину, збереглись лише неугленосні відклади [10].

Існує можливість рентабельного видобутку метану на невеликих площах, наприклад, розмір площі шахти «Комсомолец Донбасу» становить усього 62,5 км<sup>2</sup>, проте автори бізнес-плану видобутку метану свердловинним методом на цій шахті обґрунтовують його економічну рентабельність [34].

Проблема ускладнюється ще й тією обставиною, що територія вугільних полів Донбасу характеризується високою щільністю заселеності. Необхідність проведення великої кількості бурових робіт суттєво порушить соціальні умови проживання населення. Наприклад, згідно з бізнес-проектом для шахти «Комсомолец Донбасу» на кожному квадратному кілометрі ліцензійної ділянки протягом 10–13 років будуть діяти 3 стандартні свердловини (кущів свердловин) та (або) 6 технічних. Вирішення лише однієї проблеми утилізації великої кількості пластової води без забруднення навколишнього середовища, підземних водоносних горизонтів буде вимагати фінансових затрат, які можуть поставити під загрозу економічну доцільність проекту.

В умовах Донбасу видобуток вугільного метану безшахтним методом доцільно поєднувати з дегазацією шахтних полів для потреб вугільної промисловості. Бажано зосередити роботи з освоєння сучасних технологій видобутку метану вугільних родовищ у межах закритих шахт, існуючих шахтних відводів і ділянок, де планується видобуток вугілля. Інакше кажучи, на початковому етапі доцільно вести мову не просто про метан вугільних родовищ (що міститься у вугільних пластах і вмісних породах поза розміщенням вугільних шахт), а про шахтний метан – той же метан, але в межах гірського відводу шахти. Такий підхід буде сприяти більш швидкому та дешевшому освоєнню пошукових і видобувних методик і технологій (на прикладі шахтного метану) з подальшим їх розповсюдженням на метан вугільних родовищ.

Така постановка питання, коли одночасно вирішуються обидві проблеми – дегазації шахтних полів та промислового видобутку метану, забезпечує економічний бік проблеми, оскільки для видобутку метану може бути використана вже існуюча інфраструктура вугільних шахт [21, 47]. Наприклад, проблема утилізації великої кількості пластової води, яка притаманна процесу вилучення метану з вугільних пластів, може бути вирішена на базі існуючих на вугільних шахтах систем очисних споруд. У США вугільний газ вилучається в основному на полях вже закритих шахт. Об'єднання зусиль вугільників і газовиків, як вважають експерти по Кузбасу, дозволить також отримати вигоду й від торгівлі квотами в рамках Кіотського протоколу. Як відомо, на даний час з вугільних шахт Кузбасу на поверхню щорічно виходить близько 2 млрд м<sup>3</sup> метану.

Видобуток метану з вугільних пластів здійснюється кількома методами:

- через дегазацію вугільних шахт і використання каптованого шахтного газу з виробки при вмісті метану від 10 до 98 %;

- за допомогою буріння спеціальних вертикальних і горизонтальних свердловин на метан і застосування методів підвищення газопроникності вугільних пластів; у цьому випадку газ вміщує 95–98 % метану, 3–5 % азоту та 1–3 % діоксиду вуглецю;
- через видобуток газу із закритих шахт, вміст метану – від 50 до 80 %;
- комбінованим способом, коли дегазацію проводять перед запуском шахти; в цьому випадку вдається відкачати до 70 % обсягу метану в шахті [60].

Незалежним від видобутку вугілля і найефективнішим можна вважати другий з названих способів. Але, як обґрунтовувалось вище, для умов Донбасу, особливо на даному початковому етапі освоєння проблеми видобутку метану вугільних родовищ, доцільнішим пропонується вважати четвертий спосіб.

Одна з пошукових проблем вугільного метану – встановлення оптимальних глибин залягання вугільного пласта. Глибина залягання основної маси балансових запасів вугілля (93,4 %) у Донбасі не перевищує 1200 м, а для 57 % запасів становить 600 м, середня глибина видобувних робіт – 585 м. На малих глибинах незначні запаси метану у вугільних пластах і багато водоносних горизонтів, що створює проблему для вилучення метану через необхідність відкачки великої кількості води. На великих глибинах запаси газу мають промислове значення, але існує інша проблема, пов'язана з проникністю вугільного пласта, оскільки на більших глибинах високі пластові тиски і тріщини кліважу змикаються.

Оптимальні глибини залягання вугільного пласта обмежені верхньою та нижньою межами метанової зони. Верхня є глибиною залягання першого від поверхні вугільного пласта, видобуток метану з якого є економічно виправданим. Вона визначається величиною метанонасиченості пласта та гідрумовами вилучення газу. Карти глибин верхньої межі метанової зони для південно-західного Донбасу та для північної зони дрібної складчастості показані на рис. 1.17, 1.18. Вітчизняними фахівцями використовується поняття не тільки верхньої, а й нижньої межі метанової зони [9]. Її глибина може бути визначена як найбільша глибина залягання вугільного пласта, для якого за допомогою існуючих технологій вилучення метану може бути досягнутий критичний тиск десорбції. І лише у випадку великих амплітуд тектонічної інверсії, коли високометаморфізовані антрацити залягають на малих глибинах, за глибину нижньої поверхні метанової зони може бути прийнята глибина першого високометаморфізованого антрациту, метаноємність якого за величиною менша встановленої на даний час величини балансової метаноємності.

До певних глибин газонасиченість (метанонасність) вугільного пласта пропорційна величині пластового тиску. Ця закономірність узгоджується із законом Генрі, згідно з яким розчинність газу в рідині пропорційна тиску, під яким газ перебуває. Тому з глибиною та відповідним підвищенням пластового тиску можна очікувати більших величин запасів накопиченого (сорбованого) газу у вугільному пласті. Але з глибиною зростає і температура, яка діє зворотним чином – із збільшенням температури абсорбційні властивості вугілля зменшуються. Загальна тенденція така – за малого зовнішнього тиску і при нагріванні зменшується кількість газу, що абсорбується у вугіллі. І навпаки, чим вищий тиск і менша температура, тим більший коефіцієнт абсорбції.

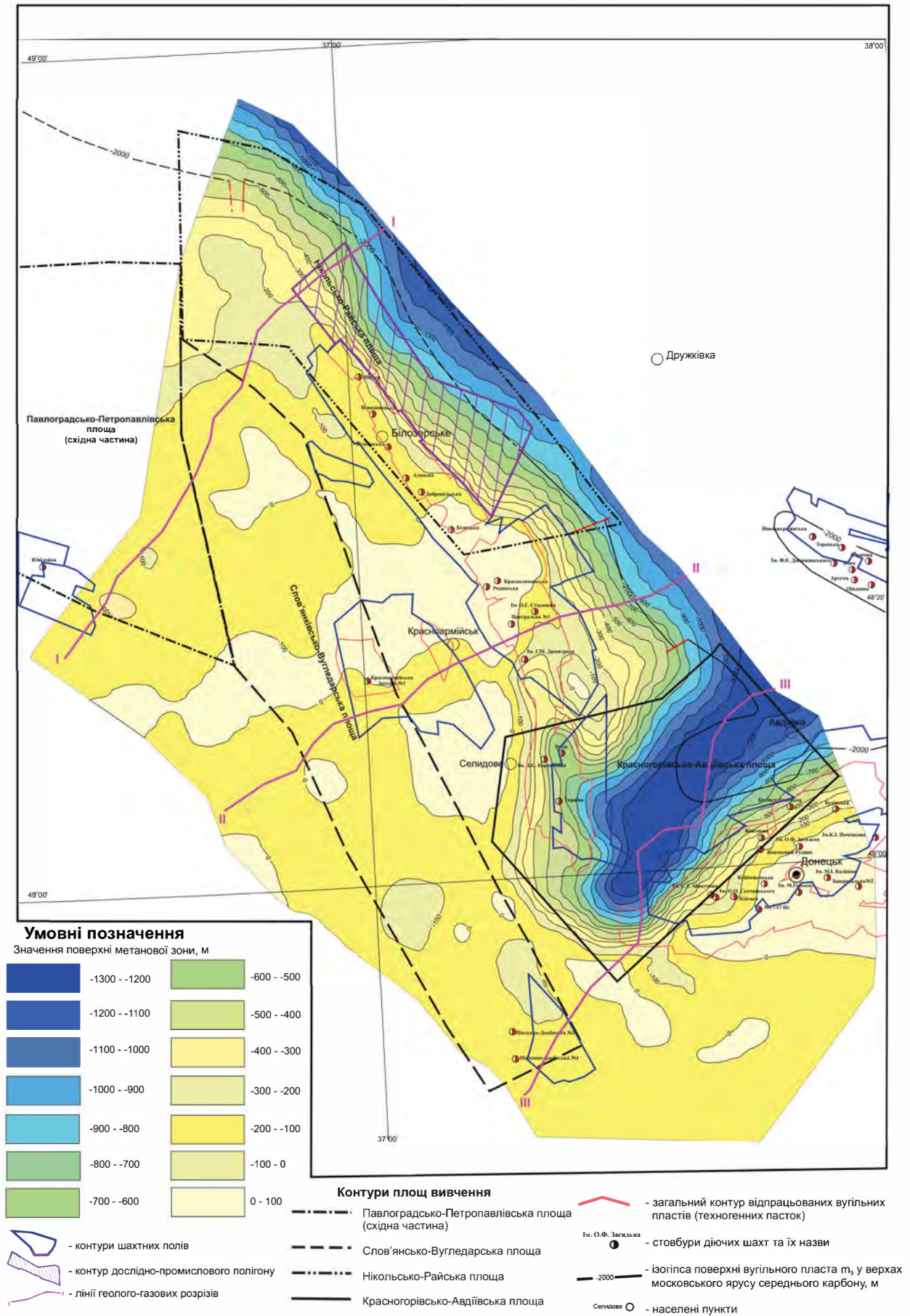


Рис. 1.17. Карта поверхні метанової зони південно-західного Донбасу [103]



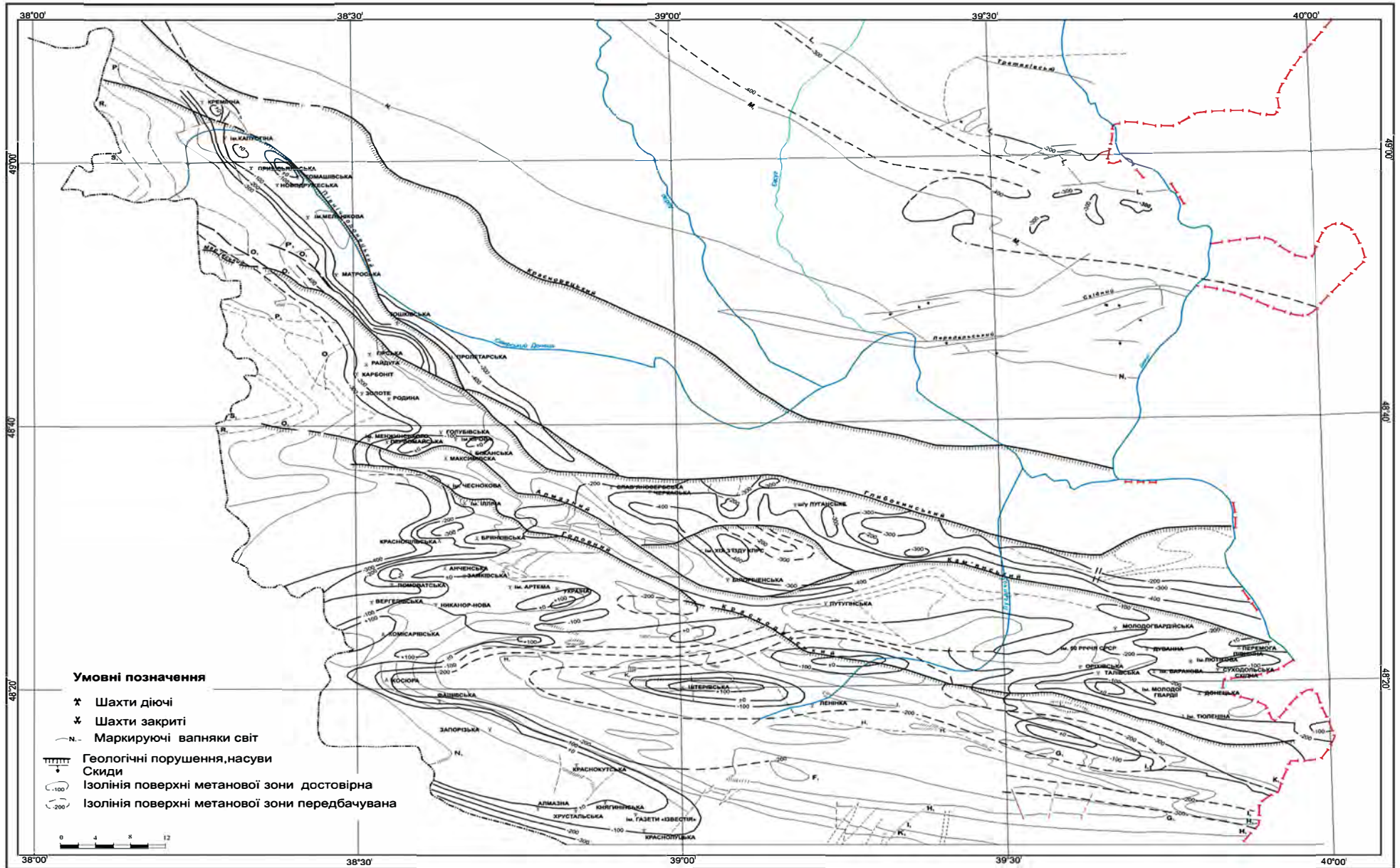


Рис. 1.18. Карта поверхні метанової зони. Північна зона дрібної складчастості Донбасу [102]



Тому збільшення коефіцієнта абсорбції відбувається лише до певних глибин. З подальшим збільшенням глибини через підвищення температури абсорбційна властивість вугілля зменшується і збільшення газонасиченості не відбувається. Існують критичні глибини залягання вугільного пласта, глибше яких, незважаючи на збільшення пластового тиску, кількість газу у вугіллі не збільшується, а також глибини, де абсорбція газу вугіллям взагалі не відбувається. Встановлення таких критичних глибин є однією із задач ГРР. При цьому йдеться про первинні (доінверсійні) глибини занурення вугільного пласта.

До інверсії вугільні пласти перебували на більших глибинах, тому сорбований газ у них мав перебувати під більшими тисками, ніж гідростатичні. Після інверсії різниця між пластовим і гідростатичним тисками збільшується, що повинно сприяти десорбції газу. Оскільки сорбційна ємність вугілля є функцією зовнішнього тиску та температури, то при піднятті вугільного комплексу внаслідок тектонічної інверсії тиск і температура зменшуються. Падіння літостатичного навантаження сприяє десорбції, тобто дегазації вугільного пласта. В той же час охолодження порід внаслідок їхнього підйому діє зворотним чином, сприяючи збільшенню сорбційної ємності вугільного пласта [55]. Але заповнення цієї додаткової ємності можливе лише при справедливості гіпотези наявності заповнення вторинним газом.

Максимальна глибина видобування метану з вугільних пластів в басейні Блек-Уорріор, будова якого вважається близькою до будови Донбасу, сягає 1200 м. Поверхня зони метанових газів розташована на глибинах 200–250 м. Газоносність вугілля на глибині до 1200 м становить від 15,0–18,7 м<sup>3</sup>/т сухої беззольної маси (с. б. м.).

Для випереджуючого видобутку метану з технологічно-економічної точки зору оптимальними вважаються вугільні пласти низько-середнього і середнього ступеня метаморфізму (в основному групи 2Г-4Ж) з глибиною залягання 500–1000 м у Червоноармійському, 350–950 м у Південно-Донбаському, 400–900 м у Донецько-Макиївському районах. На окремих ділянках при застосуванні комбінованої технології видобутку метану та дегазації вугільних пластів ефективний видобуток метану можна забезпечити на глибинах 1150–1200 м [61]. Мається на увазі вугілля більш високих ступенів метаморфізму з великим вмістом метану, але непроникне, що потребує спеціальних технологій вилучення ВВ. На вищезазначених ділянках вони залягають на глибинах понад 900 м. Через низьку проникність це вугілля не створює загрози загазованості вугільних шахт, але може становити інтерес для промислового видобування метану, що потребує окремого вивчення.

У піщано-глинистій товщі карбону виділено 330 більш-менш витриманих водоносних горизонтів, у тому числі 105 у вапняках і 225 у пісковиках. Кількість водоносних горизонтів в кожній світі змінюються від 11 (в світі С<sub>2</sub><sup>3</sup>) до 44 (С<sub>2</sub><sup>7</sup>). Природна газоносність порід верхніх горизонтів внаслідок їх обводненості незначна і до глибин 800–1000 м становить у більшості геолого-промислових районів від 0,15 до 1,5 м<sup>3</sup>/т порід. Із зменшенням обводненості порід газоносність їх збільшується, досягаючи на глибинах 1,5–2,0 км значень 2,5–3,0 м<sup>3</sup>/т

порід і більше, а в зонах розвитку тріщинно-порових колекторів – в 2,5–4,0 раза вище [10]. Інакше кажучи, обводнені розрізи малоперспективні для видобутку ВВ на малих глибинах, навіть на глибині 2 км природна газонасність порід по вільному газу не перевищує  $3 \text{ м}^3/\text{т}$  (за винятком зон тріщинно-порових колекторів).

На найцікавіших для видобутку десорбованого метану глибинах (до 1200 м) газонасність по вільному газу через обводненість невелика. Але й для десорбованого газу обводненість невеликих глибин є несприятливим фактором, оскільки створює проблему відкачки великої кількості води. Особливо визначальною ця проблема стає при невеликих товщинах вугільних пластів (до 1 м), коли апертура кліважу перевищує товщину пласта і вода з навколишніх водоносних горизонтів проникає в тріщини вугільного пласта.

Водоносність порід карбону закономірно зменшується з глибиною та затухає на глибинах 700–900 м. Винятком є зони тектонічних порушень, особливо скиди та флексури, де висока вододостатність прослідкована до глибин 1000–1300 м. Раптове збільшення припливів спостерігається в зоні відкритих порушень насувного типу.

Найпродуктивнішими вважаються середні і нижні пачки потужних алювіально-дельтових пісковиків, газонасність яких збільшується від центра до периферії Донецького басейну від 3 до  $7\text{--}13 \text{ м}^3/\text{м}^2$ , а також ділянки перешарування вугілля і пісковиків. Максимальна газонасиченість пісковиків прогнозується на глибинах 1150–1500 м у Центральному, 1250–1650 м у Донецько-Макіївському і 1700–2050 м у Червоноармійському вугленосних районах [55].

Як бачимо, і найпродуктивніші пісковики на названих площах залягають на глибинах від 1150 м і більше, тобто на глибинах, де розвинене більш метаноемнісне хоча й малопроникне вугілля. Тому можна зробити висновок, що за наявності сучасних технологій для вилучення метану з високометаморфізованих вугільних пластів найбільш оптимальними глибинами видобутку газу як з вугільних пластів, так і з пісковиків, на вищеназваних площах є глибини від 900 до 1150 м і більше. Цей висновок має уточнюватися для кожної ділянки, що вводиться в пошуковий процес. У цьому разі йдеться про загальний підхід до вибору оптимальних глибин видобутку метану.

Глибина, на якій початковий пластовий тиск порових колекторів починає перевищувати гідростатичний тиск також приблизно збігається з початковою глибиною залягання найбільш продуктивних пісковиків та високометаморфізованих метаноемнісних вугільних пластів із низькою проникністю. В Червоноармійському вуглепромисловому районі початкові пластові тиски газових об'єктів починають збігатися з гідростатичним тиском на глибинах від 1210 до 1420 м. На глибинах вище 1900 м початкові пластові тиски перевищують гідростатичні тиски на 15 % у газОВО-водних об'єктах і на 15–25 % у газових. У Донецько-Макіївському районі пластовий тиск газових об'єктів відповідає гідростатичному тиску на глибинах від 1180 до 1370 м [55]. Звичайно, це не може бути універсальною закономірністю. Наприклад, наявність різноамплітудної тектонічної інверсії може суттєво змінювати глибинне положення верхньої ме-

жі залягання високометаморфізованих метаноємнісних вугільних пластів з низькою проникністю від однієї площі до іншої, в тому числі переміщувати їх на невеликі (перші сотні метрів) глибини. Але й у цьому разі пластовий тиск буде перевищувати гідростатичний, тому ця діагностична ознака оптимальності початкової глибини зберігається.

Проникність визначається характеристиками кліважа, які, у свою чергу, обумовлені гідростатичним тиском, глибиною (апертура кліважа зменшується із збільшенням глибини), а також режимом тектонічних напруг – при розтягу проникність вугільного пласта збільшується і навпаки. Врахування режиму тектонічних напруг для Донбасу є важливим, оскільки однією з визначальних особливостей будови його осадової товщі є прояви інтенсивних насувних процесів. Зрозуміло, що тектонічні напруги впливають також на значення критичних тисків десорбції та, відповідно, оптимальні глибини видобутку метану.

Крім негативного впливу температури на метаноємнісність вугілля збільшення глибин супроводжується підвищенням тиску вищезалягаючої товщі та відповідним зниженням проникності вугілля внаслідок стиснення мікротріщин як основних каналів міграції метану. Тому в загальному випадку при пошуках комерційно привабливих скупчень метану оптимальними є такі глибини, на яких знаходяться досить високі марки вугілля для вмісту промислових запасів газу, але які ще не обмежують проникність цього вугілля.

Розподіл метаноємності за поширенням вугільного пласта має плямистий характер, що пов'язано з кількома причинами, зокрема, з умовами його формування та постседиментаційними змінами перед захороненням. Знаходячись у мілководних озерно-болотних і прибережно-морських умовах майбутній вугільний пласт піддається різноманітним екзогенним впливам. Одним з найвагоміших з них є його ерозія просторово мінливою ерозійно-врізовою системою руслових потоків, яка має особливо розгалужений вигляд у вирівняних геоморфологічних умовах болотно-озерно-прибережного рельєфу. Після захоронення та метаморфізму просторовий вигляд пласта нерідко нагадує мозаїку, коли вугільні ділянки пласта з сорбованим газом змінюються ділянками з високим вмістом теригенного матеріалу.

Після захоронення, але перед інверсією породи під впливом підвищення температури та тиску метаморфізуються. Важливим результатом цього є:

- здатність утвореного вугілля сорбувати метан;
- утворення первинного, так званого доскладчастого кліважу з відносно рівномірним поширенням тріщин у вугільних породах.

Метаморфізуються і вмісні пісковики, перетворюючись нерідко у малопроникні колектори зв'язаного газу, пісковики та глинисті породи міжвугільних товщ, які також стають потенційними колекторами зв'язаного (переважно в малопроникних пісковиках) та сорбованого (в глинистих породах) газу.

Процес сорбування вугіллям метану практично не залежить від наявності тріщин, а лише від досягнутих при зануренні пласта тиску та температури. Від цих же параметрів залежить і ступінь метаморфізму вугілля та його здатність сорбувати метан. Сорбційна здатність вугілля залежить в основному від сили

взаємного притягання молекул вуглецю та вуглеводню. До певних значень температур і тисків ця сила збільшується (до утворення напівантрацитів та антрацитів перших ступенів метаморфізму). При більш високих тисках і температурах сорбційна здатність вугілля різко зменшується (суперантрацити).

За сингенетичною гіпотезою походження вугільного метану він буде відносно рівномірно поширений на території простягання вугільного пласта. Після інверсії, якщо прийняти гіпотезу глибинного походження метану (міграція ВВ з розформованих покладів в більш глибоких горизонтах і з мантиї) має спостерігатися нерівномірний розподіл метаноемності за поширенням пласта (для однієї і тієї ж марки вугілля). Причина цього пов'язана з наявністю так званих газових колон; в місцях перетину газової колони з пластом вугілля метанонасиченість буде збільшеною.

Отже, ми розглянули дві причини просторової нерівномірності метанонасиченості вугільного пласта. Перша пов'язана з мозаїчним поширенням вугільної породи в пласті внаслідок його розмірежованості ерозійними руслами та протоками. Друга обумовлена нерівномірним заповненням пласта вторинним газом внаслідок нерівномірного, у загальному випадку, розподілу по території поширення вугільних порід газових колон.

Інверсія вугільного пласта породжує третю причину нерівномірності сорбційного заповнення вугілля метаном. За своєю природою інверсія є явищем регіонального характеру, оскільки до цього процесу залучається практично вся територія осадового басейну. Але мають місце і локальні відмінності. Зокрема, найбільшій інверсії зазнають центральні частини басейну (Головна антикліналь), менші амплітуди інверсій характерні для північної та південної зон дрібної складчастості, ще менші – для прибортових ділянок. Інверсія розпочалася у пізньопермський час, тобто є постседиментаційною по відношенню до вугільних пластів пізнього віку – раннього серпухова та середнього карбону, що є метаноперспективними в Донбасі. Результатом інверсії є наступні зміни в будові вугільного пласта.

Кількохкілометрова амплітуда інверсії піднімає вугільний пласт з глибин з великими значеннями геостатичного тиску на глибини, де цей тиск значно менший. Це сприяє подальшому розкриттю тріщин первинного доскладчастого кліважа рівномірно по всій території вугільного пласта, полегшуючи тим самим умови для подальшого покращення проникності засобами гідростимулювання та іншими. Важливо, що це регіональний характер посилення проникної здатності пласта, який створює передумови промислового освоєння пласта по всій території його поширення.

Регіональний характер інверсії є причиною переважання плікативних форм постседиментаційного рельєфу поверхонь напластувань над диз'юнктивними. Підтвердженням цього є здебільшого нерозривна будова структурних планів вугільних пластів навіть при значних величинах кутів їхнього нахилу. Про це свідчить і мала амплітуда антиклінальних структур на перспективних на вугільний метан територіях Донбасу.



Наявність локальних, хоча й малоамплітудних структурних форм, породжує третю причину нерівноцінності промислової значимості різних ділянок поширення вугільного пласта. Якщо дві перші причини пов'язані з нерівномірністю заповнення метаном пласта вугілля по його поширенню, то третя – з можливістю вилучення (десорбції) метану з вугільного пласта. Додаткові амплітуди перегинів у зоні флексур і окремих частин антикліналей створюють, відповідно, додаткові умови як для розкриття тріщин, так, в окремих місцях цих дислокацій, їхнього закриття (часткового чи повного).

Перші дві причини нерівноцінності промислової значимості вугільного пласта пов'язані з особливостями його літології та характером заповнення вторинним газом і характеризуються переважно незакономірним розміщенням більш продуктивних ділянок по території поширення пласта. Третя причина має закономірніший і легше прогнозований характер, оскільки як антиклінальні, так і флексурні форми легше виявляються сейсмозвідкою, характеризуючись часто лінійно закономірним характером поширення. Прийнято, що конседиментаційні розломи є здебільшого екрануючими (що важливо для вільного газу), тоді як постседиментаційні не є такими. Нерідко останні є шляхами підтоку небажаної для процесу вилучення сорбованого метану води. Процес інверсії здебільшого реалізується шляхом використання конседиментаційних розломів, так що останні стають постседиментаційними, а значить наскрізними по відношенню докам'яновугільних пластів.

Можна вважати, що в Донбасі переважна кількість зон диз'юнктивних дислокацій є постседиментаційною, а значить і наскрізною. З огляду проблеми, яка розглядається, вилучення сорбованого метану з вугільного пласта, наявність наскрізного поширення диз'юнктива є несприятливим фактором. Відсутність надійних гідроекрануючих товщ над вугільним пластом породжує проблему підтоку води з вище та нижче розміщених пластів у зону штучних знижених тисків у вугільному пласті, необхідних для десорбції метану.

Відсутність надійних гідроекрануючих товщ пов'язана з тим, що глинисті породи на первинних великих глибинах залягання були піддані таким само значним метаморфічним перетворенням, як і вугільні. Тому в процесі інверсії вони розтріскувалися, розуцільнювалися через зменшення геостатичного тиску й втрачали тим самим гідроекрануючі властивості. На користь цього висновку служить факт відсутності покладів води у вугільному Донбасі вже на середніх глибинах (1,0–1,5 км). Поклади води і вільного газу на більших глибинах відсутні через зруйнованість глинистих екрануючих товщ і відсутність солевих порід, екрануючі властивості яких не залежать від подібних до описаних змін у заляганні.

Ймовірність гідророзкритості вугільного пласта в зонах конседиментаційних розломів ставить під сумнів їхню перспективність для видобутку сорбованого метану. Цей висновок не стосується вільного газу в тріщинах вугільного пласта розломної зони, що важливо для дегазації вугільної породи перед процесом її видобутку шахтним методом. Але при наземному свердловинному методі видобутку вільний газ тріщинно-розломних зон має досить обмежене промис-

лове значення через незначні величини його запасів. У багатьох випадках він буде вилучений разом з водою при пониженні пластового тиску в процесі вилучення сорбованого газу. Вільний газ тріщинних зон має розглядатися як супутній по відношенню до сорбованого і враховуватися при організації процесу видобутку останнього.

Вимальовується така пошукова модель будови вугільної товщі. Пошуковим об'єктом виступає вугільна товща порід потужністю 150–200 м, яка вміщує вугільні пласти з питомою метаноємністю кожного не менше  $10 \text{ м}^3/\text{т с. б. м.}$ , товщиною кожного пласта не менше 0,65 м і сумарною їхньою потужністю не менше 7 м. Крім того, у вміській товщі додатково є вугільні пласти з потужністю не менше 0,3 м, які мають кондиційні промислові характеристики і можуть бути об'єктами супутнього вилучення метану, а також малопроникні пісковики та сланці, які мають вивчатися як потенційні об'єкти для видобутку метану.

Така модель будови може бути охарактеризована як модель з випадково розподіленими на опозукованій території промислово значущими для видобутку метану ділянками, що породжує проблему оптимізації розміщення видобувних свердловин на площі. Тому для прийняття рішення на постановку кожної свердловини передбачається випадковий (стохастичний) розподіл промислових характеристик товщі на досліджуваній території.

Не слід виключати й поширення зон підвищеної щільності запасів метану в нетрадиційних колекторах: тектонічних розломах, прирозломних антикліналях, ділянках зміни палеогеографічних структур. За сприятливих інших умов такі зони повинні стати першочерговими об'єктами для проведення газовидобувних робіт.

### 3. РЕСУРСИ МЕТАНУ В ДОНБАСІ

За різними оцінками загальні прогностичні ресурси метану в породах і вугільних пластах вугленосних відкладів Донбасу на глибинах 500–1800 м становлять до 22 трлн м<sup>3</sup>, а промислові – до 11,9 трлн м<sup>3</sup>, із яких 3,3 трлн м<sup>3</sup> придатні до вилучення. Цей газ зосереджений у трьох типах природних газових резервуарів. Перший – традиційний, пов'язаний переважно з теригенними породами з кондіційними колекторами та прийнятною для вилучення з них газу проникністю. Другий тип – ущільнені малопроникні чи непроникні пісковики, які характеризуються достатньою для вмісту промислових запасів метану пористістю. Третій – вугільні пласти та сланці з сорбованим газом, які можуть не мати ні пористості, ні проникності, але характеризуються первинною чи постседиментаційною тріщинуватістю, яка не забезпечує необхідної для вилучення метану проникності, не є промисловим колектором, але створює сприятливі передумови для вилучення метану з вугільного пласта в результаті гідророзриву. Гідророзриву для забезпечення проникності потребує і другий тип резервуару.

Перший тип резервуару вміщує вільний газ, тому потребує наявності пасток. Підготовка цього типу резервуару до буріння зводиться до виявлення та картування пасток ВВ. На даний час переважно на периферії Донбасу розвідано понад 30 родовищ вільного метану із загальними запасами вільного газу 180 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі виявленими – 60 млрд м<sup>3</sup> [16]. Вважається, що із загальної суми промислових ресурсів в 11,9 трлн м<sup>3</sup> в Донбасі на вільний газ припадає 5–15 %, або ж приблизно 0,98 трлн м<sup>3</sup>. По відношенню до обсягів газу, зосередженого в резервуарах двох інших типів, це найменша величина.

Пояснення цьому – багатокілометрова тектонічна інверсія Донбасу, що розпочалася в пізньопермський і посилилася в юрський час. Постседиментаційна інверсія зруйнувала конседиментаційно утворені пастки ВВ у кам'яновугільній товщі Донбасу. Газ розсіявся, частина його зосередилась у вигляді численних, але дрібних і дуже дрібних (менше 3 млрд м<sup>3</sup>) покладів ВВ. Про те, що в кам'яновугільних відкладах Донбасу відсутні крупні (більше 30 млрд м<sup>3</sup>) і навіть середні (більше 10 млрд м<sup>3</sup>) за запасами родовища вільного газу, свідчить відсутність пластових вод на глибинах нижче глибин залягання робочих вугільних пластів. Так, за результатами буріння параметричної свердловини Очеретянська К-900 на глибинах 1000–1200 м відбувається поступова зміна водоносних горизонтів на маловодні, газоводоносні, а потім на газоносні без пластових вод. Тобто, в результаті тектонічної інверсії були розформовані поклади як пластової води, так і більш мобільного вільного газу.

З 11,9 трлн м<sup>3</sup> промислових ресурсів метану в Донбасі найбільша частка припадає на резервуари другого типу – малопроникні пісковики та сланці – 8,838 трлн м<sup>3</sup>. Але метаноемність цих резервуарів невисока. За розрахунками для шахти «Комсомолець Донбасу» газоносність пісковиків становить приблизно 0,8 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> пісковіку. В результаті з вугільного відводу названої шахти плану-

ється отримати з пісковиків лише 39 % від загального видобутку метану, а 61 % – з вугільних пластів. Якщо поширити ці дані на весь Донбас і врахувати, що у сорбованому стані у вугільних пластах потужністю понад 0,3 м міститься 1,46 трлн м<sup>3</sup> метану, то обсяги метану в малопроникних пісковиках, рівноцінних за видобувними характеристиками, складуть 0,93 трлн м<sup>3</sup>, тобто приблизно стільки ж, скільки міститься у вигляді вільного газу в традиційних пастках.

Третій тип резервуару, власне вугільні пласти, за видобувними властивостями вміщують найбільше промислових ресурсів метану – 1,39 трлн м<sup>3</sup>. Отже, ресурси, що можуть вилучатися свердловинною дегазацією, мають такий вигляд:

- у вугільних пластах – 1,39 трлн м<sup>3</sup>
- у малопроникних пісковиках – 0,93 трлн м<sup>3</sup>
- у традиційних колекторах (вільний газ) – 0,98 трлн м<sup>3</sup>
- всього – 3,3 трлн м<sup>3</sup>

Отримана оцінка близька до наведеної в роботі [61], в якій промислові ресурси метану оцінені у 11,6 трлн м<sup>3</sup>, а ресурси, що потенційно можуть вилучатися свердловинною дегазацією – в 3,0–3,7 трлн м<sup>3</sup> (коефіцієнт вилучення 0,3). Це у 3–4 рази більше підтверджених запасів природного газу в Україні (1,118 трлн м<sup>3</sup>), що свідчить на користь перспективності постановки пошукових робіт на метан вугільних товщ Донбасу.

Проблема ресурсної вуглеводневої бази для осадової товщі Донбасу більш-менш задовільно вивчена лише для вугільних резервуарів. Залишається багато нев'язаних питань: термінологічних, підрахунку запасів за їхньою категорійністю, інвентаризації малопроникних але перспективних пластів, пісковиків і сланцевих товщ на всій території Донбасу.

Важливою проблемою є нерозробленість методик підрахунку ресурсів і запасів метану у зв'язку з відсутністю нормативної бази. Це є перепоною для розвитку метановидобувної галузі, оскільки відсутність інформації про надійно обґрунтовані запаси метану не сприяє залученню інвестицій [52]. Визначення ресурсного потенціалу метану вугільних родовищ має ґрунтуватись на підрахунку і геолого-економічній оцінці його видобувних запасів відповідно до умов їхньої локалізації і способу розробки.

Метан вугільних товщ можна розділити на чотири типи, що відрізняються за умовами утворення та способами розробки і використання:

- метан шахтний видобувний – каптується паралельно з веденням очисних робіт вакуум-насосними станціями системи дегазації через спеціально пробурені свердловини;
- метан свердловинний видобувний – видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні в процесі випереджаючої і супроводжуючої видобуток вугілля дегазації;
- метан техногенних покладів у розвантажених зонах вуглепородних масивів діючих та закритих шахт – видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні в процесі постексплуатаційної дегазації;
- метан природних покладів у непорушених вуглепородних товщах – видобувається за технологіями нафтогазового видобутку.

Зазначені промислові типи метану вугільних родовищ потрібно окремо обліковувати у державному балансі. Станом на 07.11.2008 р. наказом Державної



Комісії по запасах (ДКЗ) № 523 затверджено і зареєстровано у Міністерстві юстиції України:

- Інструкцію із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ в зонах супутньої, технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів.
- Методичні вказівки з підрахунку запасів шахтного метану вуглегазових родовищ в зонах супутньої, технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів.

Отже, підготовлена нормативно-методична база тільки для підрахунку і обліку видобувних запасів шахтного метану. Планується, що в ДКЗ будуть підготовлені:

- Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до оцінки ресурсів та підрахунку запасів свердловинного метану вуглегазових родовищ в зонах випереджаючої дегазації бурінням з денної поверхні;
- Методичні вказівки з підрахунку запасів і оцінки ресурсів техногенних покладів метану в розвантажених вуглепородних масивах;
- Методичні вказівки з підрахунку запасів і оцінки ресурсів покладів вільного метану у непорушених вуглепородних масивах.

Тому наразі уявлення про методики підрахунку та запаси метану у вугільних товщах можна скласти лише шляхом експертних оцінок.

Поширені уявлення про те, що кожен з п'яти типів резервуарів є досить незалежним як за механізмами формування, так і за розміщенням по території басейну і по розрізу. Однак пошуки цих типів резервуарів може відбуватися в рамках єдиного технологічного процесу, включаючи проведення наземних геофізичних досліджень та наступного буріння. Реалізацію подібного підходу до організації пошуково-розвідувального процесу можна бачити на прикладі бізнес-плану проекту видобутку метану з вугільної товщі шахти «Комсомолец Донбасу» [34]. На площі відводу шахти розміром 62 тис. м<sup>2</sup> проектується одночасний видобуток як метану з вугільних пластів, так і розсіяного метану в пісковиках з використанням гідророзриву. Близько 40 % метану очікується отримати саме з цього пісковика. Тож, будуть освоюватися та розроблятися два типи резервуарів:

- резервуар сорбованого газу в непористих та малопроникних вугільних пластах;
- резервуар зв'язаного газу в пористо-тріщинних малопроникних пісковиках.

На схемах кореляції карбону Донбасу можна простежити поширення вугільних пластів і літологічний склад вмісних порід на різних стратиграфічних рівнях (рис. 1.19, 1.20).

Отже, організація пошуково-розвідувального та експлуатаційного процесу із залученням нетрадиційних природних резервуарів не повинна орієнтуватися лише на один тип резервуару. В процес вивчення мають залучатися всі можливі типи резервуарів ВВ, які досягаються сучасним бурінням. Технології буріння мають адаптуватися до складніших умов для розкриття та вилучення ВВ з різнотипних пластів-колекторів.

Під нетрадиційними колекторами маються на увазі вугільні пласти з сорбованим газом і пісковики зі зв'язаним газом. Вважається, що проведення газо-

видобувних робіт доцільне, якщо собівартість видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу менша за ринкову вартість.

Для укрупненої техніко-економічної оцінки видобутку метану з умовно еталонного вугільного родовища доцільно використовувати такі показники, які ґрунтуються на досвіді буріння свердловин глибиною 850–1970 м ДК «Укргазвидобування», проведення гідравлічного розриву пластів ПАТ «Укрнафта» та інших компаній, які працюють в Україні:

- середньодобовий дебіт метану – 6,5 тис. м<sup>3</sup>;
- запаси метану на 1 свердловину – 93,8 млн м<sup>3</sup> у вугільних пластах і 66,2 млн м<sup>3</sup> у пісковиках;
- термін експлуатації свердловини – 10 р.

Західно-Донбаський район

Московський		Ярус	Світа	Прогнозована продуктивність родовища	Потужність, м
Ісаєвська			М-1		600
Горлівська			М-2 М-3		830
Алмазна			М-4 М-5		380
Каменська			М-6 М-7		520
Білокалтівська			Б-1 Б-2		440
Смоляннівська			Б-3 Б-4 Б-5		450
Моспінська			Б-6 Б-7 Б-8 Б-9		380
Мандрікіньська			Б-10 Б-11 Б-12 Б-13 Б-14		530
Амвросієвська			Б-15 Б-16		250
Бешівська			С-2 С-3 С-4 С-5 С-6 С-7 С-8		510
Самарська			С-9 С-16 С-19		880
Грабовська			В-10 В-13 В-14 В-15 В-16		510

Південно-Донбаський район

Башкирський		Ярус	Світа	Прогнозована продуктивність родовища	Потужність, м
Амвросієвська			Б-11 Б-12 Б-13 Б-14		225-500
Бешівська			С-2 С-3 С-4 С-5 С-6 С-7 С-8		315-900
Самарська			С-9 С-16 С-19		480-800
Грабовська			В-10 В-13 В-14 В-15 В-16		400-520
Амвросієвська			Б-17 Б-18 Б-19 Б-20		150-500

Красноармійський район

Московський		Ярус	Світа	Прогнозована продуктивність родовища	Потужність, м
Ісаєвська			К-6		600
Горлівська			М-1 М-2 М-3		420-450
Алмазна			М-4 М-5		250
Каменська			М-6 М-7		280-320
Білокалтівська			Б-1 Б-2		200
Смоляннівська			Б-3 Б-4 Б-5 Б-6		400-420
Моспінська			Б-7 Б-8 Б-9		360-400
Мандрікіньська			Б-10 Б-11 Б-12 Б-13 Б-14		100-200
Амвросієвська			Б-15 Б-16 Б-17 Б-18 Б-19 Б-20		340-360
Бешівська			С-2 С-3 С-4 С-5 С-6 С-7 С-8		720
Самарська			С-9 С-16 С-19		750

Гжельський		Ярус	Світа	Прогнозована продуктивність родовища	Потужність, м
Араукаритова			Г-7 Г-8 Г-9 Г-10 Г-11 Г-12		700-900
Авилівська			К-1 К-2 К-3 К-4 К-5		950-1150
Ісаєвська			М-1		500-1000
Горлівська			М-2 М-3		235-640
Алмазна			М-4 М-5		180-355
Каменська			М-6 М-7		240-525
Білокалтівська			Б-1 Б-2		195-320
Смоляннівська			Б-3 Б-4 Б-5 Б-6		285-610
Моспінська			Б-7 Б-8 Б-9		270-550
Мандрікіньська			Б-10		210-360
Амвросієвська			Б-11 Б-12 Б-13 Б-14		525

Рис. 1.19. Схема кореляції кам'яновугільних відкладів геолого-промислових районів західної та центральної частини Донбасу (за даними Лизанець А.В. та ін., УкрНДІГазу, 2006 р.)

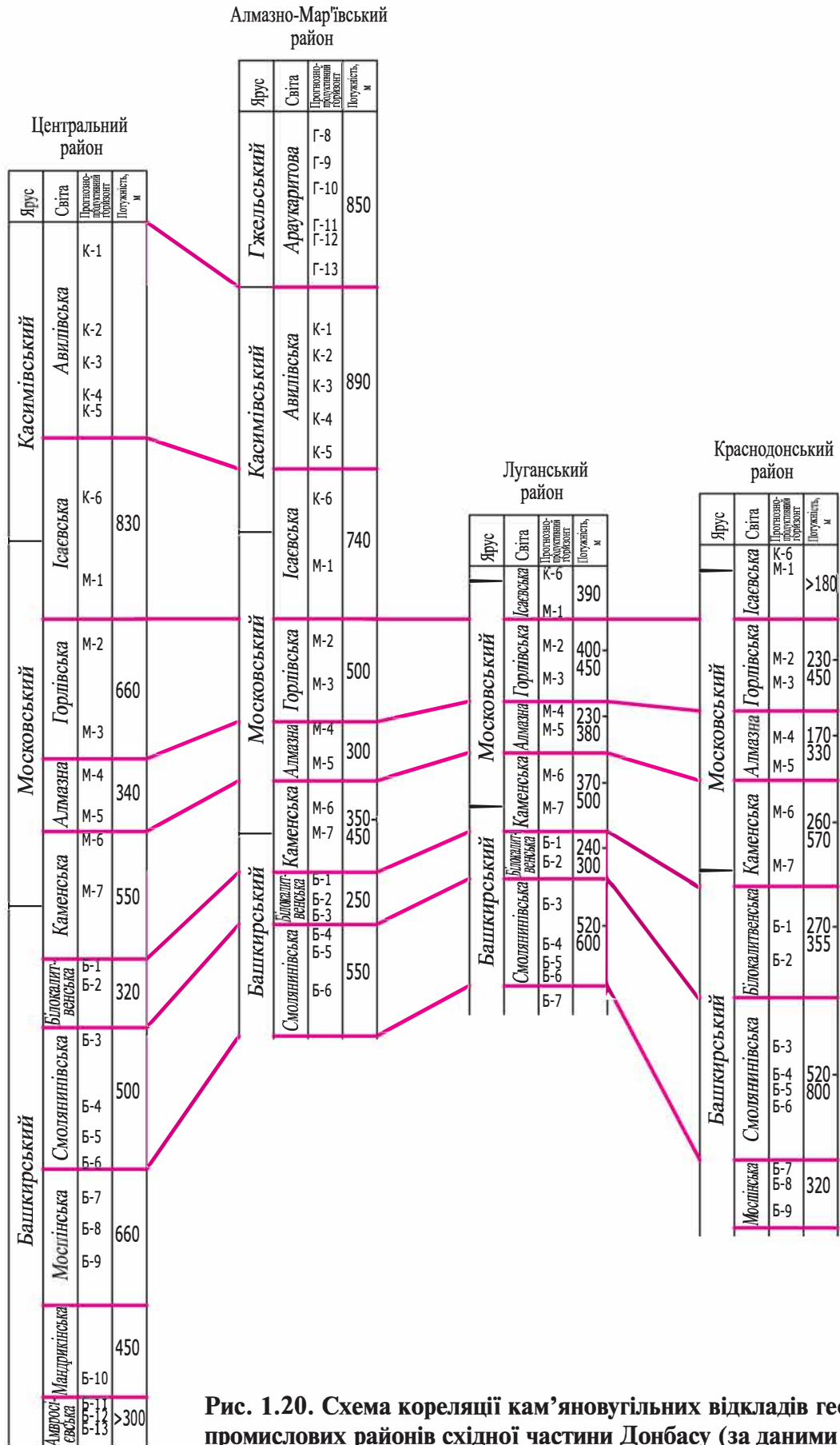


Рис. 1.20. Схема кореляції кам'яновугільних відкладів геолого-промислових районів східної частини Донбасу (за даними Лізачень А.В. та ін., УкрНДІГазу, 2006 р.)



## 4. ПІВДЕННО-СХІДНА ЧАСТИНА ДДЗ (ПЕТРИКІВСЬКО-НОВОМОСКОВСЬКА ПЛОЩА)

### 4.1. Геологічна будова

Петриківсько-Новомосковська площа розміщена на території Магдаленівського, Царичанського, Новомосковського, Дніпропетровського і Петриківського районів Дніпропетровської області, в зоні зчленування Західного Донбасу і ДДЗ [12, 32, 48, 58]. Загальна площа ділянки становить 720 км<sup>2</sup> (рис. 1.21).

У геоструктурному відношенні площа розташована у прибортовій частині південно-східного крила ДДЗ, яка примикає до північно-східного схилу УЩ. Характерний розвиток розривних порушень північно-західного простягання, які обумовили складну ступінчасто-блокову структуру як фундаменту, так і перекривних осадових порід палеозою (рис. 1.22). Основними скидами I порядку на території робіт є Михайлівський і Карабинівський. До другої групи порушень належать Царичанський та Голубівський розломи (рис. 1.23). Територія району поділяється цими порушеннями на чотири тектонічні блоки: Михайлівський, Царичансько-Петриківський, Голубівський, Новомосковський.

Михайлівський блок горстового типу займає найвищий гіпсометричний рівень на фоні монокліналі південно-західного борту ДДЗ. Кристалічний фундамент залягає тут на глибинах 468 м (св. № 618), 904 м (св. 10156) та 1456 м (св. 3-Р) [106].

Царичансько-Петриківський блок обмежений Царичанським скидом на заході, Голубівським – на сході та Карабинівським – на півночі. В межах блоку виявлені порушення 3-го і 4-го порядків – Могилівське, Прядівське, Чаплинське, які поділяють територію на дрібніші блоки, що поступово занурюються один відносно одного у північно-східному напрямі.

Голубівський блок обмежений Карабинівським та Голубівським скидами, представляє найбільш занурену частину території і за поверхнею фундаменту відповідає Магдаленівській западині. За площею він відносно невеликий, має в плані дугоподібно витягнуту форму з південного-сходу на північний захід.

Ворсклинський скид розташований на заході Петриківського вугленосного району і є його західною межею. Це крупне тектонічне порушення у кристалічному фундаменті субмеридіонального простягання. Вертикальна амплітуда зміщення становить 250 м.

Михайлівський скид є північною межею Петриківського та Новомосковського вугленосних районів. Це крупне регіональне тектонічне порушення субширотного простягання. Наявність та положення скиду встановлено за гіпсометрією вугільних шарів. Амплітуда скиду – 80 м. Площина скиду падає під кутом 80° на північний схід.

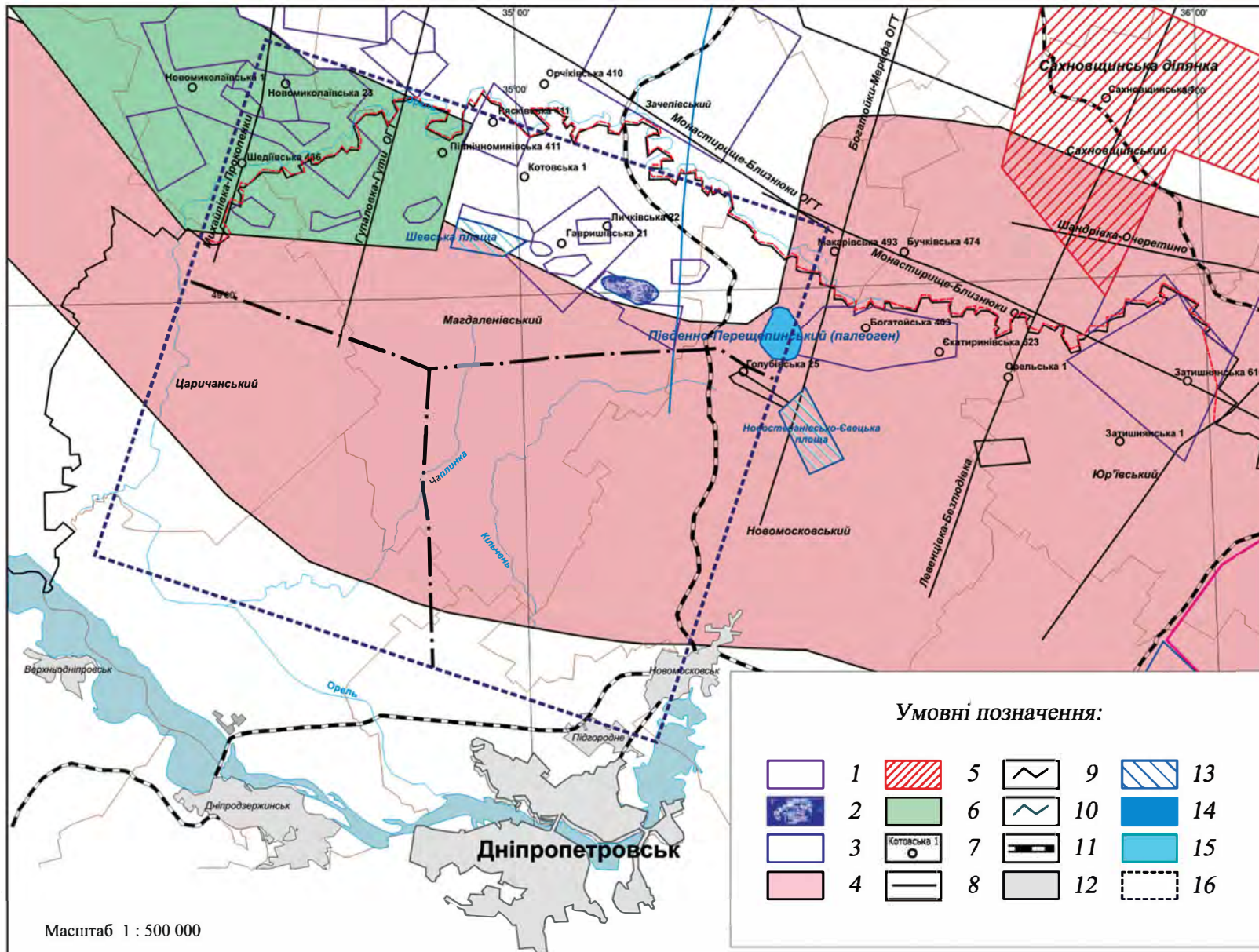


Рис. 1.21. Оглядова карта Петриківсько-Новомосковської площі [98]:

1-2 – контури спеціальних дозволів на нафту, газ та конденсат (1), на підземні газосховища (2); 3 – вид користування надрами – видобування; 4 – довгополуменеве та газове вугілля; 5-6 – ділянки, де очікується отримання спеціальних дозволів на нафту та газ (5), на сланцевий газ (6); 7 – свердловини; 8 – регіональні профілі ОГТ; 9 – границі районів; 10 – границі областей; 11 – залізниці; 12 – населені пункти; 13 – площа підприємства «Шахта імені О.Ф.Засядька»; 14 – соляні штоки; 15 – водоймища; 16 – контур Петриківсько-Новомосковської перспективної ділянки



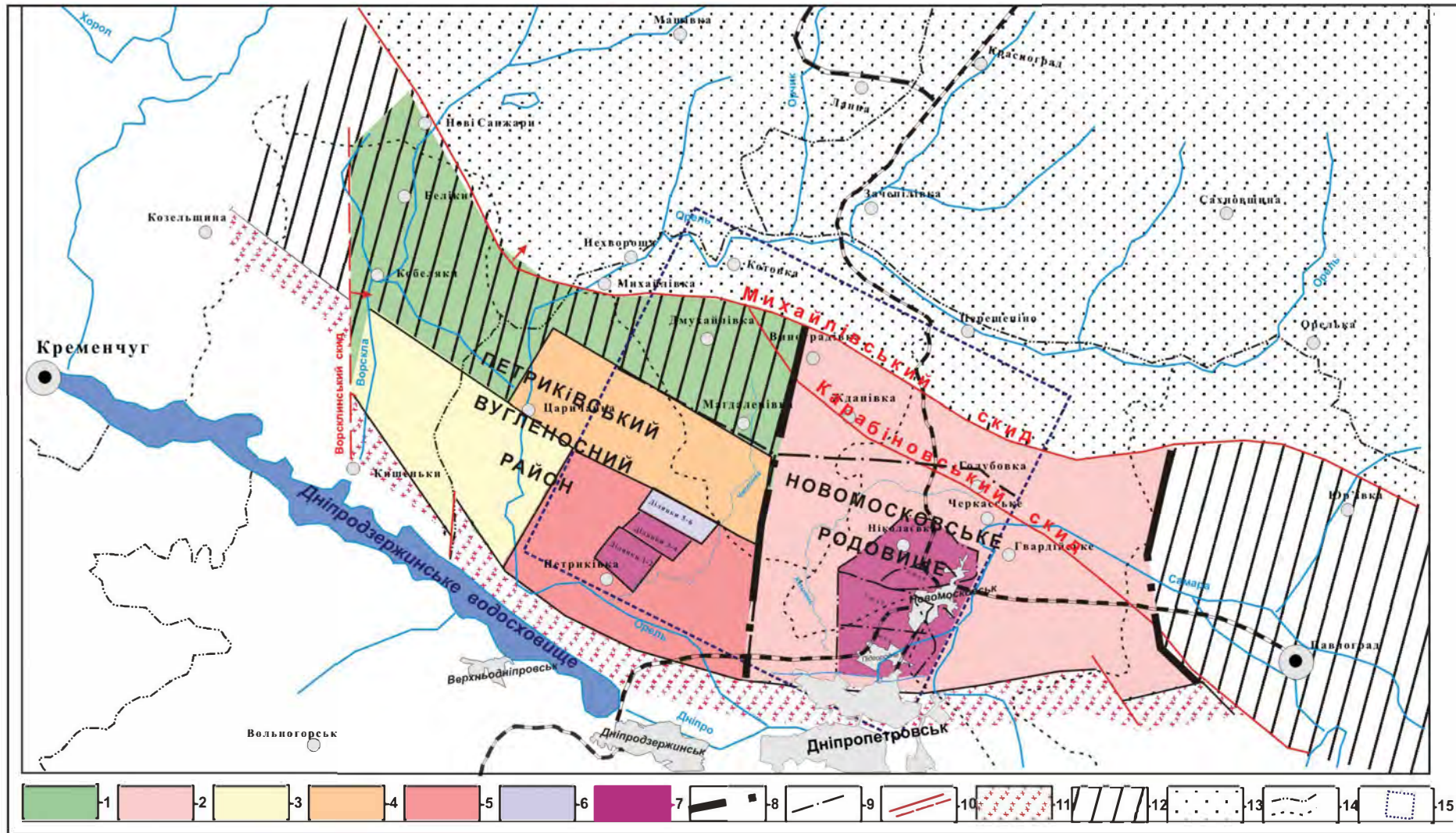
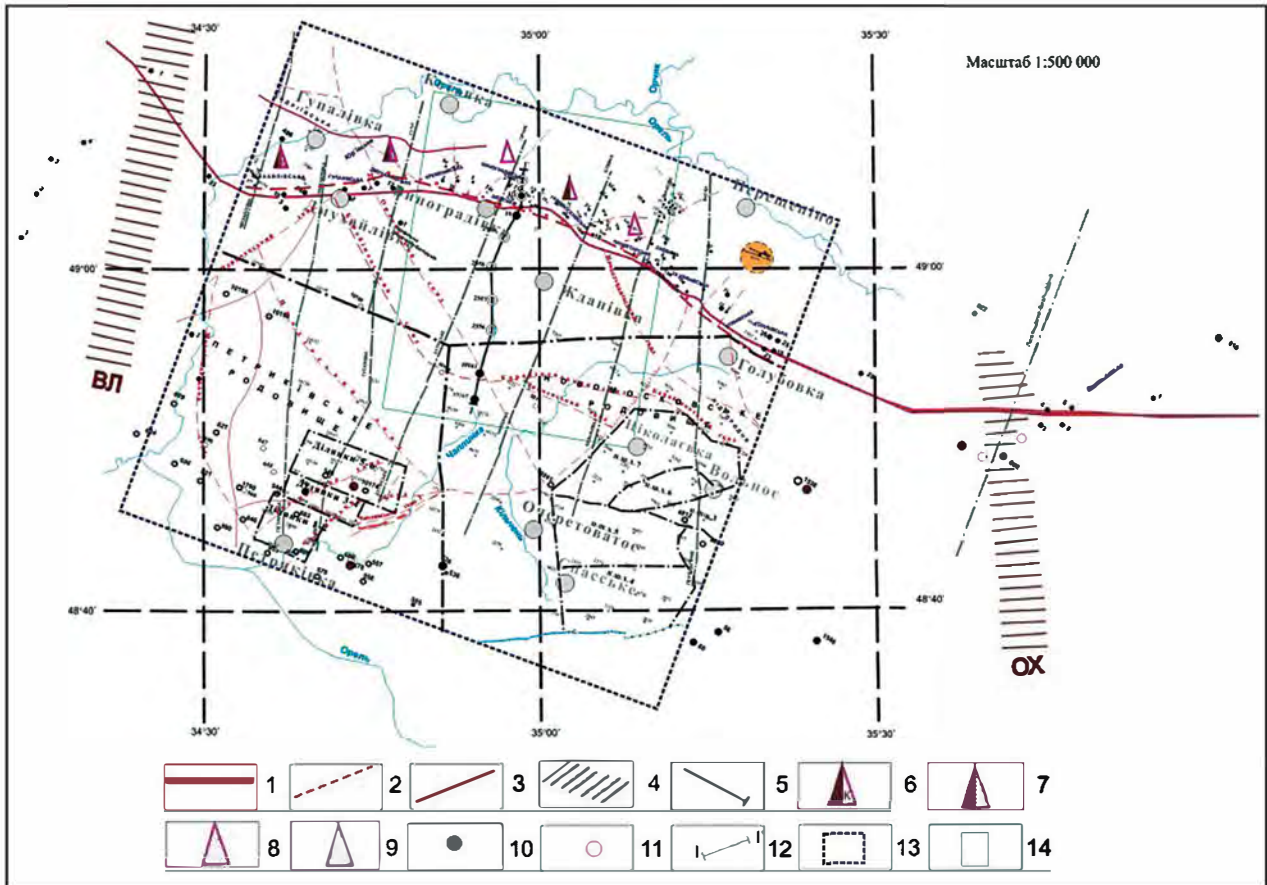


Рис. 1.22. Схема геолого-промислового районування та геологічної вивченості Петриківського та Новомосковського вугленосних районів [98]:

1 – Петриківський вугленосний район; 2 – Новомосковський вугленосний район; 3 – район робіт Царичанської ГРП 1950-1952 рр.; 4 – площа пошукових робіт ДК ГРЕ 1966-1968 рр.; 5 – район робіт Петриківської ГРП 1952-1956 рр.; 6 – ділянка попередньої розвідки; 7 – ділянки детальної розвідки та шахтних полів; 8 – границі гірничопромислових районів; 9 – границі родовищ та пошукових площ; 10 – тектонічні порушення; 11 – УЩ; 12 – південний борт ДДЗ; 13 – південна прибортова зона ДДЗ; 14 – границі областей і районів; 15 – контур Петриківсько-Новомосковської ділянки



**Рис. 1.23. Схема тектонічного районування та геолого-геофізичної вивченості Петриківсько-Новомосковської площі [98]:**

1 – крайові розломи; 2 – розломи осадового чохла; 3 – розломи фундаменту; 4 – глибинні розломи (ВЛ – Верхівцевсько-Львовський, ОХ – Орехово-Харківський); 5 – регіональні профілі МЗГТ; 6-9 – родовища: нафтогазоконденсатні (6), нафтогазові (7), газоконденсатні (8), газові (9); 10 – нафтопрояви; 11 – газопрояви; 12 – лінія геологічного розрізу; 13 – Петриківсько-Новомосковська площа; 14 – Новоселівська площа

Карабинівський скид північно-західного простягання є одним з крупних розломів Західного Донбасу. Амплітуда вертикального зміщення становить 120–226 м для нижнього карбону і 100–120 м для середнього карбону [73]. В північно-західному напрямку скид розділяється на дві гилки. Одна з них приурочена лише до відкладів нижнього карбону, друга прориває всю товщу карбонівих відкладів з загальною амплітудою 100 м.

Царичанський скид простягається з південного заходу на північний схід і має вертикальну амплітуду зміщення від 20 до 110 м мірою приєднання до нього згідних, ступінчасто розташованих скидів. Падіння площини скиду південно-східне під кутом 80°.

Голубівський скид проходить в північно-східній частині району, простягаючись з південного сходу на північний захід. Як і більшість тектонічних порушень, які почали формуватися у ранньопалеозойську епоху, Голубівський скид носить успадкований характер розвитку і перетинає всі відклади палеозою і мезозою. Наявність скиду визначена за гіпсометрією вугільних пластів і вапняку  $C_1$ . Амплітуда вертикального зміщення у нижньому карбоні становить



35 м, а після злиття зі Знаменовським скидом – 60 м. Площина скиду має північно-східне падіння під кутом  $80^\circ$ .

Плікративні дислокації в кам'яновугільних відкладах мають обмежений розвиток. Вони представлені переважно пологими підняттями і прогинами та дуже пологими флексуроподібними перегинами, які проявляються на фоні загального моноклінального залягання порід. Кути падіння шарів на таких структурах становлять не більше  $5-7^\circ$ . Плікративні дислокації пов'язані з розривними порушеннями, трохи піднятими або опущеними блоками фундаменту. Особливе місце посідають локальні перегини шарів, обумовлені умовами осадонакопичення, тобто різкою зміною потужності окремих шарів у розрізі.

Геологічний розріз району представлений трьома структурними поверхнями, розділених кутовими та стратиграфічними незгідностями. Нижній представлений докембрійськими кристалічними породами. Поверхня фундаменту має блокову будову з тенденцією ступінчастого занурення у північно-східному напрямі. Загальне занурення на всьому схилі полого моноклінальне з нахилом  $27-40$  м на 1 км або кутом  $2-3^\circ$  у бік осі ДДЗ. Другий структурний поверх представлений відкладами кам'яновугільної і пермської систем, третій – мезокайнозойськими утвореннями. Кути падіння порід невеликі ( $1,0-1,5^\circ$ ).

Найдавнішими утвореннями осадового чохла в межах південного борту є турнейські та нижньовізейські відклади, які розвинені переважно на ділянках, прилягаючих до крайового розлому. Вони розкриті деякими свердловинами Левенцівської, Михайлівської, Західно-Михайлівської, Ульяновської площ. На більшій частині району на фундаменті залягають відклади верхнього візе. Крім них із кам'яновугільних утворень практично повсюди розвинені відклади нижнього серпухова і нижньої частини башкирського ярусу.

Максимальна потужність осадового комплексу (до 3200 м) спостерігається в Магдаленівській западині. В основі її центральної частини залягають турнейсько-візейські відклади (150 м). Потужність верхнього візе перевищує 850 м, зменшуючись в східному та західному напрямках до 380 м (св. Царичансько-Богодухівська-1). Повністю виклинюються на бортах западини верхньосерпуховські та верхньокам'яновугільні відклади, загальна потужність яких в центральній частині западини сягає 400 м. Мезозой в центральній частині западини представлений тріасовими, юрськими та крейдовими відкладами.

#### 4.2. Газоперспективність вугільної товщі

*Метаморфізм вугілля і вмісних порід.* Ступінь метаморфізму вугілля визначалася на основі вимірювання відбивної здатності вітриніту ( $R_0$  в імерсійній олії). У Західному Донбасі встановлена закономірна зміна ступеня метаморфізму як по літералі, так і в розрізі. Ступінь метаморфізму вугілля збільшується із заходу на схід, до центральної частини басейну, разом зі збільшенням потужності вугленосної товщі (табл. 1.13, рис. 1.24).

Табл. 1.13. Зміни ступеня метаморфізму вугілля за пластами та родовищами

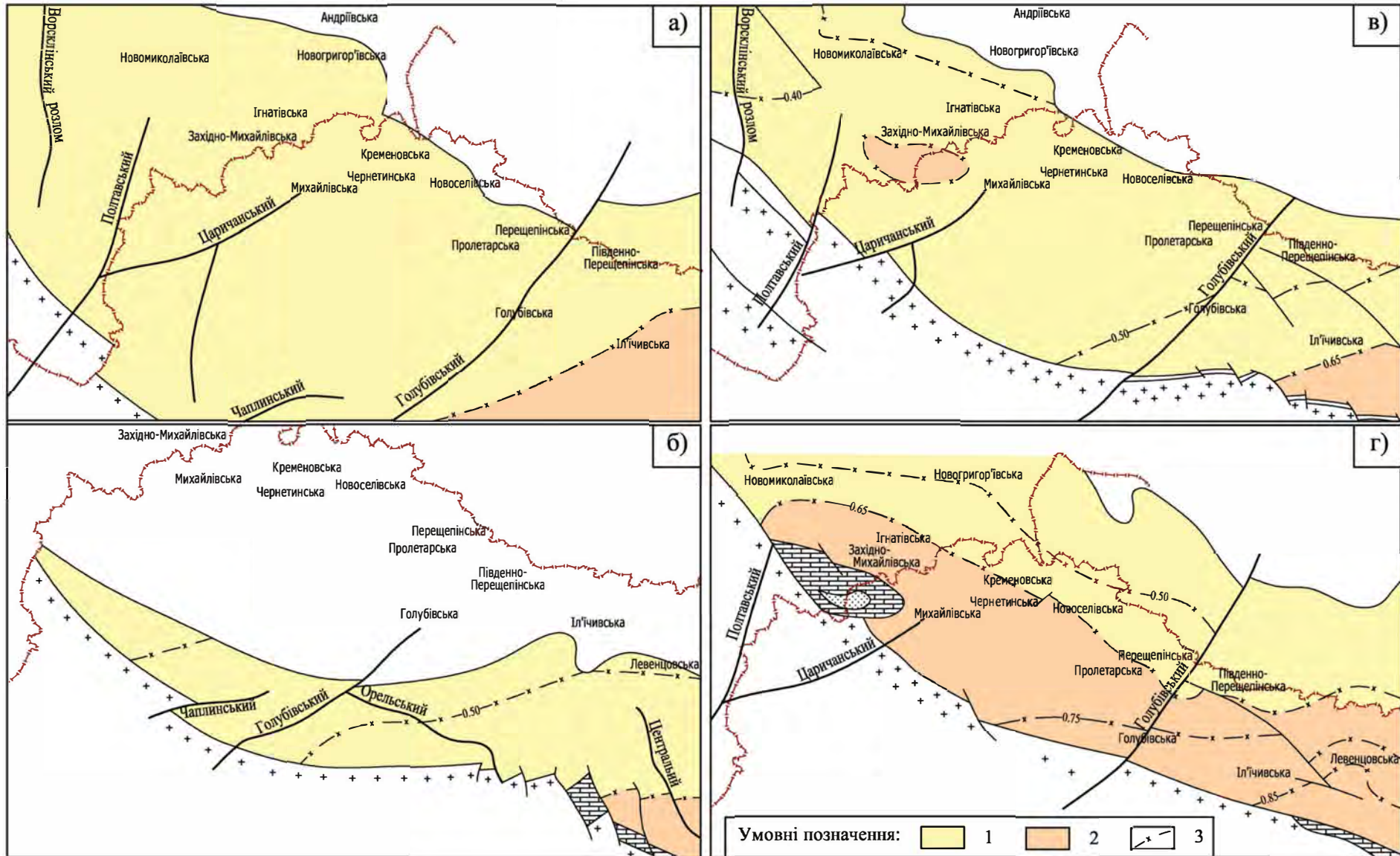
Пласти	Родовище					
	Новомосковське		Лозівське			
			захід		схід	
	R <sub>o</sub> , %	стадія	R <sub>o</sub> , %	стадія	R <sub>o</sub> , %	стадія
$f_1, f_1^3$	0,46	O <sub>3</sub>	0,54	I	0,55	I
Потужність світи C <sub>1</sub> <sup>3</sup> , м	200–300		400–480		450–600	
C <sub>1</sub>	0,52–0,55	I	0,65	I–II	0,75	II

*Нижній карбон.* Відбивна здатність вугілля нижнього карбону на Новомосковському родовищі становить 6,9–7,4 % у повітряному середовищі та 0,49–0,78% в олії, змінюючись як за розрізом, так і за площею. Зміни у розрізі незначні (0,01–0,02 % в олії), що пов'язано з невеликою потужністю продуктивної товщі родовища та низькою (довгополуменевою) стадією метаморфізму. Вміст вуглецю, товщина пластичного шару та теплота згоряння змінюються зонально і збільшуються у тому ж північно-східному напрямі, що і ступінь метаморфізму. Відбивна здатність вітриніту закономірно збільшується від вищезалігаючого пласта C<sub>10</sub> до пласта C<sub>1</sub> (табл. 1.14). На Петриківському родовищі відбивна здатність вітриніту становить 0,44–0,49 %, що відповідає стадії метаморфізму O<sub>3</sub>.

Табл. 1.14. Зміна ступеня метаморфізму вугілля нижнього карбону Західного Донбасу

Світи	Родовище					
	Павлоградсько-Петропавлівське				Новомосковське	
	захід		схід		R <sub>o</sub> , %	стадія
	R <sub>o</sub> , %	стадія	R <sub>o</sub> , %	стадія		
C <sub>2</sub> <sup>7</sup>	0,50	I	0,50	I		
C <sub>2</sub> <sup>6</sup>	0,50	I	0,51	I		
C <sub>2</sub> <sup>5</sup>	0,49	O <sub>3</sub>	0,52	I	0,43	O <sub>3</sub>
C <sub>2</sub> <sup>4</sup>	0,52	I	0,51	I	0,43	O <sub>3</sub>
C <sub>2</sub> <sup>3</sup>	0,52	I	0,54	I	0,43	O <sub>3</sub>
C <sub>2</sub> <sup>1</sup>	0,54	I	0,55	I	0,46	O <sub>3</sub>
C <sub>10</sub>	0,59	I	0,69	I–II	0,52	I
C <sub>6</sub>	0,61	I	0,72	I–II	0,51	I
C <sub>1</sub>	0,65	I–II	0,73–0,75	II	0,52–0,55	I

*Середній карбон.* Зміни відбивної здатності вітриніту за площею повторюють картину нижнього карбону – збільшуються у північно-східному напрямі. На Новомосковському родовищі показник R<sub>o</sub> змінюється від 6,5 у повітрі до 0,49–0,50 в олії (стадія O<sub>3</sub>). У зміні ступеня метаморфізму за площею спостерігається чітка зональність. Зони метаморфізму витягнуті паралельно основним скидам у напрямку з південного заходу на північний схід. На заході поширена зона R<sub>o</sub>=0,65 % (вздовж Орловського та Павлоградсько-В'язівського скидів). Марочний склад вугілля змінюється у тому ж напрямі. На Петриківському родовищі переважає вугілля марок Б і Д. Північно-східніше Карабинівського скиду (Новомосковське родовище) розповсюджене вугілля марок Д та Г.



**Рис. 1.24. Карты ступеня метаморфізму вугілля карбону на різних зрізах в межах Петриківсько-Новоселівської площі (за матеріалами М.Л. Левенштейна, О.І. Спіріної, 1982 р.):**

а – по поверхні домезозойських відкладів; б – на зрізі -400 м; в – на зрізі -1000 м; г – на зрізі -1600 м; 1-2 – стадії метаморфізму (показник відбиття вітриніту): 1 – O<sub>3</sub>-I (0,40-0,65), 2 – I-III (0,65-1,00), 3 – ізолінії стадій метаморфізму і показник відбивної здатності вітриніту



У межах південної прибортової зони ДДЗ (Зачепилівсько-Левенцівський вал), незважаючи на те, що вугільні пласти залягають на значних глибинах (до 2–3 км), ступінь їх метаморфізму невисокий; всі родовища приурочені до зон низького ступеня катагенезу з вугіллям марок БД, Д та Г. Судячи з даних пошукових свердловин, у середньому карбоні вугільні пласти світ  $C_2^1$ – $C_2^2$  належать до перехідного типу – від бурих до довгополуменевих (БД); у світі  $C_1^4$  – переважно до довгополуменевих (Д), а у світі  $C_1^3$  – до газових груп 2Г.

*Нафтогазоносність.* За ступенем вивченості територія досліджень Михайлівсько-Юр'ївським крайовим розломом розділяється на дві частини – північну і південну. На північ від розлому в межах прилягаючого до нього Зачепилівсько-Левенцівського валу виконаний великий обсяг пошуково-розвідувального буріння. Тут нафтогазопошуковими роботами виділено до 20 брахіструктур, на яких відкрито 14 газових та газоконденсатних родовищ та проявів з початковими розвіданими запасами від 0,4–0,7 млрд м<sup>3</sup> (Голубівське, Миколаївське) до 7,0–17,6 млрд м<sup>3</sup> (Кременівське, Пролетарське) (табл. 1.15).

Основними колекторами є пісковики нижнього та середнього карбону, переважно світ  $C_2^3$ – $C_2^5$  з високими значеннями пористості (в середньому 10–20 %) та проникності (від 12–15 до 200–375 мД). Покришками є переважно алевроліт-аргілітові товщі. Переважаючим типом пасток є структурний. Типи покладів – склепінні, рідше пластові, тектонічно-екрановані. Родовища багатопластові. Максимальна кількість продуктивних горизонтів – 21 – відзначена на Кременівському родовищі. Газоносний поверх – 1500 м.

Розміри структур в окремих продуктивних горизонтах змінюються від 0,09 км×19,6 км (Голубівське родовище) до 7,35 км×33 км (Пролетарське). Амплітуда складок – від 50–75 до 100–300 м та більше. Глибина продуктивних горизонтів – від 710 до 2870 м. Тиск газу у покладах відповідає гідростатичному, причому кожен поклад характеризується своїм індивідуальним положенням газ-вода, що свідчить про відсутність гідродинамічного зв'язку між окремими газоносними горизонтами.

В той же час на південь від крайового розлому, безпосередньо в межах борту ДДЗ, буріння практично не проводилось, за винятком поодиноких свердловин в районі Білоцерківського виступу. Тут пробурені декілька параметричних та пошукових свердловин (Білоцерківська-1, 2, 4, 5, 21, 23, 230, 233), структурно-пошукова св. № 1 на сейсмопрофілі КМЗХ Царичанка-Богодухів; св. № 3, 8, 608 Левенцівської площі; св. Потичанська-20; Західно-Михайлівська-3, які розкрили породи фундаменту.

Більшість геологічної інформації про будову та нафтогазоносність цієї ділянки одержана із вугільних і картувальних свердловин, глибина яких зрідка перевищує 1000 м. За даними пошуково-розвідувальних свердловин на вугілля найбільш вивчені ділянки Петриківського, Новомосковського і Західно-Павлоградського районів, а на шахтних полях Петриківського, Новомосковського вугільних родовищ і ділянках Василівська-1, 2, 3 виконана детальна розвідка. Більшістю вугільних свердловин розкрита вугільна (самарська) світа  $C_1^3$  і їх вибої розташовані у верхній частині верхньовізейських відкладів, а деякі з них розкривають фундамент.



Табл. 1.15. Загальна характеристика родовищ вільного газу південної прибортової зони ДДЗ (Зачепилівсько-Левенцівський вал) [9]

Родовище	Тип покладу, тип резервуару, тип пастки	Глибина, м		Вік горизонтів	Розвідані запаси, млрд м <sup>3</sup>	Дебіт, м <sup>3</sup> /д	Індекс продуктивних горизонтів
		максимально до- сяжна бурінням	продуктивних горизонтів				
Зачепилівське	НГ, пластові, склепінні, тектонічно-екрановані, літологічно обмежені.	2190 (4925)	1115–1460	$C_1 - C_2^g$	4,4		С-2, С-6, В-11, В-13, В-14, В-15, В-16, В-21, В-22, В-23, В-25, В-26
Миколаївське	Г, пластові, склепінні, тектонічно-екрановані	4900	2870	$C_1^t - C_1^s$	0,7		
Михайлівське	Г, пластові, склепінні, тектонічно-екрановані	4460	1800–2000	$C_1^t - C_1^g$	1,1		В-15, В-16, В-17, В-20
Юр'ївське	НГК, пластові, склепінні, літологічно обмежені	2000	1680	$C_1^{v2} - C_2^g$	3,7		П-1, В-25, В- 22-23, В-21, В-16, В-15
Кременівське	НГК, пластові, масивно- пластові, склепінні, тек- тонічно обмежені	2750	1200–2300	$C_1^{v2} - C_1^{v2}$	7,0		Б-8, Б-12, С-3, С-4, С-11- 12, С-13-14, С-21-22, В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-21
Новоселівське	ГК, склепінні, літологіч- но обмежені	3100	1630–2700	$C_1^{v1} - C_2^m$	2,0		Б-5, Б-10, Б-12, С-15, С-17, С-18, С-19, С-20, С-21, В-14
Східно- Новоселівське	НГК, пластові, склепінні, літологічно обмежені та тектонічно екрановані	3200	1400–2200	$C_1^{v2} - C_1^g$	6,6		Б-1, Б-2, Б-5-6, Б-12, С-3-4, С-7, С-13, С-19, С-21, В- 14, В-16
Пролетарське	ГК, склепінні, пластові, у візейських відкладах – літологічно обмежені	3200	1470–2850	$C_1^{v2} - C_1^m$	17,6	2600	М-7, Б-5, Б-8, Б-9, Б-12, С-13, С-15, С-21, В-15, В-16
Перещепінське	ГК	4985	1600–2370	$C_1^t - C_2^m$	7,1		
Голубівське	НГ, пластові, склепінні, тектонічно екрановані	2200	1300–2030	$C_1^{v1} - C_2^m$	0,4	2200	С-2, С-3, С-11, В-14, В-15, В-16, В-18
Левенцівське	ГК, пластові, склепінні, літологічно обмежені	3000	710–1450	$C_1^{v2}, C_1^s, C_2^g$	0,8	43–2095	Б-12, С-3, С-4, С-15, С-16
<b>Всього: 53 млрд м<sup>3</sup></b>							

У межах південного борту родовища ВВ не виявлені. Нафтопрояви і бітумінозність зафіксовані на глибинах від 180 до 600 м, місцями навіть отримані припливи рідкої та в'язкої нафти (св. № 13586 та ін.). Щодо нафтогазоносності найбільші перспективи пов'язуються з Магдаленівською западиною. Це ґрунтується на встановленій латеральній міграції флюїдів з південного-сходу, з Павлоградського району, в район Магдаленівської западини.

У межах південного борту відомі тільки численні нафтопрояви, зафіксовані переважно у вугільних свердловинах (Петриківський, Новомосковський, Західно-Павлоградський, Павлоградський вугленосні райони) [77, 78]. Стисла характеристика нафтогазопроявів наведена в табл. 1.16.

**Табл. 1.16. Характеристика нафтогазопроявів у вугільних і картувальних свердловинах південного борту на ділянці Білоцерківка-Левенцівка**

Номер св.	Глибина, м	Вік	Порода	Характеристика нафтогазопрояву
1	2	3	4	5
Петриківський вугільний район				
503	156,5–157,2	P <sub>2</sub> bc	Пісок кварцовий	Слабкобітумінозні породи
	173–179	J	Глини	– " –
508	93,9–130,9	P <sub>2</sub> bc	Пісок сірий кварцовий	Слабкобітумінозні прошарки
522	127,0–159,7	P <sub>2</sub> bc	Пісок	Бітумінозні породи
526	416,3–419,3	C <sub>1</sub> v <sub>1</sub>	Пісок кварцовий	Порода інтенсивно насичена нафтою
"	420,0–422,8	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	– " –	– " –
544	290–435	C <sub>2</sub> b	Пісковики, вапняки	Вміст бітуму сягає 12,5% (C <sub>2</sub> <sup>2</sup> )
"	509,1–510,5	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	Пісковик	Вміст бітуму до 18,7%
"	538–540	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	Пісковик кварцовий с/з	Нафтонасиченість до 99 %, у складі бітумів – смоли (61%) і асфальтени
"	543,35–45,15	PC(KB)	Тріщинуваті граніти	Нафтопрояви
545	405–425	C <sub>2</sub> b(C <sub>2</sub> <sup>2</sup> )	Пісковик кварцовий	Порода просякнута нафтою
548	332	C <sub>2</sub> b(C <sub>2</sub> <sup>2</sup> )	Пісковик кварцовий	Вміст бітуму 12,5%
"	448	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	– " –	Вміст бітуму 25 %
559	202–204	C <sub>2</sub> b(C <sub>2</sub> <sup>1</sup> )	Пісок кварцовий	Порода просякнута нафтою
578	268,7–274,4		Пісковик	Нафтонасиченість до 54 %, бітуми: смоли і асфальтени – 45 %, масла – 55 %
646	326,2–335,1	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	Алевроліти, пісковики	Порода просякнута нафтою
678	391,5–393,5	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub>	Пісковик кварцовий	Інтенсивна бітумінозність
13506	184,2–186,0		Пісковик	Важка густа нафта, дебіт 16–18 л/д
Новомосковський вугленосний район				
56	233,7–234,0	C <sub>1</sub> t	Пісковик буровато-сірий	Бітум
65	210,5–210,9	C <sub>1</sub> t	Вапняк тріщинуватий, грязно-сірий	Каверни, заповнені нафтобітумом
81*	232,2–241,6	C <sub>1</sub> t	Вапняки сірі тріщинуваті кавернозні	Нафтопрояви у тріщинах і кавернах, просякнення чорною бітумною речовиною

Розділ 1. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

<i>Продовження табл. 1.16</i>				
1	2	3	4	5
86	227,6–236,3	C <sub>1t</sub>	– " –	– " –
96	190,1–192,5	C <sub>1t</sub>	– " –	– " –
1538*	319–325	C <sub>1v2</sub>	Пісковики, вапняки	Вкрапленість бітумів, масні бітумні плями, просякнуті нафтобітумами
1545	523,6–523,7	C <sub>1v2</sub>	– " –	– " –
1546	240–290	C <sub>1v2</sub>	– " –	– " –
1626*	368,7–375,5	C <sub>1s</sub> (C <sub>1</sub> <sup>4</sup> )	Пісковик дрібно/з слюдистий, кварцовий	Просякнуті бітумом породи
1628*	362,6–363	C <sub>2b</sub> (C <sub>2</sub> <sup>1</sup> )	Пісковик дрібно/з темно-сірий слюдистий	Масні плями із запахом нафти
1637	332,8–334	C <sub>2b</sub> (C <sub>2</sub> <sup>2</sup> )	Пісковик тріщинуватий	Тріщини виповнені бітумною речовиною
1638*	385–408,4	C <sub>2b</sub> (C <sub>2</sub> <sup>1</sup> )	Пісковик с/з світло-сірий глинистий слюдистий	Вкрапленість бітуминозної речовини
4345	564,3–564,7	C <sub>1v2</sub>	Пісковики, вапняки	Вкрапленість бітумів, масні бітуми, плями, просякнутість бітумами
4389	378,3–378,7	C <sub>1v2</sub>	– " –	– " –
4413*	376,8–378,8	C <sub>1s</sub> (C <sub>1</sub> <sup>4</sup> )	Пісковик дрібно/з слюдистий, кварцовий	Просякнуті бітумом породи
4418*	390–391	– " –	– " –	– " –
4421*	373,7–373,9	– " –	– " –	– " –
4432*	382,5–386,5	– " –	– " –	– " –
4434*	410–413	– " –	– " –	– " –
4435*	376,6–382,3	– " –	– " –	– " –
7916*	1302,8–1303,1	C <sub>1v2</sub>	Пісковик кварцовий сірий дрібно/з	Породи, просякнуті нафтою, з крапельними включеннями нафти
1-С*	490–495	C <sub>1v2</sub>	Вапняк	Плями бітумів
	500–533	РЄ	Амфіболіти, сланці	Примазки бітумів і нафти в тріщинах
	497–633	РЄ	Амфіболіти, сланці	Вміст бітумів від 0,2 до 0,46%
2-С*	740–745	РЄ	Сланець хлорит-талк-серицитовий	Тонкі тріщинки виповнені окисненим бітумом
		РЄ	Сланці, амфіболіти	Вміст бітумів від 0,045 до 0,255%
8-ГК*	988,4–993,0	C <sub>1v2</sub>	Пісковик сірий с/з кварцовий, слюдистий	Порода із запахом нафти, просякнута нафтою на поверхні
	993,0–1013,5	РЄ	Вивітрені кварц-серицитові сланці	Тонкі прошарки бітумної речовини, переважно в покрівлі шару
	1028,0–1035,8	РЄ	Сланці кварц-серицитові	Бітуми в нашаруванні і в тріщинах
	1037,0–1046,4	РЄ	Сланці кварц-хлорит-серицитові	– " –

\* Свердловина розташована в межах Білоцерківсько-Левенцівської ділянки.

Всього ознаки нафтогазоносності були виявлені в 19 свердловинах Петрівківського вугільного району і 25 свердловинах – Новомосковського. Зазначимо, що більшість свердловин із нафтопроявами Новомосковського вугільного району розташовані в зоні регіонального Орловського скиду в межах крупного Орловського виступу в рельєфі поверхні фундаменту.

Усі свердловини з нафтопроями Петриківського вугленосного району розташовані на південь від Білоцерківсько-Левенцівської ділянки в районі смт Петриківка і однойменного вугільного родовища, на границі УЩ.

Загалом в південно-західному Донбасі відмічена приуроченість перспективних нафтогазоносних об'єктів до продуктивних пісковиків московського та башкирського ярусів  $m_6SM_{10}$ ,  $m_4SM_5$ ,  $L_7Sl_8$ ,  $l_2Sl_4$ ,  $K_8Sl_1$ ,  $K_3SK_6$ ,  $h_7SH_6$ ,  $H_3SH_4$  та  $G_4SH_2$ , які є аналогами відповідних нафтогазоносних горизонтів М-2, М-3, М-4, М-5, М-6, М-7, Б-3, Б-5 та Б-6 ДДЗ. Тому стратиграфічне зіставлення та кореляція основних трансрегіональних газоносних рівнів і горизонтів ДДЗ із перспективними на метан пластами Донбасу має велике значення для обґрунтування газового потенціалу вугленосних відкладів басейну.

Зіставлення компонентного складу газів газових родовищ південної прибортової зони ДДЗ і вугільних пластів промислового Донбасу (табл. 1.17, 1.18) свідчить про суттєву близькість складу вільного газу газових та вугільних родовищ, за винятком газів, що містяться у суперантрацитах [9]. Останні мають

**Табл. 1.17. Склад метанових газів родовищ південної прибортової зони ДДЗ, %**

Родовище	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>
Зачепилівське	81,0–93,8	2,0–5,3	0,8–6,9	0,3–4,0	0,2–2,3
Левенцівське	88,6–93,3	1,7–3,8	0,8–2,1	0,01–0,10	0,2–0,3
Михайлівське	93,7–97,3	–	–	–	–
Голубівське	87,6–94,8	3,6–6,9	0,2–2,3	0,07–1,2	0,02–2,3
Перецепінське	65,2–94,2	2,1–15,2	0,3–4,8	0,5–5,1	0,22–1,5
Пролетарське	84,0–94,7	0,3–5,9	0,2–3,8	0,3–3,3	0,25–1,8
Східно-Новоселівське	81,1–92,6	0,9–8,4	0,04–4,9	0,04–3,0	0,5–6,2
Кременівське	80,6–91,4	0,8–3,6	0,9–4,3	0,7–3,1	0,2–3,3
Новоселівське	75,2–95,9	0,5–7,3	1,3–6,3	0,5–2,8	0,5–2,5
Юр'ївське	92,8–95,7	1,6–3,4	0,4–1,2	0,05–0,1	0,01–0,04
Миколаївське	73,8	12,0	8,0	2,5	1,5
Лимансько-Потичанське	89,6	4,9	1,9	0,7	0,6

**Табл. 1.18. Склад метанових газів вугільних пластів Донбасу, %**

Метаморфізм	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> +C <sub>5</sub>
1Д	12,0–82,0	0,2–0,9	0,03–0,26	0,1–0,4
2Г	84,0–92,0	2,0–3,7	0,5–0,9	0,1–0,2
3Г	77,0–89,0	1,0–6,3	0,2–1,9	0,02–0,4
4Ж	61,0–88,0	0,6–6,0	0,003–2,0	0,07–0,5
5К	75,0–99,0	3,2–4,7	0,4–0,6	0,04–0,1
6ОС	88,0–92,0	2,4–7,1	0,06–0,4	0,02–0,04
7Т	77,0–99,0	1,5	0,03	0,002
8НА	83,0–97,8	0,1–3,2	0,0–0,3	0,0–0,3
9НА	80,5–98,8	0,1–3,4	0,0–0,4	0,0–0,2
10А	14,0–98,9	0,0–0,5	0,0–0,1	-
11А	2,0–98,0	0,0–7,3	0,0–1,1	-
12А <sub>2</sub>	2,0–56,0	0,1–0,9	0,3–1,0	-



низький вміст метану, який не генерується високометаморфізованими антрацитами. Можна зробити висновок, що більшість родовищ вільного газу прибортових зон Донбасу сформовано переважно за рахунок метаморфізованих вуглеводневих газів, які були генеровані органічною (вугільною) масою породи.

*Газоносність вугілля і вмісних порід.* Вивчення природної газоносності вугільних пластів і вмісних порід карбону та перекривних – мезозою проводилося на північному крилі Новомиколаївської структури (св. № 2561), де продуктивна товща самарської світи розкрита на глибині 1223,5 м; на пологому північному крилі Михайлівського підняття (Левенцівсько-Михайлівська площа), де продуктивна товща самарської світи залягає в інтервалі глибин 728–947 м (св. № 2410); у приосьовій частині Михайлівської брахіантикліналі в інтервалі 957–1172 м (св. № 2413), на північному пологому крилі останньої.

Встановлено, що перші прояви метану, за даними відбору проб у герметичні склянки, фіксуються у глинах тріасу на глибині 210 м, де його вміст у газі становить 1,2 % (св. № 2561). Вугільні пласти самарської світи  $c_{19}$ - $c_{11}$  у периклінальній частині Михайлівського підняття залягають у зоні азотно-метанових та метано-азотних газів з таким відношенням газових компонентів:  $CO_2$  – 2,4–3,8 %;  $CH_4$  – 29,7–54,45 %;  $N_2$  – 41,97–68,34 %. У рідкісних випадках вміст  $CO_2$  сягає 10,72 %. У цій зоні вміст метану у вугільних пластах  $c_{19}$ - $c_{10}$  до глибин 770–860 м коливається від 1,18 до 4,32 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

Вугільні пласти, які залягають нижче вказаних глибин (нижче абсолютної відмітки –690 м у периклінальній частині Михайлівського підняття і нижче абсолютної відмітки –760 м – на її північному пологому крилі), і вся продуктивна товща самарської світи північніше Гупалівського скиду розташовані у зоні метанових газів, де переважають такі співвідношення газових компонентів:  $CO_2$  – 0,2–5,6 %;  $CH_4$  – 58,3–99,4 %;  $N_2$  – 37,7–0,0 %. Кількість метану у вугільних пластах, які залягають у зоні метанових газів, коливається в широких межах: від 2,88 до 10,9 м<sup>3</sup>/т с. б. м. У цілому по розрізу з глибиною і по падінню пластів вугілля відмічається підвищення газоносності, збільшення вмісту метану і зменшення – азоту (табл. 1.19).

Значні коливання метаноносності вугільних пластів (від 2,88 до 10,9 м<sup>3</sup>/т), відсутність чіткої залежності кількості газу від глибини, при порівняно витриманому складі газу пояснюється екрануючим впливом покрівлі вугільних і міжвугільних пластів з різним ступенем щільності і газопроникності.

Дані про природну газоносність кам'яновугільних відкладів площі добре співставляються з аналогічними даними, які отримані під час вивчення газоносності шахтних полів Західно-Павлоградського вугленосного району. Відмінність полягає лише у наявності в їхньому складі важких вуглеводнів. Важкі вуглеводні відмічаються у складі газу вугільних пластів і вмісних порід з глибини 850 м. Концентрація  $C_2H_6$  зазвичай не перевищує частки відсотка (до 0,4–0,8 %) від об'єму метану, інколи відмічаються сліди  $C_3H_8$ . Присутність важких вуглеводнів у складі природних газів вугільних пластів вказує на можливий зв'язок їхньої газоносності з газовими покладами позитивних структур – підтоком газу при міграції. Однак низький вміст важких вуглеводнів у вугленосній товщі і ву-

гільних пластах в порівнянні зі складом газу газових покладів дозволяє зробити висновок, що основним джерелом газу у вугленосних відкладах пошукової площі є вугілля.

Табл. 1.19. Результати визначення складу газів [77]

Номер св.	Глибина відбору проби	Індекс пласта	Склад газу та об'єм, %			Кількість метану, м <sup>3</sup> /т г. м.
			CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	
<i>Левенцівсько-Михайлівська площа</i>						
2412	831,10	C <sub>17</sub>	3,76	27,9	68,38	1,18
– " –	837,40	C <sub>16</sub>	10,72	40,22	51,06	2,88
– " –	856,50	C <sup>B</sup> <sub>10</sub>	3,59	54,45	41,97	4,32
– " –	864,55	C <sub>10</sub>	2,54	67,67	27,23	3,46
– " –	864,85	C <sub>10</sub>	4,01	58,28	37,71	4,09
– " –	872,4	C <sub>9</sub>	0,9	81,88	17,22	3,73
– " –	956,35	C <sub>6</sub>	7,29	51,43	41,28	4,58
<i>Новомиколаївська площа</i>						
2461	1241,95	C <sub>17</sub>	1,15	80,00	18,85	7,32
– " –	1286,45	C <sup>2</sup> <sub>10</sub>	1,85	74,50	23,65	6,15
– " –	1339,00	C <sup>1</sup> <sub>8</sub>	2,30	84,90	12,70	7,91
– " –	1399,3	C <sup>2</sup> <sub>6</sub>	0,80	99,20	немає	8,62

Газоносність вмісних порід низька, лише нижче потужних пачок аргілітів нижніх горизонтів самарської світи, які є покрівлею газового покладу в склепінній частині структури, газоносність збільшується до 1,1 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> породи. За вмістом газових компонентів природні гази вмісних порід відрізняються від газів вугільних пластів. У вмісних породах в більшості випадків переважає азот (до 73,0 %), вміст метану коливається від частки відсотка до 61,8 % і зростає з глибиною.

Вугілля нижнього карбону за первісним матеріалом гумусове, кларено-дюренової групи, спорового та змішаного складу. Середній мікрокомпонентний склад такий: вітриніт – 43 %, семівітриніт – 1 %, фюзиніт – 24 %, лейптиніт – 31 %, мікстиніт – 1 %. Воно має високі якісні показники: малозольне і зольне; середньопластові значення – від 6,1 до 14,4 %; за вмістом загальної сірки – мало- та середньосірчане (1,36–2,87 %). Малосірчане вугілля водночас є малозольним. Основна кількість сірки у вугіллі (59,2 %) представлена сіркою піритною. Вихід летких речовин коливається від 43,0 до 46,6 %. В окремих пластах (c<sub>2</sub><sup>1</sup> і c<sub>6</sub><sup>2</sup>) вихід летких речовин сягає 47,9 %, вугілля сапропелеве. Вугілля характеризується як газове, спікливе, групи Г<sub>6</sub>; товщина пластичного шару їх зростає від верхніх пластів до нижніх від 5–6 до 10 мм.

Вугілля середнього карбону кларенове і дюрено-кларенове. Його мікрокомпонентний склад: вітриніт – 63–89 %, семівітриніт – від часток відсотка до 4 %, фюзиніт – 3–18 %, лейптиніт – 6–19 %. Відбивна здатність вітриніту 6,7–7,0 % у повітряному середовищі, 0,46–0,50 % в олійній імерсії.

За якістю вугілля середньозольне і зольне (10,7–26,1 %), середньосірчане і сірчане (2,44–6,70 %), малосірчане (пласт k<sub>2</sub><sup>2</sup>). Високосірчані різновиди (пласт

$k_6$ ) мають підлеглий розвиток. Робоча волога висока 20,0–26,1 %. Вихід летких речовин 42,8–46,2 %; граничні значення летких речовин 37,8 % (пласт  $i_1^5$ ) – 49,1 % (пласт  $f_0^8$ ) зустрічаються в поодиноких перетинах. Теплота згоряння ( $Q_{\text{с}}^{\text{с}}$ ) вугілля по середньопластових значеннях коливається від 6600 до 7200 ккал/кг. Вугілля неспікливе, усадочне. З всіма якісними показниками воно довгополумене (групи Д). В якісному відношенні вугілля середньозольне ( $A^{\text{д}} - 14,0 - 15,0$  %), малосірчане ( $S_i^{\text{д}} - 1,6 - 1,8$  %); вугілля середнього карбону високозольне ( $A^{\text{д}} - 23,0 - 23,8$  %) і високосірчане ( $S_i^{\text{д}} - 4,5$  %).

### 4.3. Ресурси метану

На території досліджень ресурси та запаси ВВ у вугільних пластах Державним балансом запасів корисних копалин України [70, 71] не обліковані. Не обліковані також і ресурси метану в мало проникних пісковиках та сланцях. По вільному газу щільність нерозвіданих видобувних ресурсів прогнозується у розмірі 10–20 млн  $\text{м}^3$  ВВ на 1  $\text{км}^2$  [20].

Територія малоперспективна щодо вільного газу, оскільки тут відсутні пасткові умови, більше того, вона контролюється крупною Магдаленівською западиною фундаменту з погіршеними умовами накопичення ВВ у потенційно можливих пастках. Як відмічалось вище, скиди, що розвинені на території, також не розглядаються як можливі екрани для пасток тектонічно екранованого типу.

Щодо метану малопроникних теригенних колекторів, то основною перепорою для підрахунку ресурсів у них є відсутність інвентаризації їх за величинами товщин та метаноємністю. Для вугільних пластів підраховані запаси та оцінені марки вугілля з окремими визначеннями його метаноємності.

Тому тут нами виконаний прогноз ресурсів метану та собівартості його видобутку виходячи лише з даних про запаси вугілля, його марки (метаноємність) з перерахунком цих даних у прогнозні ресурси ВВ у малопроникних пісковиках. Щільність прогнозних ресурсів вугілля наведена у табл. 1.20.

**Табл. 1.20. Щільність запасів вугілля на ділянках Петриківсько–Новомосковської площі**

Ділянка	Площа, $\text{км}^2$	Щільність запасів вугілля, млн т/ $\text{км}^2$
Новомиколаївська (Зачепилівсько-Левенцівський вал)	170	11,53
Новоселівська (Магдаленівська западина)	297	5,36
Петриківська	450	2,74

Розмір Петриківсько-Новомосковської площі – 720  $\text{км}^2$ , сумарна площа трьох оцінюваних ділянок – 917  $\text{км}^2$ , що обумовлено перекриттям Новоселівської та Петриківської площ, які оцінювались за різними стратиграфічними рів-

нями: Новоселівська – за відкладами середнього карбону, Петриківська – нижнього.

Середня щільність запасів при глибині оцінки до 1600 м та товщині пластів не менше 0,45 м розраховується за формулою:

$$q = \frac{11,53 \times 170 + 5,36 \times 297 + 2,74 \times 450}{917} = 5,22 \text{ (млн т/км}^2\text{)}.$$

При середній метаноемності вугільних пластів 7,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м. середня щільність ресурсів ВВ у вугільних пластах складе: 5,22×7,0=36,54 (млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>).

Для розрахунку прогнозної щільності ресурсів газу у теригенних вмісних породах скористаємося коефіцієнтом перерахунку 0,646, прийнятим на основі досвіду видобутку метану з вугілля шахти «Комсомолец Донбасу»: 36,54×0,646=23,60 (млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>).

Сумарна щільність геологічних запасів у вугільних пластах і пісковиках разом складе: 36,54+23,60=60,14 (млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>). Відповідно, загальна щільність видобувних запасів складе: 60,14:4,15≈14,5 (млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>). Очікується, що з одного квадратного кілометра території буде видобуто 14,5 млн м<sup>3</sup> газу, а собівартість видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу складе \$550 [98].

У табл. 1.21 наведені параметри та результати розрахунків собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу (метану), які були виконані у вугільній товщі на досліджуваній Петриківсько-Новомосковській площі. Підсумкова пошукова характеристика Петриківсько-Новомосковської площі наведена у табл. 1.22.

**Табл. 1.21. Собівартість видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу (метану) у вугільній товщі Петриківсько-Новомосковської площі**

Якісні показники	Оптимістичні	Песимістичні
Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1000 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,4	7,4
Щільність геологічних запасів метану у вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	36,54	26,46
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів метану у вугільних пластах в геологічні запаси метану у пісковиках	0,646	0,646
Прогнозна щільність геологічних запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	23,60	17,09
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	60,14	43,55
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні	4,15	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	14,5	10,5
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	550	760



Табл. 1.22. Пошукова характеристика Петриківсько-Новомосковської площі

Розміщення	Зона зчленування УЩ та південно-східного крила ДДЗ; південно-східна частина Новомосковсько-Петропавлівської моноклінали
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	Загальна – 720 км <sup>2</sup> ; Новоселівська площа – 297,0 км <sup>2</sup> ; Петриківська пошукова площа – 450 км <sup>2</sup> (площі мають незначне територіальне перекриття, але розвідані за різними стратиграфічними рівнями)
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Нижня та середня частини серпуховського ярусу (самарська світа С <sub>1</sub> <sup>3</sup> товщиною від 30 до 740 м) нижнього карбону і відклади башкирського ярусу середнього карбону потужністю від 50 до 550 м (переважно моспінська світа С <sub>2</sub> <sup>2</sup> та смолянинівська світа С <sub>2</sub> <sup>3</sup> )
Марки вугілля	Б, БД – в межах Петриківського родовища; БД, Д – в межах Новомосковського родовища; Д, ДГ, 1Г – в північній та північно-східній частині площі (Магдаленівська западина)
R <sub>o</sub>	БД (0,4–0,65), ДГ (0,5–0,75), Г (0,75–0,8)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	Відклади середнього карбону – 1,18–4,32; відклади нижнього карбону у західній частині – 2,88; у північній та східній частині – до 10,9
Глибини залягання вугільних пластів	Від 200–500 до 1900–2200 м у середньому карбоні та від 400 до 2600 м у нижньому карбоні
Сумарна потужність робочих пластів разом з супутниками потужністю більше 0,3 м	С <sub>1</sub> – 14,9 м при загальній товщині 270 м; кількість робочих пластів – 9 (Петриківське родовище); С <sub>2</sub> – 5,7 м при загальній товщині 440 м; кількість робочих пластів – 3 (Петриківське родовище). На Новоселівській площі потужність вугільних пластів – до 24,19 м, загальна товщина – 972 м, кількість робочих пластів – 16
Щільність запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	За оптимістичною оцінкою – щільність запасів газу 60,14. видобувних – 14,5 (запаси газу – 43,3 млрд м <sup>3</sup> )
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т	До 1,1 м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup> породи при пористості до 20 %
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, рідше пісковики. На глибинах 600–700 м пористість пісковиків та алевролітів становить 12–16 %, проникність 0,13–0,25 мД; пористість аргілітів – 8 %, проникність – 0–0,13 мД
Наявність структур	Немає
Тектонічна будова	Просте моноклінальне залягання відкладів з кутами падіння 2–3° у бік ДДЗ; скиди з амплітудою від 80–120 до 226 м
Водоносність порід	Водоприпливи в гірничі виробки становлять 128–143 м <sup>3</sup> /год з мінералізацією 4–20 г/л. Води переважно хлоридно-натрієві

## 5. ПІВДЕННА ЗОНА ДРІБНОЇ СКЛАДЧАСТОСТІ ДОНБАСУ

### 5.1. Перспективність південної зони дрібної складчастості Донбасу на метан вугільних товщ

Південна зона дрібної складчастості Донбасу в структурно-тектонічному плані включає в себе південно-східну частину Західного Донбасу (східна частина Новомосковсько-Петропавлівської монокліналі), південну та південно-західну частини складчастого Донбасу (рис. 1.25). Тут високою вугленосністю характеризуються нижньосерпуховські відклади та верхньобашкирсько-московські. В межах Новомосковсько-Петропавлівської монокліналі й у південній зоні блочних структур розповсюджені вугленосні породи переважно верхньовізейсько-нижньосерпуховського віку. На решті територій Донбасу переважають вугленосні товщі верхньобашкирсько-московського віку.

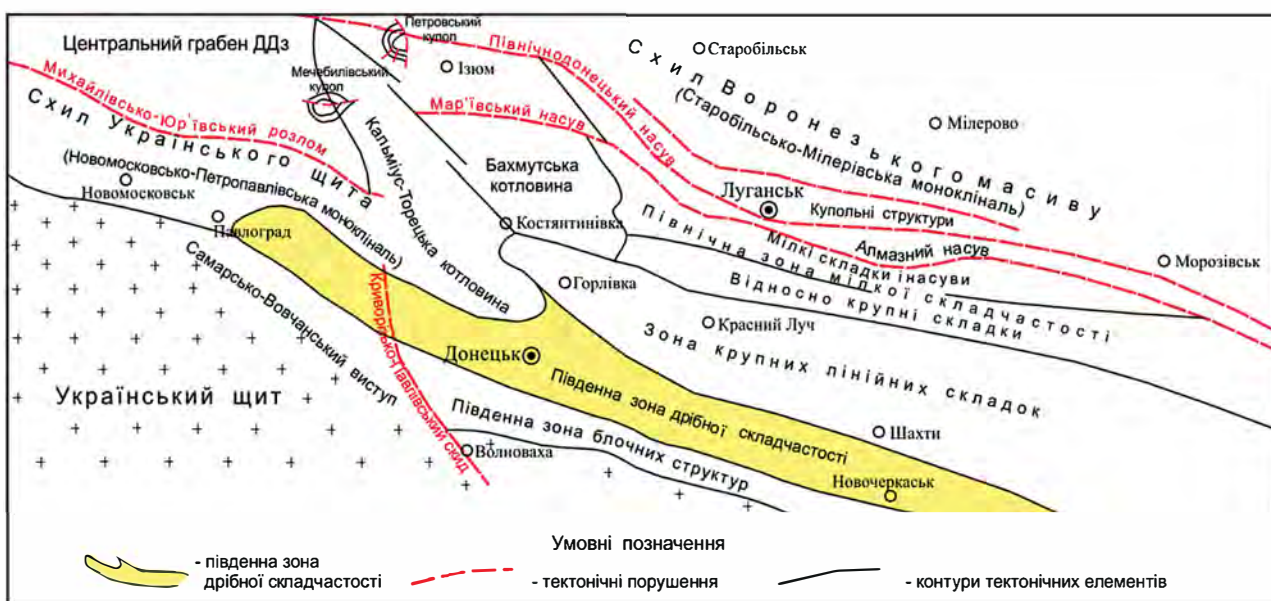


Рис. 1.25. Схема тектонічного районування Донбасу (за В.С. Поповим)

Східна частина Новомосковсько-Петропавлівської монокліналі складена вугленосними відкладами нижнього, частково середнього карбону, розбита системою скидів на блоки. Вугленосні відклади залягають тут з нахилом на північний схід у бік ДДЗ. Кут падіння вугленосної товщі змінюється від  $2^\circ$  на виході до  $15^\circ$  на занурених ділянках, а залягання порід повсюдно порушується пологою хвилястою складчастістю, флексурними перегинами і численними розривними порушеннями, частина яких пов'язана з розломами в фундаменті. Вугленосні відклади карбону тут залягають безпосередньо на докембрійському фундаменті, поверхня якого полого занурюється в північному напрямку. Девонські відклади відсутні. Площа досить детально вивчена глибоким бурінням в межах

шахтних полів, а за їх межами оцінена рідкісною сіткою свердловин. Цілеспрямованих сейсмічних досліджень не проводилося.

Загалом перспективи знаходження значних покладів газу-метану вугільних товщ у цій частині монокліналі незначні. Це пов'язане з невеликими значеннями газоносності вугілля цієї частини Донбасу, яка в основному на глибинах 400–900 м змінюється від 8,0–10,0 до 12,0–15,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м., поклади вільного газу прогноуються на ряді невеликих структур осадового чохла (Кохівська, Слов'янківська, Новодачинська та ін.). Найбільші ресурси прогноуються в Новодачинській структурі – 300,0 млн м<sup>3</sup>.

Південно-східна границя між Донбасом і ДДЗ чітко не визначена. Зміна форм дислокацій і склад відкладів вздовж прогину проходить поступово. Виділяється велика перехідна зона, західна границя якої умовно проводиться від Криворізько-Павлівського скиду на північ через Мечебилівський купол між Волвенківським і Петровським куполами.

До перехідної зони, або до зони поглиблення Донецької складчастої будови належать Бахмутська і Кальміус-Торецька улоговини. За структурними особливостями східна границя між перехідною зоною і складчастим Донбасом може бути приблизно проведена по контуру розповсюдження пермських відкладів в Бахмутській та Кальміус-Торецькій улоговинах і далі до верхів'я річки Самари на заході.

Структура перехідної зони від Донбасу до ДДЗ складна. Стержневим елементом є Петрівсько-Костянтинівський вал – ланцюжок антиклінальних підняття північно-західного напрямку. В морфологічному відношенні вал є продовженням Головної антикліналі. Довжина валу становить близько 100 км при ширині 10 км. Розміри і морфологія структур послідовно змінюються від майже лінійної Дружківської антикліналі до ізометричних на північному заході (Корульська, Петровський купол та інші). Існує думка, що утворення ланцюжка структур Петрівсько-Костянтинівського валу як західного продовження Головної антикліналі, є відображенням глибинного Центральнодонецького розлому.

В перехідній зоні від ДДЗ до Донбасу кристалічний фундамент за матеріалами глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ) залягає на глибинах 15–25 км.

Складчастий Донбас являє собою глибоку синеклізу (палеозойський синклінорій), в центральній частині якого подошва карбону опущена на глибину до 7–15 км. В будові Складчастого Донбасу основну роль відіграє Центральна зона лінійних складок, яка включає в себе три крупні структури. Головна антикліналь простягається вздовж всього прогину і розділяється на дві майже рівні частини. На північ від неї розміщена Головна синкліналь, якій відповідає зона крупних лінійних складок, а на південь – Південна синкліналь, якій відповідає південна зона дрібної складчастості. Шарніри всіх трьох складок найбільш підняті в центральній частині басейну на так званому Ровенецькому піднятті. Останнє відділяє західну частину синкліналі від східної, в якій виникли внутрішні структури: Боково-Хрустальна і Довжансько-Садківська в Головній синкліналі та Чистяково-Сніжнянська і Шахтарсько-Несвітаєвська – в Південній.

На південь від зони крупних лінійних складок розташована Південна зона дрібної складчастості, яка відокремлена від південної синкліналі повздовжньо витягнутими Зуївською та Куйбишівсько-Несвітаївською антикліналями. На півдні вони межують з зоною блокових структур, розвиненою у відкладах нижнього карбону. На заході південні складки обмежені діагональними флексурами на замиканні Кальміус-Торецької улоговини. На західних та південно-західних крилах улоговини проведені дослідження з визначення перспективності вугільних пластів на вугільний газ-метан. Це – Нікольсько-Райська, Красногорівсько-Авдіївська та Слов'янківсько-Вугледарська площі. Вони розташовані в межах Красноармійського та Донецько-Макіївського геолого-промислових районів і досить детально вивчені глибоким бурінням до глибин -1500 м.

Найбільш вивчена зона дрібної складчастості в межах Донецько-Макіївського промислового району. Тут разом з пологими субширотними складками (Зуївська антикліналь, Південна синкліналь та ін.) розвинена система накладених молодих різко асиметричних складок північно-східного напрямку, які з часом на значних територіях перетворились на складки типу флексур. Накладення двох взаємно перпендикулярних систем складок призвело до виникнення цілого ряду складних куполів (Калинівський, Чайковський та ін.) та брахіантикліналей (Макіївська мульда, Ряснянська синкліналь та ін.). Вугленосні відклади витягнуті у флексурні складки і куполи, мульди і синкліналі характеризуються підвищеною газоносністю і повсюдною наявністю газуючих свердловин.

До південної зони дрібної складчастості з півдня примикає зона блокових структур Південно-Донбаського району, на деяких з них зафіксовані газопрояви в свердловинах.

## 5.2. Павлоградсько-Петропавлівська площа

В адміністративному відношенні Павлоградсько-Петропавлівська площа розташована в межах Павлоградського та Петропавлівського районів Дніпропетровської області на відстані 20–50 км на північний схід від міста Павлоград.

Площа помірно заселена, має розвинену річкову систему (річки Самара та Тернівка). На південному заході межує з полями працюючих шахт ім. Героїв Космосу та «Дніпровська», які належать до Павлоградсько-Петропавлівського геолого-промислового району (ГПР) Західного Донбасу. Геолого-промисловий район досить детально вивчений геолого-геофізичними дослідженнями і прийнятий як аналог (еталон) для прогнозування геологічної будови газоносності та ресурсів природного газу вугільних шахт-метану на території Павлоградсько-Петропавлівської площі, яка вивчена на досить низькому геолого-геофізичному рівні. Площа території вивчення – 1193 км<sup>2</sup>.

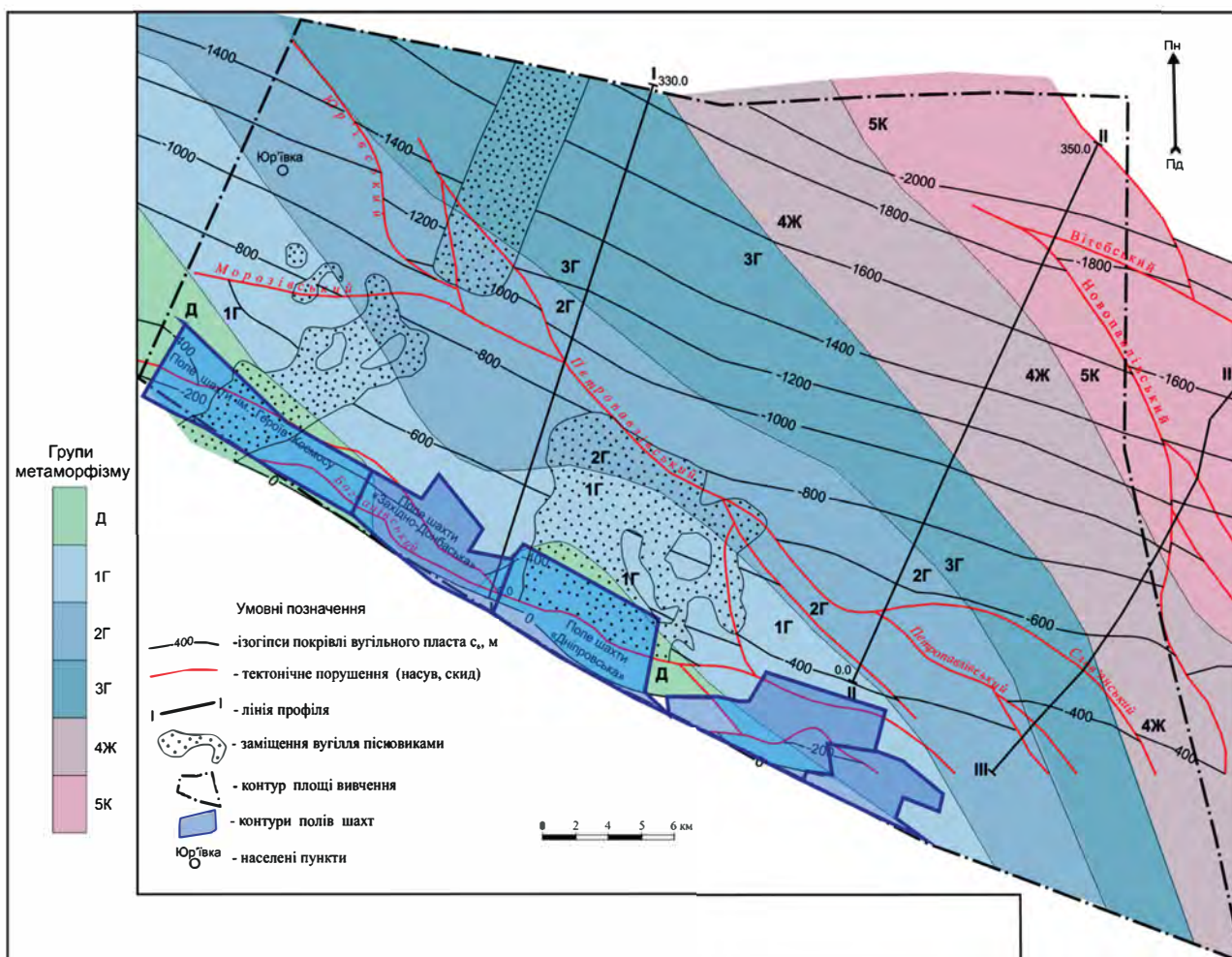
Павлоградсько-Петропавлівський геолого-промисловий район умовно складається з чотирьох достатньо вивчених ділянок: Морозівської, Свиридівської, Петропавлівської та Брагінської, які розміщені в південній частині площі вивчення вздовж лінії субмередіонального Богданівсько-Південнотернівського скиду.



В структурно-тектонічному відношенні район розміщений на південному крилі ДДЗ, в зоні зчленування з УЩ та південною зоною дрібної складчастості Донбасу, в межах Новомосковсько-Петропавлівської монокліналі.

*Тектонічна порушеність.* Основним типом тектонічних порушень у районі є паралельні чи збіжні, згідні та незгідні скиди, які утворюють цілі системи. Плікативні форми дислокацій мають підлегле значення в вигляді пологої хвилястості пластів, пологих підняттяв та прогинів, флексурних перегинів та купольних підняттяв. Основні розривні порушення району – Морозівський, Юр'ївський, Кохівський, Богданівський, Петропавлівський, Брагінський, Слов'янківський, Михайлівський і Криворізько-Павлівський скиди (рис. 1.26, 1.27). У межах площі виділяється крупна Павлоградсько-Петропавлівська структура. Конкретні характерні особливості структури визначаються конседиментаційними умовами формування осадових товщ. Залягання вугленосних відкладів – моноклінальне (кути падіння 2–5°).

Крупні та середні скиди з амплітудою від 25–30 до 100 м і більше, які посприяли утворенню блокової будови товщі, дуже часто є непроникними екранами на шляху розповсюдження природного газу.



**Рис. 1.26.** Структурна карта вугільного пласта с<sub>6</sub> нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону. Павлоградсько-Петропавлівська площа [79]

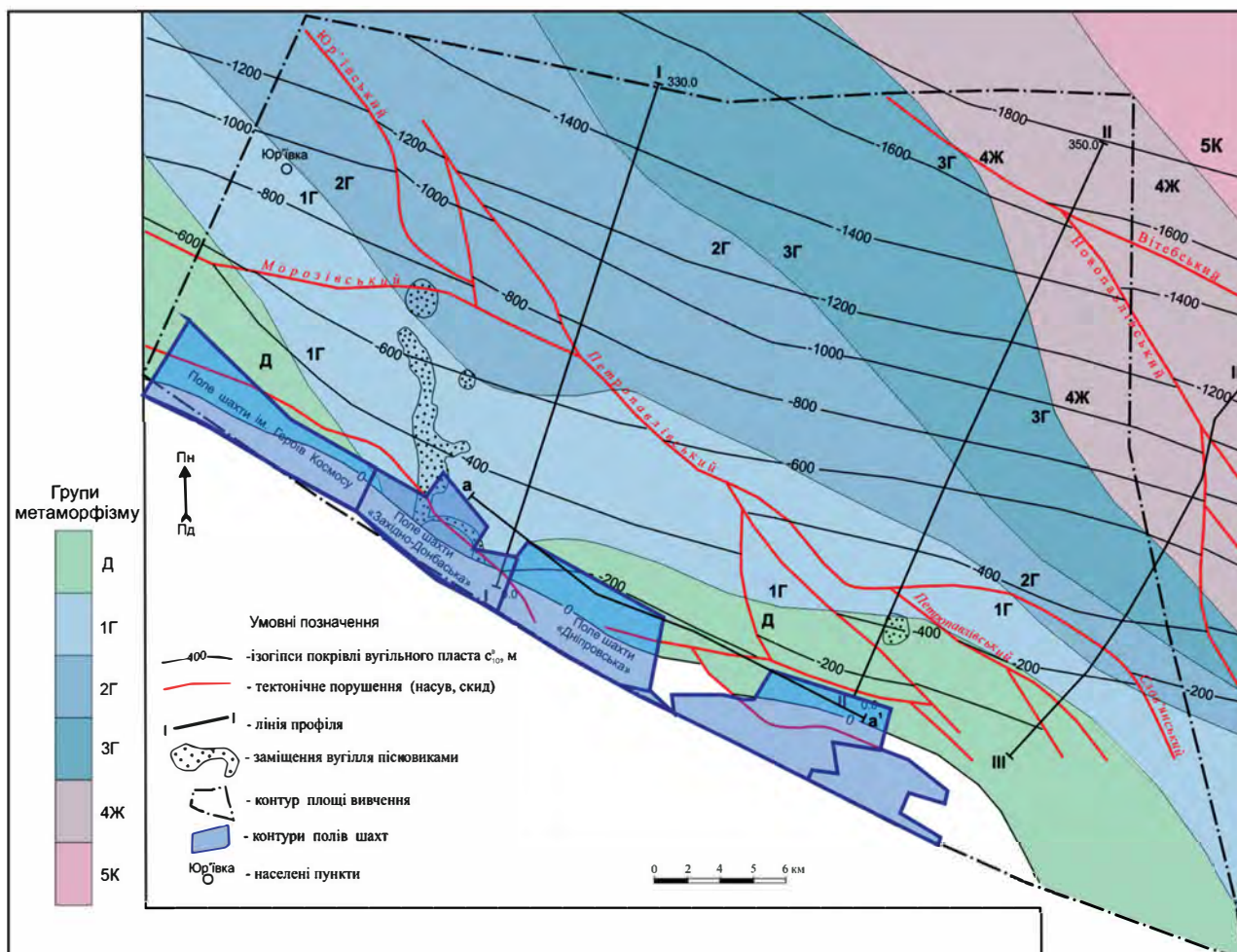


Рис. 1.27. Структурна карта покрівлі вугільного пласта  $c_{10}^B$  нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону. Павлоградсько-Петропавлівська площа [79]

В геологічній будові регіону беруть участь палеозойські, мезозойські та кайнозойські осадові утворення, які залягають на кристалічних породах північного схилу УЩ. Вони представлені породами девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, палеогенової та неогенової систем, перекритих чохлом четвертичних утворень. Поверхня докембрію занурюється на північний схід під кутом  $2-4^\circ$ . Товщина девонських відкладів близько 20 м. Кам'яновугільні відклади представлені нижнім та середнім відділами.

*Вугленосність.* Промислова вугленосність у Павлоградсько-Петропавлівському районі приурочена в основному до нижньої та середньої частин серпуховського ярусу  $C_1^2-C_1^4$ , так званої вугленосної або самарської світи (табл. 1.23).

За літологічним складом світа  $C_1^3$  представлена алевролітами, менше аргілітами та пісковиками, вміщує до 60 вугільних пластів і прошарків потужністю від 0,1 до 2,0 м, з яких 23 пласти мають робочу потужність, а 19 промислове значення в різних частинах району. Основні робочі пласти –  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $c_4^1$ ,  $c_5$ ,  $c_6^B$ ,  $c_7^H$ ,  $c_8^H$ ,  $c_8^B$ ,  $c_9$ ,  $c_{10}^B$ . Будова пластів зазвичай проста [79].



Табл. 1.23. Характеристика світ та вугільних пластів [9]

Світа	Товщина, м	Кількість вугільних пластів і про- шарків, з них робочої потужності	Маркувальні горизонти	Літологічний склад, %
$C_1^2$ підвугле- носна	120–450	$\frac{12}{v_6 - v_8}$	Вапняки: $V_1, V_2, V_3,$ $V_6, V_7, V_9$	Пісковики – 28,9. Алевроліти – 42,6. Аргіліти – 25,6. Вапняки – 2,5. Вугілля – 0,4
$C_1^3$ самарська	400–500	$\frac{60}{c_1, c_2, c_2^1, c_4^1, c_5, c_6^B, c_7^H, c_7^B, c_{10}^B}$	Вапняки: $C_1, C_5$	Пісковики – 19,9. Алевроліти – 47,2. Аргіліти – 28,5. Вапняки – 1,4. Вугілля – 3,0
$C_1^4$ бешівська	230–450	$\frac{25}{d_3 - d_4 \text{ на окремих ділянках}}$	Вапняки: $D_1, D_1^2, D_1^3,$ $D_1^4$	Пісковики – 23,4. Алевроліти – 40,2. Аргіліти – 30,0. Вапняки – 4,3. Вугілля – 0,1

Робочий пласт  $c_6$  в межах площі дослідження залягає на глибинах 0–1900 м, має потужність 0,75–1,25 м. Пласт  $c_{10}^B$  залягає на глибинах 0–1800 м, його потужність сягає 1,03–1,07 м (рис. 1.28, 1.29). Потужність світи змінюється від 400 до 500 м, збільшуючись з заходу на схід. Сумарна потужність робочих пластів разом з супутниками потужністю понад 0,3 м в межах площі змінюється від 6,28 до 9,36 м, а їх кількість від 7 до 9.

Нижньокарбонові вугільні пласти Західного Донбасу в основному складаються з гумусного вугілля складного петрографічного складу. Однією з важливих особливостей цього вугілля є підвищений вміст в них спорового матеріалу, уламків кутикули, смоляних тіл, що впливає на вихід летких (до 40–48 %) і спікливості ( $y=5-21$  мм,  $x=40-50$  мм). Вищезазначене надає вугіллю високу цінність як сировині для коксохімічної промисловості.

*Метаморфізм вугілля.* Зміна якості вугілля нижнього і середнього карбону в Західному Донбасі нерозривно пов'язана з наростанням метаморфізму від периферії до центральної частини ДДЗ або з південного заходу (вугілля з ступенем метаморфізму Д-2Г) на північний схід (до 4Ж-5К) в стратиграфічному розрізі від верхніх вугільних пластів до нижніх [86].

За ступенем метаморфізму вугілля в південно-західній частині площі належить до марок Д і 1Г, в північно-східній – 4Ж, 5К. За показниками відбивної здатності вітриніту ( $R_0=0,81-1,21$ ) вугілля, крім марок ДГ-1Г, належить до найперспективнішого для видобутку сорбованого газу вугільних пластів. Значення показника закономірно зростає в кожному пласті в північно-східному напрямку, а також із збільшенням глибин залягання. Зокрема, для марки вугілля ДГ показник  $R_0$  становить 0,55–0,65, а для марки Ж – 1,00–1,12.

Природні гази вугільних пластів Західного Донбасу за якісним складом представлені метаном, вуглекислим газом та азотом. Інтенсивне підвищення метану в складі природного газу та газоносності південної частини Західного

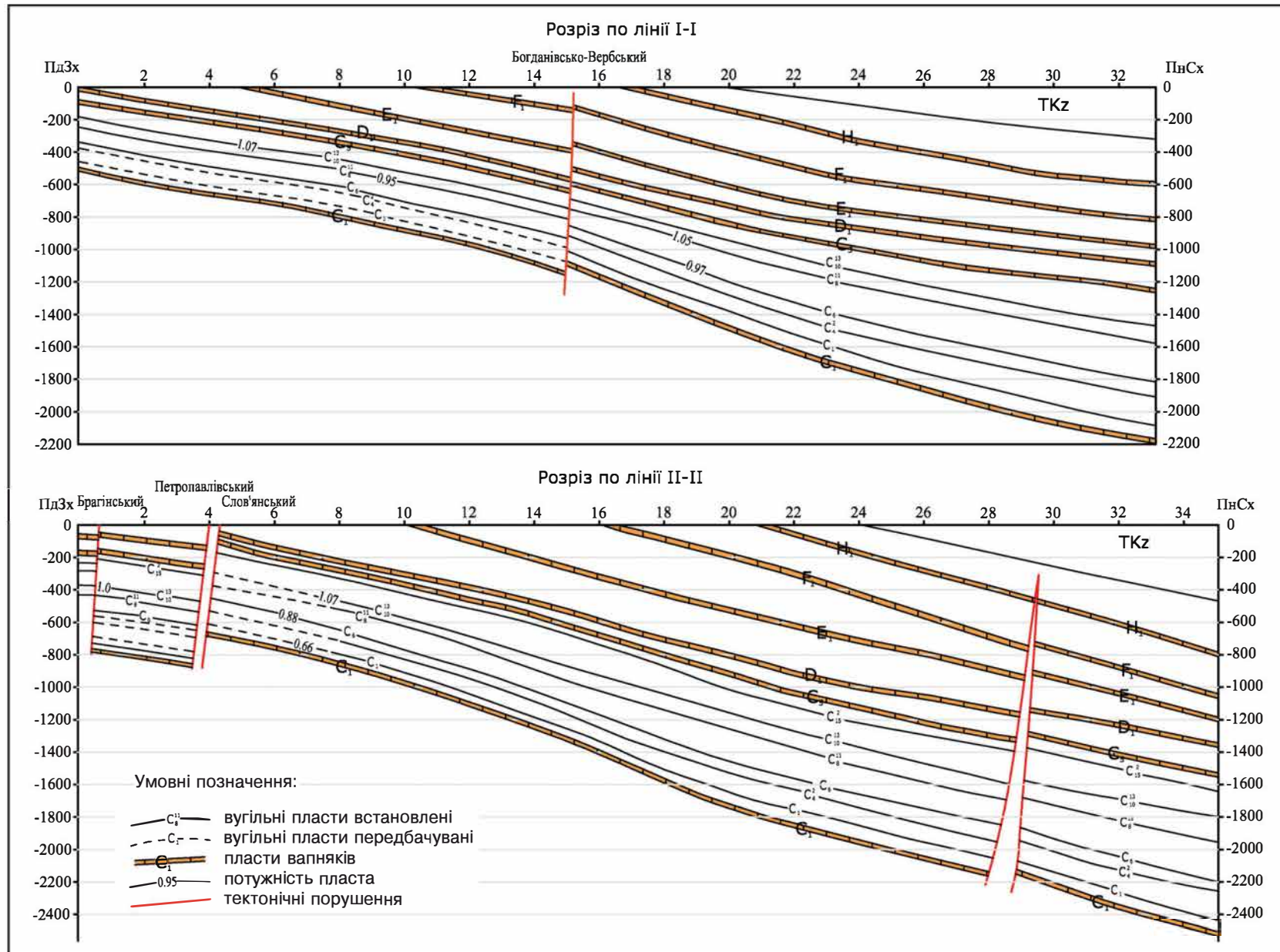
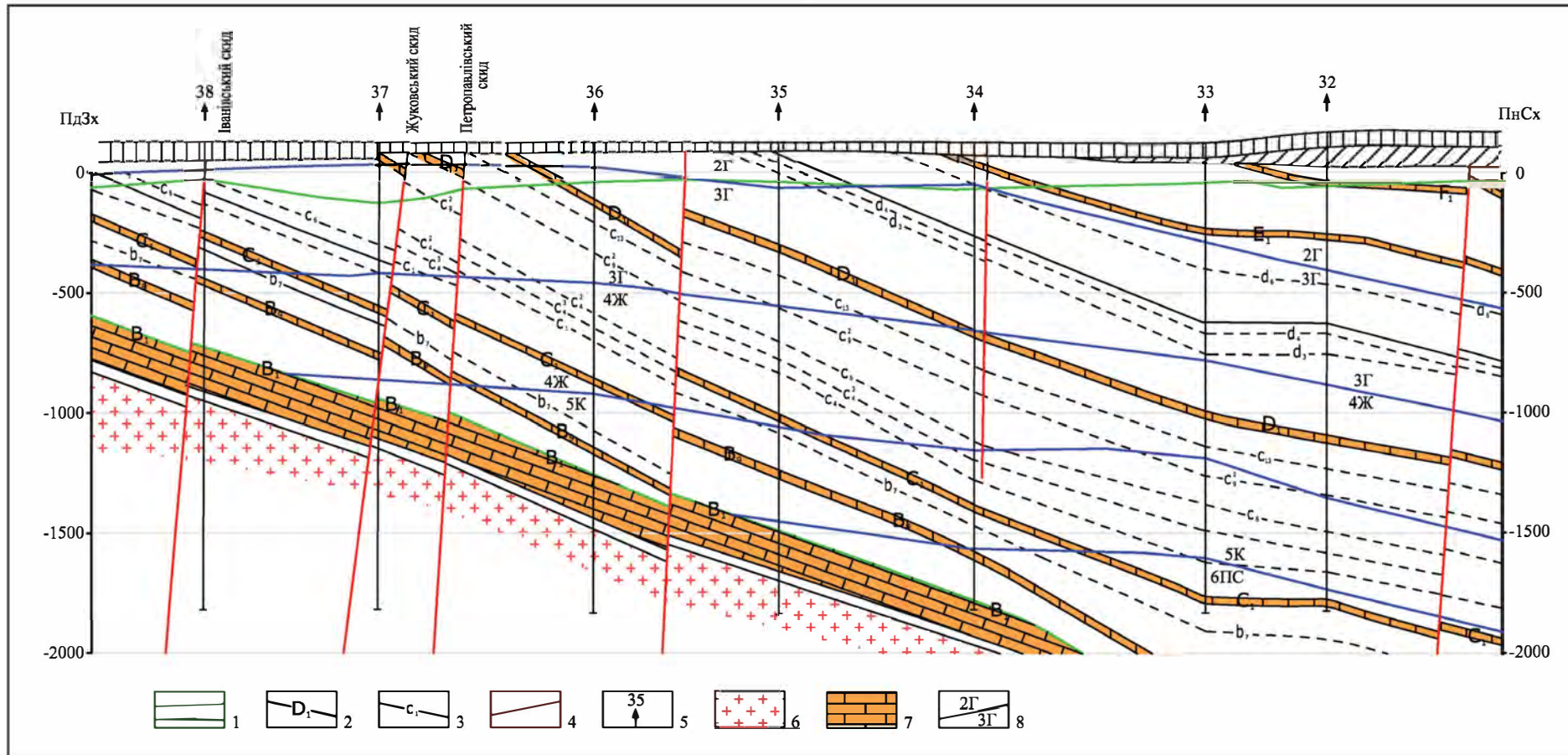


Рис. 1.28. Геологічні розрізи по лініях I-I та II-II. Павлоградсько-Петропавлівська площа [103]





**Рис. 1.29. Фрагмент геолого-газового розрізу по лінії III–III. Павлоградсько-Петропавлівська площа [103]:**  
 1 – верхня і нижня поверхні метанової зони; 2 – маркувальні пласти вапняків карбону; 3 – робочі вугільні пласти; 4 – розривні порушення; 5 – свердловини; 6 – докембрійські відклади; 7 – вапняки; 8 – межі груп метаморфізму

Донбасу спостерігається до глибини 500–600 м; на глибині 800–1000 м склад метану та величина газоносності стабілізуються на високих значеннях: 94–98 % та 10–15 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

За характером змін газоносності, глибині залягання метанової зони та метаморфізму вугілля Павлоградсько-Петропавлівський геолого-промисловий район можна умовно розділити на західну, центральну та східну частини [75]. У межах кожної частини газоносність та метаморфізм вугілля зростає з південного заходу на північний схід.

У західній частині газоносність у верхніх вугленосних пластах світи С<sub>1</sub><sup>3</sup> становить в основному 5–8, а в нижчезалягаючих – до 13–15 м<sup>3</sup>/т с. б. м., що значно нижче, ніж в центральній частині, де середні значення газоносності на глибинах до 800 м змінюються від 10–15 до 18 м<sup>3</sup>/т с. б. м. Максимальною газоносністю характеризуються шари східної частини району – до 18–20 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

Узагальнюючи сказане вище, слід зазначити, що Павлоградсько-Петропавлівська площа характеризується максимальною вугленасиченістю – до 60 вугільних пластів та прошарків товщиною від 0,1 до 2,0 м, які зосереджені всього в 400–500 метровій товщі світи С<sub>1</sub><sup>3</sup>, з яких понад 19 робочих пластів мають промислове значення (товщини понад 0,3 м), при цьому більшість з них малозольні. Газоносність вугілля сягає 10,0–15,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м. і більше, особливо в північно-східній частині площі. Характерною особливістю основних вугільних пластів є їхня складна морфологія: часте розщеплення, нерівномірна потужність, розмиви.

Поверхня метанової зони на цій площі знаходиться на мінімальних глибинах 80–150 м. Колекторські властивості порід достатньо високі. Так, на глибинах 600–700 м загальна пористість пісковиків та алевролітів становить у середньому 12–16 %, проникність 0,13–0,25 мД, у той час як пористість аргілітів – 8 %, а їх проникність – усього 0,013 мД. Тобто, аргілітові шари певною мірою перешкоджають дегазації вугільних пластів по вертикалі, що сприяє збереженості газу в вугіллі. У зв'язку з цим сорбційна метаноємність вугілля та їхня газоносність стають близькими величинами.

Природна газоносність вмісних порід у межах Брагінської ділянки (згідно з матеріалами глибокого буріння та газового каротажу) змінюється від 0,36–1,5 до 2,4 м<sup>3</sup>/т породи, що пов'язане з високою пористістю, яка сягає 19,0 % (табл. 1.24). На Успенівській ділянці природна газоносність сягає значень 10,0 м<sup>3</sup>/т та більше.

Відносно високі властивості гранулярних і широкий розвиток тріщинно-порових колекторів за наявності слабопроникних аргілітів як покришок забезпечили сприятливі умови для формування дрібних скупчень вільного газу. Позитивні ознаки щодо накопичення вуглеводневих газів мають деякі куполовидні прирозломні структури в межах Павлоградсько-Петропавлівської площі, виявлені за даними сейсморозвідки та геологорозвідувальних робіт: Новодачинська, Кохівська, Слов'янківська.

Новодачинська структура виявлена за даними сейсморозвідки на глибині 1600 м в піднятому північному крилі Морозівського скиду. Структура двокупо-

льна, розділена синклінальним прогином, її загальна площа – 42 км<sup>2</sup>, амплітуда підняття куполів – 170 м і 100 м. Прогнозні ресурси ВВ газів оцінюються в 300 млн м<sup>3</sup>.

**Табл. 1.24. Зміна з глибиною загальної пористості (П заг.) і газоносності порід Брагінської ділянки (за даними газового каротажу)**

Інтервали глибин, м	Пісковики		Алевроліти		Аргіліти	
	П заг., %	газоносність, м <sup>3</sup> /т	П заг., %	газоносність, м <sup>3</sup> /т	П заг., %	газоносність, м <sup>3</sup> /т
500–600	12,0	0,66	8,5	0,74	-	-
600–700	10,0	0,78	8,0	0,65	9,0	0,8
700–800	8,3	0,45	6,0	0,36	-	-
800–900	8,8	0,95	4,5	2,4	-	-
900–1000	17,0	16,1	-	-	-	-
1000–1100	13,2	2,4	-	-	-	-

Кохівська структура примикає до висячого крила Морозівського скиду амплітудою 70 м. Площа купола 8 км<sup>2</sup>, амплітуда підняття – 100 м. Структура приурочена до висячого крила Кохівського скиду, займає площу 14 км<sup>2</sup> і має амплітуду 150 м. Антиклінальне підняття виявлене сейсморозвідкою на глибині 1700–1800 м у кристалічному фундаменті і повторюється в вищезалягаючих відкладах. У межах Кохівської структури оконтурена структурно-літологічна пастка в пісковиках світи С<sub>1</sub><sup>4</sup>. Запаси метану становлять 28 млн м<sup>3</sup>. За попередніми даними, в інтервалі глибин 420–1400 м розташовані ще 5 продуктивних колекторів газу. Прогнозні ресурси ВВ газів у цих колекторах на площі 1 км<sup>2</sup> становлять близько 200 млн м<sup>3</sup> [9].

Слов'янківська структура утворена незгідними Петропавлівським та Слов'янківським скидами. Прогнозні ресурси ВВ газів у структурно-тектонічній пастці в межах пісковіку С<sub>4</sub>SC<sub>5</sub> становлять 201 млн м<sup>3</sup>.

Державним балансом корисних копалин України станом на 01.01.2010 та Фондом об'єктів у нафтогазоносних регіонах України станом на 01.01.2011 запаси, перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів у межах площі не обліковані. Підрахунок геологічних запасів метану вугільних пластів на досліджуваній території здійснений інститутом УкрНДІГаз та інститутом УкрНДМІ [101]. Запаси ВВ газів при загальній площі 1193 км<sup>2</sup> (підрахункова площа 861,6 км<sup>2</sup>) при щільності геологічних запасів робочих та неробочих вугільних пластів 62,0 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> становлять 53,42 млрд м<sup>3</sup>. Геолого-пошукова характеристика Павлоградсько-Петропавлівської площі наведена в табл. 1.25. Параметри та результати розрахунку собівартості газовидобувних робіт на Павлоградсько-Петропавлівської площі наведеної в табл. 1.26.

Табл. 1.25. Пошукова характеристика Павлоградсько-Петропавлівської площі

Розміщення	Зона зчленування УЩ і південної зони дрібної складчастості Донбасу; східна частина Новомосковсько-Петропавлівської моноклінали
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	1193 (підрахункова площа – 861,6)
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Нижня та середня частини серпуховського ярусу (вугленосна або самарська світа С <sub>1</sub> <sup>3</sup> потужністю від 400 до 500 м)
Марки вугілля	ДГ, Г – в західній частині площі, Г, Г, ГЖ – в східній
R <sub>o</sub>	ДГ (0,56–0,8), Г (0,76–0,92)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	У верхніх пластах – 5–8, у нижчезалягаючих західної частини – до 13–15, східної частини – до 18–20
Глибини залягання вугільних пластів	Від 200–500 до 1700–1900 м
Сумарна потужність робочих пластів разом з супутниками (>0,3 м)	Від 6,28 до 9,36 м при потужності вугільної товщі 300–350 м і кількості пластів від 7 до 9
Щільність геологічних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси, млрд м <sup>3</sup> )	62,0 (запаси – 53,42)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	Від 0,36–1,5 до 10,0 та більше при пористості до 19 %
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, рідше пісковики. На глибинах 600–700 м пористість пісковиків та алевролітів – 12–16 %, проникність 0,13–0,25 мД; пористість аргілітів – 8 %, проникність – 0,013 мД
Куполоподібні прирозломні структури	Новодачинська, Кохівсько-Західна, Слов'янківська
Тектонічна будова	Просте моноклінальне залягання відкладів з кутами падіння 2–5°; скид з амплітудою від 25–30 до 100 м і більше
Водоносність порід	Водоприпливи в гірничі виробки, де вугільні пласти не мають гідравлічного зв'язку з водоносними горизонтами покривних відкладів, становлять 45–70 м <sup>3</sup> /год з мінералізацією 21–33 г/дм <sup>3</sup> , де є гідравлічний зв'язок – 188–1539 г/дм <sup>3</sup> з мінералізацією – 2,6–5,2 г/дм <sup>3</sup> . Води в основному сульфатно-хлоридно-натрієві

Табл. 1.26. Параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі Павлоградсько-Петропавлівської площі

Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1200 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,6
Середня щільність геологічних запасів метану у вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	62,0
Коефіцієнт перерахунку запасів метану у вугільних пластах в запаси у пісковиках	0,646
Прогнозна щільність запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	40,0
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	102,0
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	24,6
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	309,0



### 5.3. Нікольсько-Райська площа

Нікольсько-Райська площа (рис. 1.30) розташована в межах Олександрівського, Добропільського, частково Костянтинівського районів Донецької області, в північно-східній частині Красноармійського геолого-промислового району.

У межах площі частково попадають поля працюючих шахт «Білозірська», «Алмазна», «Добропільська», «Білицька», «Краснолиманська». Район, особливо в межах територій шахтних полів, детально вивчений бурінням. Пришахтні поля можуть бути прийняті як аналог (еталон) для прогнозування газоносності та ресурсів природного газу вугільних шахт на території Нікольсько-Райської площі, яка вивчена на досить високому рівні бурінням до глибин 1000–1200 м, але практично не вивчалась сейсморозвідкою. Площа території вивчення – 1116,0 км<sup>2</sup>.

У структурному відношенні площа розміщена на південно-західному крилі Кальміус-Торецької улоговини, в межах Красноармійської монокліналі, для якої характерно полого залягання осадових товщ (кути падіння від 3–4 до 12–14°), з ускладненнями в зонах розломів (кути падіння до 30–45°). Складки другого порядку мають незначний розвиток. Основні з них Ново-Бахметівська та Самарська. Це так звані повздовжні флексури. Розміщені вони вздовж Самарського та Добропільського насувів та з'єднуються між собою кулісоподібно. В районі площі трасується Самарська флексура південно-східного простягання амплітудою 50–100 м.

Основними порушеннями в районі є насуви субмеридіонального напрямлення, частково скиди. Всі вони перетинають породи карбону в напрямку, діагональному по відношенню до залягання порід. Вертикальна амплітуда насувів – 50–200 м, кути падіння площин скиду становлять 20–40°. Важливе значення мають екрануючі властивості розривів. Західну частину ділянки перетинає Самарський насув і частково Олександрівський скид, південно-східну – Добропільський та Центральний скиди.

У межах площі поширені відклади верхнього та середнього карбону, які перекриті тріасовими (до 190 м), юрськими (до 300 м) і кайнозойськими (20–50 м) відкладами. Вугленосні відклади Красноармійського геолого-промислового району представлені багатократним перешаруванням пісковиків, алевролітів, вапняків та вугілля з чітко вираженою циклічністю осадонакопичення з перевагою в розрізі аргілітів і алевролітів [93, 100].

Характерною особливістю робочих вугільних пластів є складна їх морфологія, часте розщеплення, виклинювання, зміна товщин, розмиви. За результатами буріння виділяється ряд вугільних пластів з безперервним простяганням:  $f_1$ ,  $g_1$ ,  $g_1^2$ ,  $l_3$ ,  $l_8^B$ , товщина яких змінюється від 0,1–0,2 до 2,0 м та більше. Також можна виділити ряд пластів з максимальними потужностями, які сягають 2,5 м та більше:  $i_3$  та  $m_5$ .

Поверхня метанової зони – це поверхня, нижче якої сконцентровано понад 70–80 % газу-метану. В метановій зоні за характером збільшення газоносності з

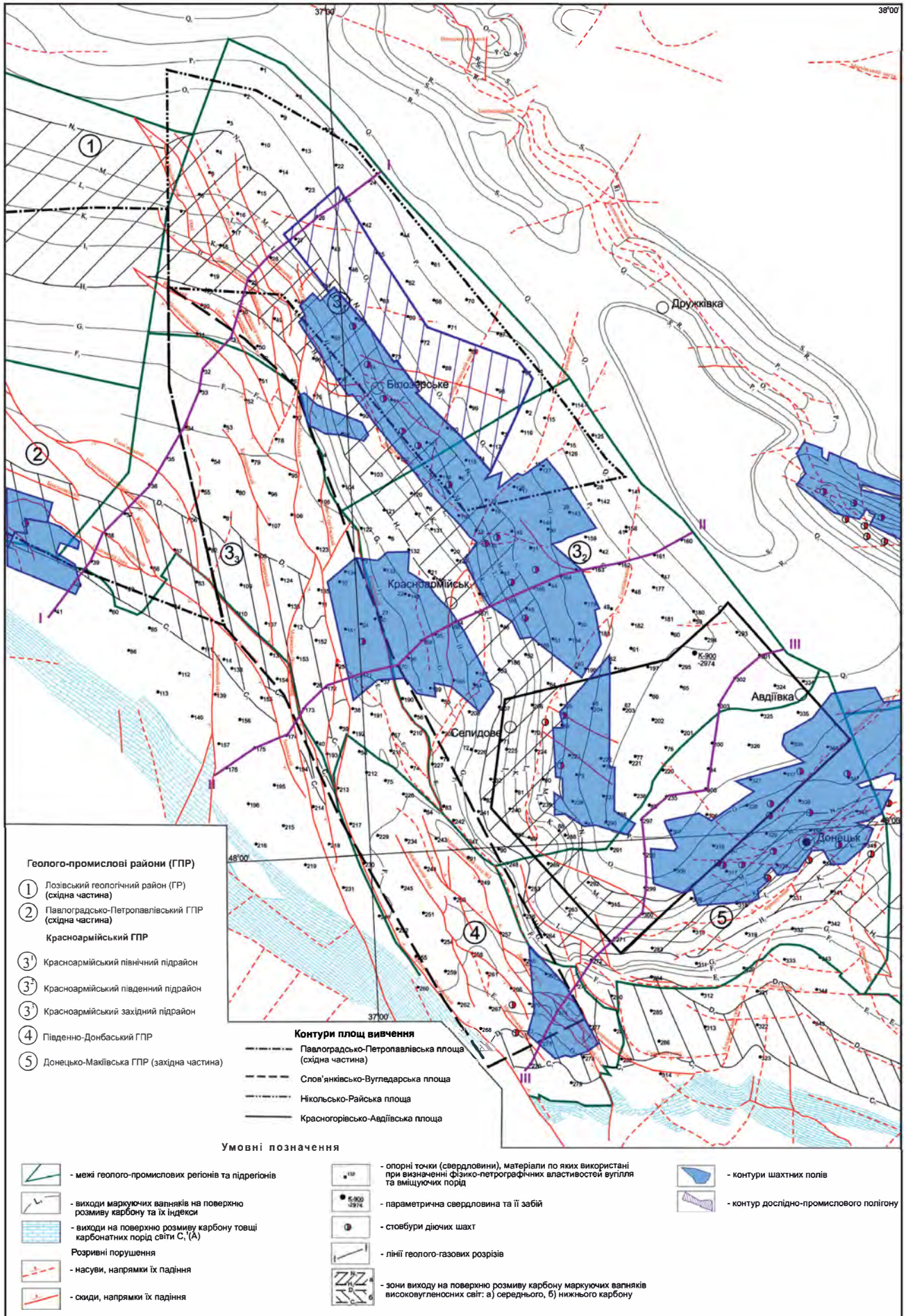


Рис. 1.30. Геологічна карта Південно-західного Донбасу [98]



глибиною встановлені 3 підзони, потужність яких залежить від ступеня метаморфізму вугілля:

- підзона інтенсивного наростання газоносності;
- підзона повільного наростання газоносності;
- підзона стабілізації газоносності.

В межах площі верхня границя метанової зони занурюється на північний схід з 100 м до 1100 м, що пов'язане з різким зануренням вугленосних товщ у цьому ж напрямку.

*Газоносність.* У межах шахтного поля вугільні пласти вигнуті у флексурну складку, яка ускладнена Краснолиманським і Глибокоярським скидами. Пласти характеризуються високою газоносністю – від 15,0–18,0 до 21,7–26,4 м<sup>3</sup>/т с. б. м. Глибина, на якій відбувається стабілізація газоносності вугільних пластів у північно-східній частині Красноармійського геолого-промислового району, перевищує 600–900 м [87].

Як зазначалось, метаморфізм є основним регіональним фактором, який впливає на розподіл вугільних газів на площі й у розрізі кам'яновугільної товщі.

В межах Червоноармійського геолого-промислового району в основному присутнє вугілля марок Г, Ж, К, частково ПС. ДПП «Донецькгеологія» побудований графік залежності газоносності вугільних пластів від ступеня метаморфізму і глибин залягання (рис. 1.31). Як видно з графіка, величинами газоносності 10,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м. та більше характеризується вугільний ряд марок Ж та вище на глибинах 600–1600 м.

Дослідженнями, проведеними в Інституті гірничих справ імені Скочинського (м. Москва) за пробами трьох глибоких газових свердловин Донбасу (К-900, Щ-1027, С-1379) доказано, що чим вищий ступінь метаморфізму вугілля і антрацитів початкових стадій метагенезу, тим швидше і при менших тисках відбувається насичення вугілля газом. Стабілізація цього процесу починається за тиску 2–4 мПа, а за 5–6 мПа сягає 90–95 % насичення сорбційної ємності.

Ці дані дали можливість побудувати новий графік залежності природної газоносності вугілля від ступеня метаморфізму, яка контролюється сорбційною ємністю (рис. 1.32). Для побудови графіка використані проби, відібрані з трьох глибоких газових свердловин і згруповані за стадіями метаморфізму [85]. Цей графік прийнятий як основний для визначення прогнозної газоносності відносно маловивченої глибоко зануреної північно-східної частини Нікольсько-Райської площі.

Проте слід зазначити, що збільшення газоносності вугілля (рис. 1.33) та поверхні метанової зони (від 900 до 50 м) відбувається з північного сходу на південний захід, тобто в напрямку збільшення метаморфізму вугілля. Також прогнозується, що в межах південно-східної частини площі буде, за аналогією з шахтою Краснолиманська, досить висока газоносність – від 15,0–18,0 до 21,7 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

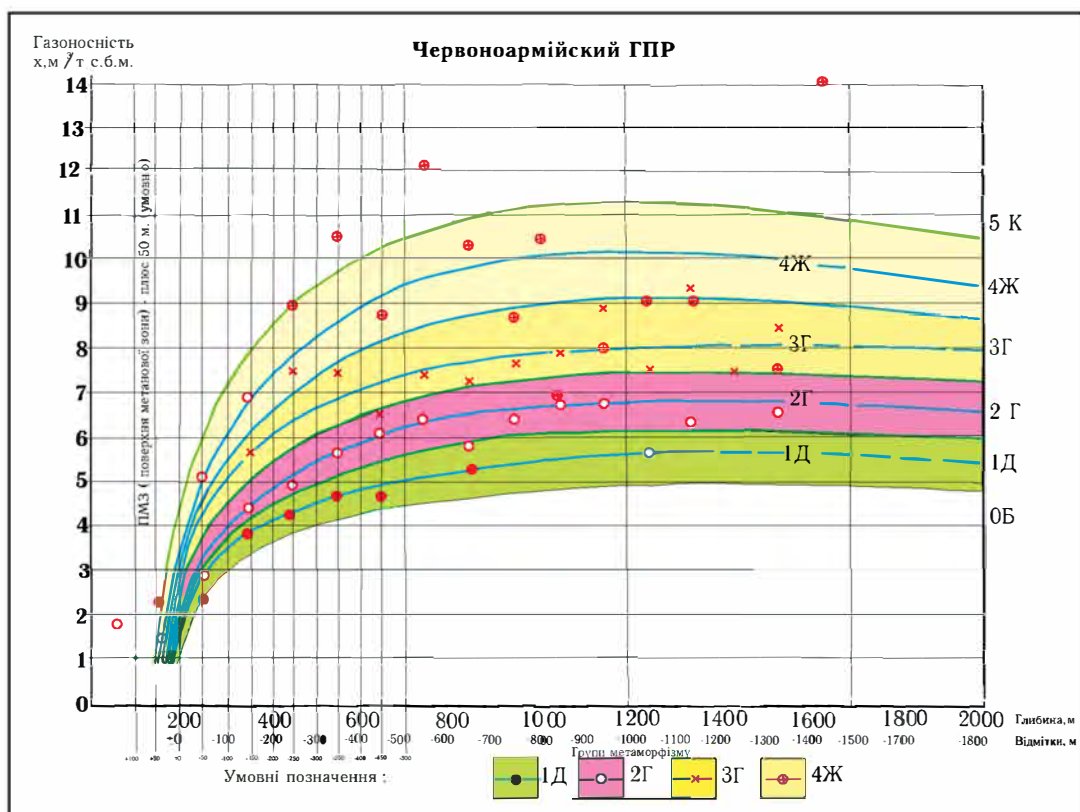


Рис. 1.31. Залежність газоносності вугільних пластів від ступеня метаморфізму та глибин [103]

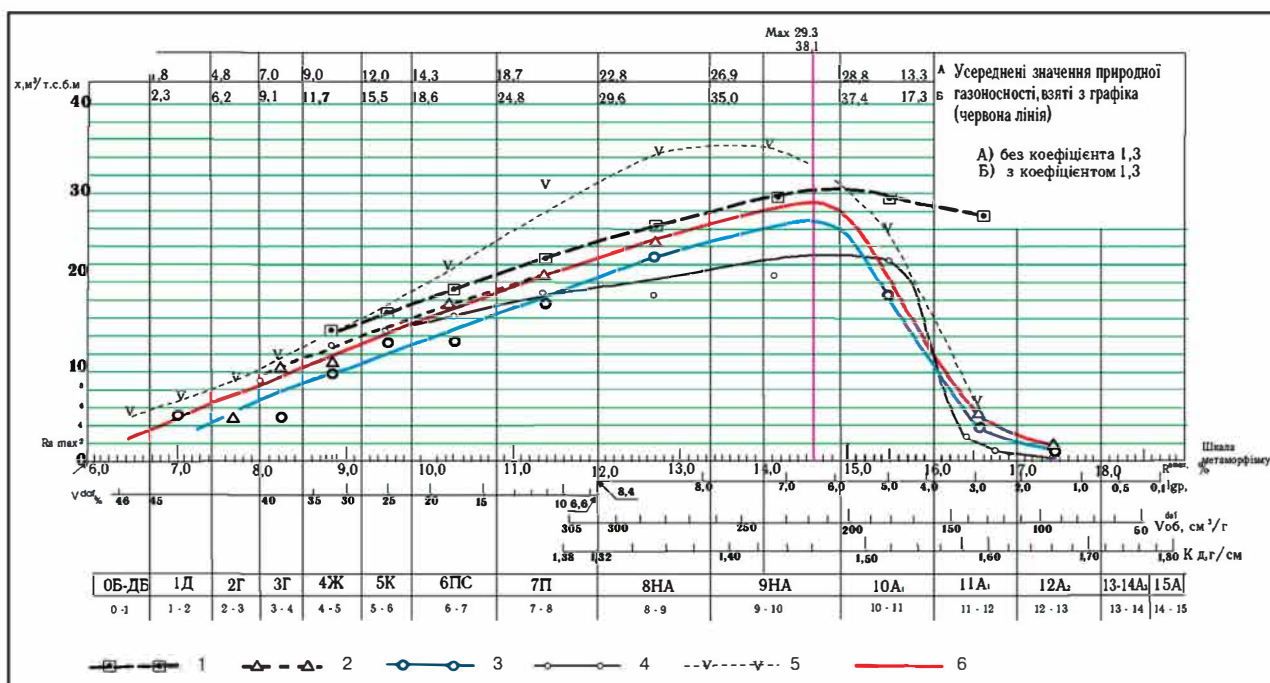


Рис. 1.32. Графік залежності природної газоносності вугілля та його сорбційної газоємності від ступеня метаморфізму (в підзоні стабілізації газоносності):

1 – сорбційна ємність при  $P=5\text{МПа}$ ; 2-4 – природна газоносність вугілля за даними газового каротажу (2), керногазонабірника КА-61 (3), за даними діаграм М.Левенштейна і Г.Яновської (4); 5 – граничне значення метаноємності за даними Б.Зімакова і М.Зільберштейна; 6 – осереднене значення графіка



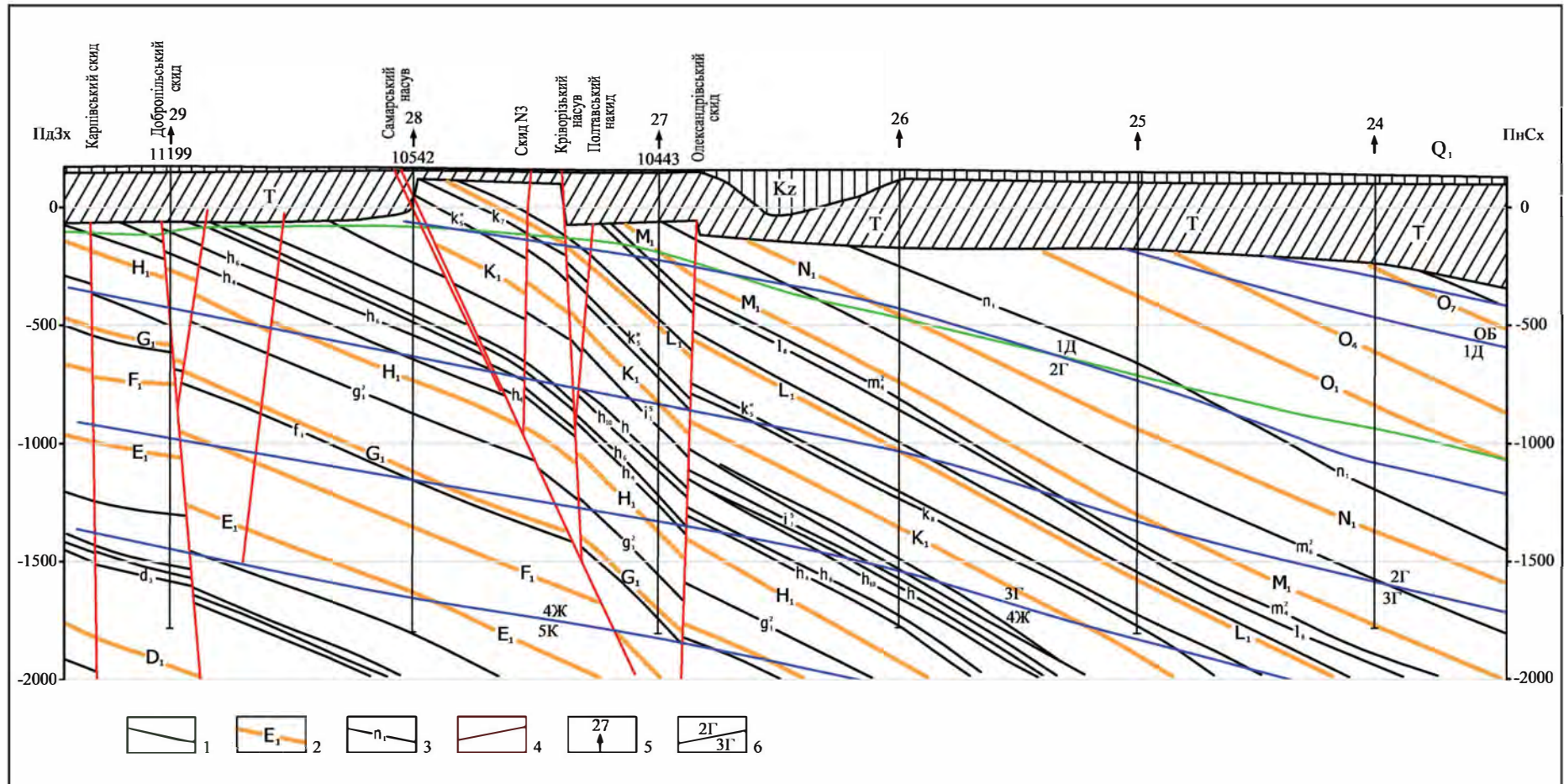


Рис. 1.33. Фрагмент геолого-газового розрізу по лінії І-І. Нікольсько-Райська площа [103]:

1 – верхня поверхня метанової зони; 2 – маркувальні пласти вапняків карбону; 3 – робочі вугільні пласти; 4 – розривні порушення; 5 – свердловини; 6 – межі груп метаморфізму

У межах Нікольсько-Райської площі сумарна питома газонасність робочих і неробочих вугільних пластів до глибини -1500 м змінюється від  $50 \text{ м}^3/\text{м}^2$  на північному сході до  $400 \text{ м}^3/\text{м}^2$  в районі шахтних полів «Добропільська», «Білицька» та «Краснолиманська». Сумарна питома газонасність тільки робочих пластів до тієї ж глибини змінюється від 25 до  $200 \text{ м}^3/\text{м}^2$  в центральній частині площі. Цей показник до відмітки -1000 м змінюється від  $0 \text{ м}^3/\text{м}^2$  на північному сході до  $100 \text{ м}^3/\text{м}^2$ , зрідка  $150 \text{ м}^3/\text{м}^2$  в центральній частині площі. Це свідчить, що основні газонасні вугільні пласти залягають на глибинах понад -1000 м. Колекторські властивості пісковиків наведені в табл. 1.27.

Табл. 1.27. Колекторські властивості пісковиків середнього і верхнього карбону

Район, ділянка	Світа	Інтервал глибин, м	Відкрита пористість, %			Газопроникність, мД			Група метаморфізму
			від	до	середня	від	до	середня	
Красноармійський	$C_2^7$	494,0–1505,5	0,68	18,0	7,37	0,01	48,1	1,72	2Г-3Г
Північно-Родинська-2	$C_2^6$	685,0–1575,0	0,19	19,74	6,14	0,04	12,4	0,45	2Г-3Г
Північно-Родинська-2	$C_2^5$	818,0–1537,7	0,93	9,61	6,48	0,01	1,40	0,16	2Г-3Г
Донецько-Макіївський	$C_3^1$	308,0–1488,6	0,36	19,59	4,53	0,01	17,6	0,44	3Г-4Ж
Донецько-Макіївський	$C_2^7$	699,0–1639,8	1,10	6,90	4,75	0,01	5,10	0,43	4Ж-5К
Донецько-Макіївський	$C_2^6$	1353,0–1711,1	1,26	5,25	3,36	0	0,03	0,03	6ПС

Як показує досвід буріння розвідувальних і експлуатаційних робіт на шахтах в межах Нікольсько-Райської площі, пастками для вільних і водорозчинених газів слугують породи, які мають локальні підвищення порової ємності чи тріщинуватості. В деяких з таких пасток утворилися мікропоклади вільного газу, одиний з них, Лаврентіївський у Донецько-Макіївському районі, у свій час розроблявся, його запаси у трьох стратиграфічних рівнях сягали  $32,8 \text{ млн м}^3$ . Запаси інших мікропокладів значно менші. В межах Красноармійського району передбачається наявність пасток вільного газу різних типів, переважно структурно-тектонічного типу і неструктурних (літологічні і тектонічні).

У південно-східній частині Нікольсько-Райської площі виділяється перспективна ділянка Північно-Родинська-2, приурочена до висячого крила Центрального насуву. Тут прогнозується наявність структурно-тектонічних і неструктурних пасток, потужних шарів пісковиків з середніми (7–10 %) показниками відкритої пористості, відмічені газопрояви в свердловинах, припливи вільного газу при випробуваннях газоводонесних горизонтів, суфлярні газовиділення, а також потужна геотермічна аномалія на площі ділянки.

За даними випробувань, у свердловинах горизонти пісковиків московського ярусу ( $C_2^7$ ,  $C_2^6$ ,  $C_2^5$ ) в основному водонесні, рідше – газонесні. Пористість аргілітів та алевролітів сягає мінімальних значень 2–3 %, а газопроникність – нульових значень. У цілому, за аналогією з описаними вище ділянками прогнозується, що до глибин 500–800 м вуглевмісні породи будуть негазонесними або слабогазонесними внаслідок підвищеної обводненості. Лише в південно-східній

частині площі прогнозується збільшення газоносності. В цьому напрямку збільшується сумарна потужність пісковиків.

У той же час для всього південно-західного Донбасу встановлене збільшення газоносності порід з глибиною, що суперечить чітко встановленій тенденції погіршення на глибину їхніх колекторських властивостей (табл. 1.28).

**Табл. 1.28. Співвідношення загальної і відкритої пористості (%) у породах (за даними глибоких газових свердловин ДРГП «Донецькгеологія»)**

Група метаморфізму	Пісковики		Алевроліти		Аргіліти	
	загальна пористість	відкрита пористість	загальна пористість	відкрита пористість	загальна пористість	відкрита пористість
1Д	13,6	11,3	7,8	-	9,3	-
2Г	8,0	6,2	3,6	3,2	4,3	4,2
3Г	5,2	4,4	3,9	3,0	3,5	3,0
4Ж	4,7	4,1	3,3	2,1	4,1	2,2
5К	3,5	3,2	2,5	2,2	4,1	1,6
6ПС	3,1	2,7	2,8	1,3	3,3	1,0
7П	3,4	2,9	2,7	1,9	3,4	1,6
8НА	2,9	2,5	3,5	1,7	3,6	1,6
9НА	2,1	1,6	2,1	2,4	2,8	-
10А <sub>1</sub>	1,4	1,2	2,5	1,2	2,9	2,2
11А <sub>1</sub>	0,6	0,6	1,7	-	2,1	1,0
12А <sub>2</sub>	0,9	-	1,2	-	0,7	-

Можна зробити висновок, що у цьому разі ми маємо справу з нетрадиційним газом – сорбованим або з малопроникних колекторів. Одним із пояснень цього факту може бути збільшення з глибиною кількості концентрованої органічної речовини у вугільних пластах, пропластках, окремих включень обвугленої органіки, розсіяної в породах органічної речовини.

На ділянці Бутівська Глибока у свердловинах Щ-797, Щ-808 деякі аргілітові пласти мають вміст РОР до 40 %, а їхня газоносність становить 5,2–8,5 м<sup>3</sup>/т породи, що зіставляється з газоносністю вугільних пластів у тих самих свердловинах і для тих самих глибин – 13–15 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

Запаси ВВ-газів при загальній площі 1116 км<sup>2</sup> у робочих пластах при щільності запасів 156,14 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> сягають 174 255 млн м<sup>3</sup>, у неробочих пластах зі щільністю запасів 207,67 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> запаси сягають 231 739 млн м<sup>3</sup>.

Загально визнано, що газоносність вуглевмісних порід визначається сумою ємностей: поровою ємністю власне породного скелета і сорбційною – розсіяної в породі ОР як сорбенту газу. Об'єм сорбованого газу в породах залежить від кількості вуглистої речовини, яка міститься в них в розсіяному вигляді і в формі концентрованих включень, від ступеня метаморфізму цієї речовини і глибини залягання. Деякі дослідники вважають, що в породах газ сорбує не тільки органічна речовина, але і їх глиниста складова. Цей висновок зроблений на основі лабораторних досліджень, які показали, що газоемність пісковиків з однаковим вмістом органічного вуглецю іноді дуже відрізняється. На зразках з шахти ім. О.О. Скочинського встановлено, що сорбційна ємність вмісних порід



становить в середньому 6–9 % від такої ж у вугіллі, тобто є досить суттєвою величиною [63, 64].

Враховуючи все вищезазначене, можна зробити висновок, що при розрахунках питомої газоносності (ресурсів, запасів) вугільних пластів перспективних площ, можна її збільшувати в середньому на 25 % за рахунок газоносності колекторських вуглевмісних теригенних порід і сорбційного газу глинистої складової теригенних порід.

*Ресурси та запаси.* Державним балансом корисних копалин України станом на 01.01.2011 і Фондом об'єктів у нафтогазоносних регіонах України станом на 01.01.2011 запаси та прогнозні ресурси вуглеводнів у межах ділянки не обліковані. Підрахунок геологічних запасів метану вугільних пластів (робочих та неробочих) на досліджуваній площі здійснений у свій час ДРГП «Донецькгеологія» та Державним інформаційним геологічним фондом України «Геоінформ Україна» [93].

Геолого-пошукова характеристика Нікольсько-Райської площі наведена в табл. 1.29.

**Табл. 1.29. Пошукова характеристика Нікольсько-Райської площі**

Розміщення	Південно-західна зона дрібної складчастості Донбасу; Кальміус-Торецька улоговина
Заселеність	Густа
Розміри площі, км <sup>2</sup>	1116
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Верхня частина башкирського та московського ярусів (світи C <sub>2</sub> <sup>5</sup> , C <sub>2</sub> <sup>6</sup> , C <sub>2</sub> <sup>7</sup> з середньою потужністю 270, 210, 400 м)
Марки вугілля	Г, Ж, К, ПС
R <sub>0</sub>	Г (0,50–0,98), Ж (0,80–1,1), К (1,0–1,6), ПС (1,4–1,9)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	У верхніх пластах північного заходу 8,5–13,6, у нижчезалягаючих – 9,5–21,0; на південному сході 15,0–21,7
Глибини залягання вугільних пластів, м	Від 0–200 до 1500–2000 та більше
Сумарна потужність робочих пластів, м (разом з супутниками потужністю понад 0,3 м)	Від 18,1 до 20,5 в північно-західній частині площі (кількість 11–18); в центральній частині – 9,12–10,05 (12–13); в південно-східній частині – 4,7–6,25 (4–6)
Щільність геологічних запасів вугільних пластів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси млрд м <sup>3</sup> )	У робочих пластах – 156,14 (запаси 174,2); у неробочих пластах – 207,67 (запаси 231,7); разом – 363,81 (запаси 406,0)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	0,3–1,34 при пористості 3,1–8,0 %
Вмісні породи	Аргіліти, рідше пісковики та вапняки. На глибинах 700–1000 м пористість пісковиків становить 5,2–8,0 %, проникність – 1,40–17,6 мД, 01–5,10 мД
Наявність куполовидних структур	Самарська флексура, де прогнозуються мікропоклади газу

<i>Продовження табл. 1.29</i>	
Тектонічна будова	Просте, спокійне моноклінальне залягання з кутами падіння від 3–4 до 12–14°, поряд з порушеннями – 30–40°, скиди амплітудою від 25 до 100 м і більше
Водоносність порід	Відмічається підвищена водозбагаченість тріщинуватих пластів, які залягають на малих глибинах, на їх перегінах. Ступінь тріщинуватості порід і їх водоносність зменшуються з глибиною. Води значних (500–1000 м) глибин гідрокарбонатно-хлоридні, натрієві приурочені до зони метанових газів

Параметри та результати розрахунку собівартості газовидобувних робіт на Нікольсько-Райській площі подані в табл. 1.30.

**Табл. 1.30. Параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі Нікольсько-Райської площі**

Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1000 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,4
Щільність запасів метану у робочих та неробочих вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	364,0
Коефіцієнт перерахунку запасів метану у вугільних пластах в запаси у пісковиках	0,25
Прогнозна щільність запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	91,0
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	455,0
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	109,6
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1000 м, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	67,5
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> при глибині свердловин 1500 м, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	72,0

#### 5.4. Красногорівсько-Авдіївська площа

Красногорівсько-Авдіївська площа розташована в межах Ясинуватського, частково Красноармійського районів Донецької області. Південно-східна частина площі розташована в межах Донецько-Макіївського геолого-промислового вугленосного району, а північно-західна – Красноармійського. Донецько-Макіївський район детально вивчений буровими та геологічними дослідженнями і прийнятий як еталон для прогнозування газоносності та ресурсів природного газу вугільних шахт на території Красногорівсько-Авдіївської площі, яка вивчена на досить низькому геолого-геофізичному рівні.

До площі найближче знаходяться чи частково входять у її межі поля діючих шахт: на південному сході – ім. Є.Т. Абакумова, ім. О.О. Скочинського, «Куйбишевська», «Жовтневий Рудник», ім. О.Ф. Засядька, «Бутівська-Донецька»; на північному заході – «Україна», ім. І.С. Коротченка, «Росія» (ДП «Макіїввугілля»). Площа території – 1040 км<sup>2</sup>.

У структурному відношенні площа розміщена на південному крилі Кальміус-Горецької улоговини, в центральній частині Вовчанської синклінали, частково на північному крилі Очеретянської субмеридіальної структури. Район характеризується простою геологічною будовою та спокійним заляганням пластів, загальне падіння порід – північно-західне під кутом 7–14°. На південному сході площа ускладнена Пантелеймонівським насувом і Коксовим скидом незначної амплітуди. На північному заході трасується Селидовський насув амплітудою 0–100 м. Субмеридіально орієнтовані структури в районі мають низку загальних рис: різко виражену асиметрію складок з трохи піднятим східним крилом, простягання осі складок та їх занурення в північно-східному напрямку, нахил осьових поверхонь флексур на південний схід під кутом 40–75°. Процес формування складок і розломів супроводжувався збільшенням тріщинуватості порід. Підвищеною тріщинуватістю характеризуються переважно склепінні частини структур.

Численними роботами встановлено, що порушення типу «насув», які формувалися в умовах стиснення, здебільшого є закритими та газонепровідними, вони як би закупорюють газ. Тому в цих випадках в зонах ускладнення насувів формуються локальні ділянки підвищеної газоносності порід, причому інколи ці порушення виконують роль екранів.

*Параметрична свердловина Очеретянська-900.* На північному заході площі в межах Очеретянського виступу з метою оцінки вугленості відкладів середнього та верхнього карбону пробурена параметрична св. Очеретянська К-900 глибиною 2947 м, яка розкрила вугленосні світи від  $C_2^4$  до  $C_3^1$ . Свердловиною у відкладах світ  $C_2^6$  та  $C_2^7$  також розкриті вуглисті аргіліти з великими значеннями газоносності.

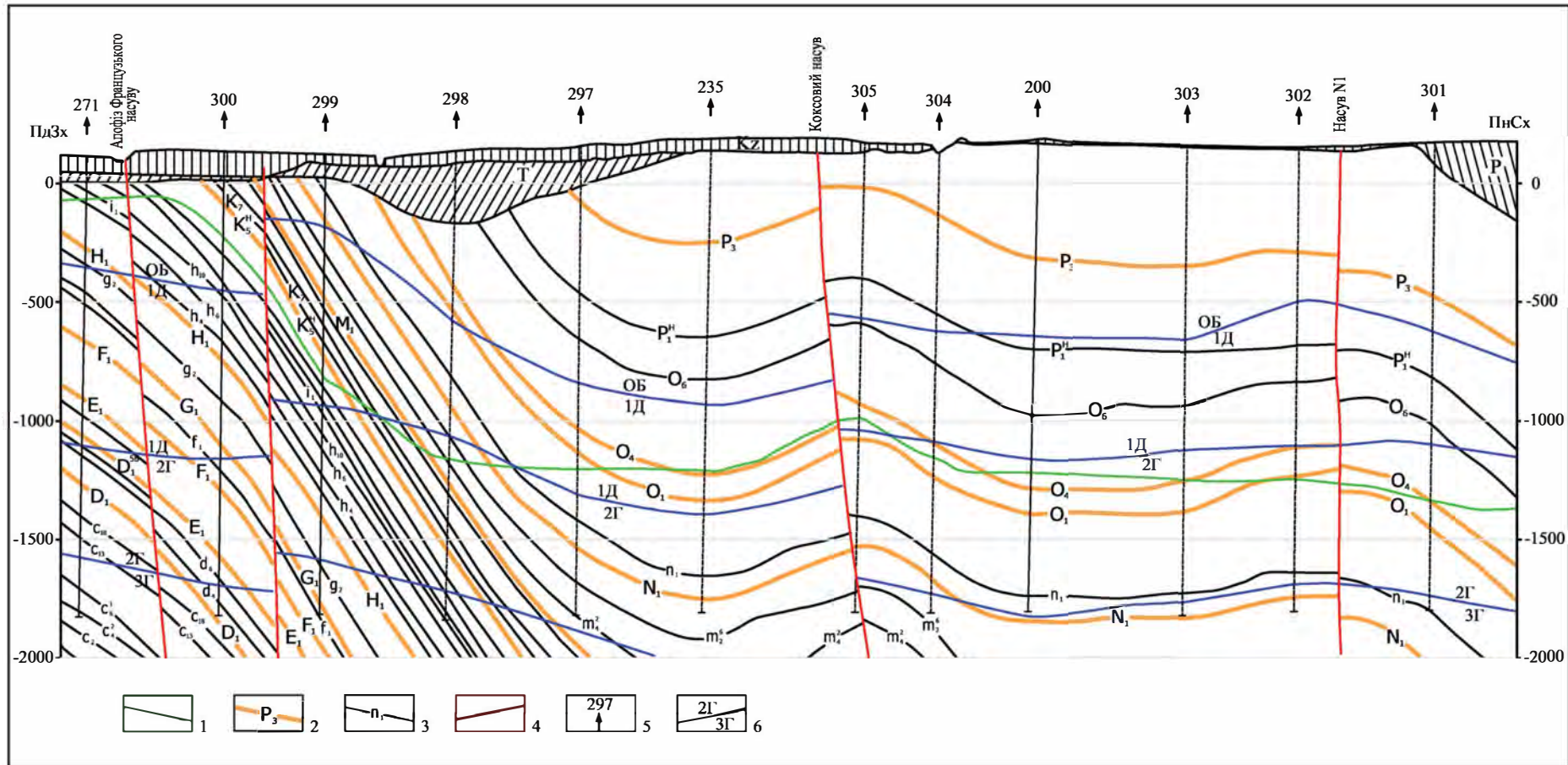
Свердловина К-900 розкрила вугільні пласти з робочою потужністю понад 0,4 м у світах:  $C_2^7$  – 7 пластів загальною потужністю 6,3 м на глибині понад 1700 м;  $C_2^6$  – 5 пластів загальною потужністю 4,12 м на глибині понад 1900 м;  $C_2^5$  – 4 пласти загальною потужністю 3,44 м на глибині 2500 м.

У свердловині за матеріалами газового каротажу газоносність вугільних пластів світ  $C_3^1$ – $C_2^7$  збільшується з 2,4 м<sup>3</sup>/т с. б. м. до 10,7 м<sup>3</sup>/т с. б. м., середньозважена зольність становить 23,8 %, а на глибинах 2250–2900 м у світах  $C_2^6$ – $C_2^4$  газоносність становить 13,7–15,6 м<sup>3</sup>/т с. б. м., середньозважена зольність – 19,3 %. Марки вугілля від довгополуменевих і газових до пісних.

Робочий пласт  $k_8$  ( $C_2^5$ ) залягає на глибинах 500–2000 м і більше та має потужність 0,7–0,95 м. Пласт  $l_3$  ( $C_2^6$ ) залягає на глибинах 0–2000 м і більше, має потужність від 0,4 до 1,5 м і більше. Пласт  $m_3$  ( $C_2^7$ ) залягає на глибинах 0–2000 м і більше, має потужність 0,4–1,5 м і більше, в північно-західній частині заміщується на пісковик (рис. 1.34).

Сумарна потужність робочих пластів разом з супутниками потужністю понад 0,3 м в районі шахтних полів змінюється від 1,8 м (шахта «Бутівсько-Донецька» при кількості пластів 1) до 25,7 м (ПАТ «Шахта імені О.Ф. Засядька», при кількості пластів 19). На поглибленні басейну прогнозується зменшення кількості вугільних пластів та їхньої сумарної потужності.





**Рис. 1.34. Геолого-газовий розріз по лінії III–III. Красногорівсько-Авдіївська площа [103]:**

1 – верхня поверхня метанової зони; 2 – маркувальні пласти вапняків карбону; 3 – робочі вугільні пласти; 4 – розривні порушення; 5 – свердловини; 6 – межі груп метаморфізму

В крайовій південно-західній частині площі на глибинах понад 1400 м виділяються вугільні пласти нижнього карбону ( $c_6^1$ ,  $c_{11}^B$ ,  $c_{17}^2$ ,  $c_{18}^B$ ) товщиною 0,45–1,15 м з природною газоносністю 12,0–13,5 м<sup>3</sup>/т с. б. м., з марками вугілля Ж, К.

*Гідрогеологічні умови.* Кам'яновугільні відклади в межах площі характеризуються високою водоносністю. Горизонти представлені тріщинуватими пісковиками та вапняками. Найбільші припливи води з водоносних горизонтів спостерігаються в зоні активного водообміну до глибини в середньому 300–400 м.

При зануренні похило залягаючих пластів тріщинуватість і водопроникність глинистих і піщано-глинистих порід зменшується, вони починають гідравлічно відокремлювати пісковики і вапняки один від одного і останні стають самостійними водонапірними горизонтами. Тому мульди і геологічні улоговини в основному є самостійними артезіанськими структурами. Площини розривних порушень по відношенню до води зазвичай є екранами, що обумовлюють в зоні свого впливу складний розподіл виходів води на денну поверхню або у гірничу виробку. Відмічається підвищена водозбагаченість тріщинуватості на перегибах пластів. Ступінь тріщинуватості порід карбону і їх водоносність зменшується з глибиною.

З поглибленням басейну чітко прослідковується гідрохімічна зональність, яка проявляється у зміні хімічного складу підземних вод: від 220–950 м – сульфатні, кальцієво-натрієві; від 950–1000 м і більше – сульфатно-хлоридно-натрієві та хлоридно-натрієві.

*Газоносність.* За газоносністю вугільних пластів район можна розділити на три частини: західну, центральну та східну. Найвища газоносність спостерігається в східній частині району, на території шахтних полів зі складною геологічною будовою. Тут вугілля марок від ПС до П-НА має максимальну газоносність 25,0–33,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м. Так, в шахті «Бутівська», яка частково входить в межі південно-східної частини площі, газоносність пласта  $m_3$  сягає 20 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

Основним геологічним фактором, який визначає величини газоносності та їх зміни, є ступінь метаморфізму вугілля і глибина його залягання.

Зміна газоносності від ступеня катагенезу має складний характер. Мінімальними значеннями характеризуються породи, які вміщують малометаморфізоване вугілля марок ДГ та високометаморфізовані антрацити групи 11А<sub>1</sub> та 12А<sub>2</sub>, максимальними – породи, які вміщують пісне вугілля та напівантрацити 8 і 9 групи 8НА-9НА. В межах Донецько-Макіївського геолого-промислового району з заходу на схід спостерігається пониження пористості і збільшення ступеня катагенезу та метаморфізму вугілля від марок Г-Ж до ПС-П і, відповідно, збільшення газоносності порід за аналогічною залежністю.

На Красногорівсько-Авдіївській площі сумарна питома газоносність робочих і неробочих вугільних пластів до глибини -1500 м коливається від 5 до 325 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>, а сумарна питома газоносність робочих пластів до цієї ж глибини – від 0 до 175 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>. Газоносність збільшується від центральної глибокої частини площі на північний захід та південний схід, що пов'язане зі збільшенням ступеня метаморфізму в цих напрямках. Сумарна питома газоносність робочих вугільних пластів до відмітки -1000 м змінюється від 0 до 50 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>. Це свідчить, що

основні газоносні вугільні пласти в межах площі залягають на глибинах понад 1000 м. Слід відмітити, що більша частина площі до глибин 1000 м та 1500 м характеризується пониженими значеннями питомої газоносності ( $25\text{--}50 \text{ м}^3/\text{м}^2$ ), що свідчить про малі перспективи площі щодо вугільного метану.

Згідно з результатами буріння параметричної свердловини Очеретянська К-900 особливих відхилень в характері змін газоносності вугілля в залежності від ступеня метаморфізму і глибини не встановлено. За даними опробування вугілля за допомогою нейтронного гамма-каротажу (НГК) та газового каротажу, а також пластових вод підтверджена відсутність метанових газів до глибин 1000–1100 м. При заглибленні більше 1200 м спостерігається закономірне збільшення газоносності вугільних пластів –  $7,0\text{--}10,7 \text{ м}^3/\text{т}$  с. б. м. в газовому вугіллі, до  $13,7\text{--}15,6 \text{ м}^3/\text{т}$  с. б. м. у вугіллі марки ПС на глибинах до 2600 м. Характерно, що на глибинах 1000–1200 м відбувається поступова зміна водоносних горизонтів на газоводоносні, а потім газоносні без пластових вод.

Слід зазначити, що в межах Красногорівсько-Авдіївської площі газоносність вугілля збільшується зі збільшенням ступеня його метаморфізму.

Низькою газоносністю порід (до  $0,6\text{--}0,8 \text{ м}^3/\text{т}$ ) характеризуються верхні горизонти міжвугільної товщі, особливо крайової західної частини району, що пояснюється їх підвищеною обводненістю до глибин 500–800 м. Більш високою газоносністю (до  $2,5\text{--}3,5 \text{ м}^3/\text{т}$ ) відзначається центральна та східна частини району, що пояснюється збільшенням ступеня метаморфізму і зменшенням обводненості порід з заходу на схід.

Глибина поверхні метанової зони в районі Очеретянської свердловини становить 1200–1300 м. До вказаних глибин газоносність вугленосної товщі практично нульова. Підвищеною газоносністю характеризуються породи нижньої частини свердловини, де, починаючи з пісковиків низів світи  $C_2^6$ , верхів  $C_2^5$  та світи  $C_2^4$  (на глибинах 2300–2400 м, 2640–2950 м) отримані високі значення газоносності – від  $0,45\text{--}0,70$  до  $1,70\text{--}3,60 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Колекторські властивості (відкрита пористість) порід Донецько-Макіївського геолого-промислового району наведені в табл. 1.31.

Табл. 1.31. Пористість порід Донецько-Макіївського району

Ділянка	Відкрита пористість порід									
	Марка вугілля	пісковики			алевроліти			аргіліти		
		$C_2^7$	$C_2^6$	$C_2^5$	$C_2^7$	$C_2^6$	$C_2^5$	$C_2^7$	$C_2^6$	$C_2^5$
Абакумівська Глибока	Г	98	100	-	71	76	64	10	-	-
Бутівська Глибока № 2	Г-Ж-ОС	49	46	43	34	40	39	42	41	-

Виходячи з аналізу наведеного матеріалу можна зробити такі висновки.

1. У межах південно-західної та південно-східної частини площі, у світі  $C_2^5$  прогнозується залягання вугільних пластів  $k_5$ ,  $k_7$  та  $k_8^1$ , потужністю  $0,2\text{--}0,8$  м на глибинах 1000–2000 м і більше. У світі  $C_2^6$  прогнозується залягання вугільних пластів  $l_3$ ,  $l_4$ ,  $l_6$ ,  $l_7$ ,  $l_8$  в південній та західній частинах ділянки, потужністю  $0,45\text{--}1,8$  м на глибинах 800–2000 м. У світі  $C_2^7$  прогнозується залягання пластів  $m_2$ ,



$m_3$ ,  $m_6$ , частково  $m_4^2$  і  $m_8^1$  практично на всій території дослідження, за винятком її північно-східної частини, в межах осьової частини Вовчанської синклінали, потужністю 0,4–1,8 м на глибинах 700–2000 м. У відкладах світи  $N_3^1$  залягання вугільного пласта  $n_1$  прогнозується тільки в західній частині площі, потужністю 0,4–1,0 м, на глибинах 300–1100 м.

2. Марки вугілля представлені широким спектром: від газового (групи 2Г, 3Г) малометаморфізованого на поглибленні Кальміус-Торецької западини; до жирного (групи 4Ж) метаморфізованого на північно-західному та південно-східному бортах западини.

3. Газоносність вугільних пластів змінюється від 10 до 25 м<sup>3</sup>/т с. б. м. Великі значення газоносності притаманне вугіллю середнього карбону шахтних полів.

4. Прогнозується, що підземні води за хімічним складом будуть сульфатно-хлоридно-натрієві та хлоридно-натрієві.

5. У відкладах цих же світ прогнозується розповсюдження відносно витриманих за площею пісковиків потужністю від 2–5 до 30–40 м з посередніми колекторськими властивостями. Коефіцієнт пористості прогнозується в інтервалі від 3,5 до 10,8 %, газопроникність від 0,01 до 5,10 мД, газоносність – від 1,8 до 3,0 м<sup>3</sup>/т.

При оцінці перспектив Красногорівсько-Авдіївської площі (табл. 1.32, 1.33) слід зазначити, що вона є не зовсім сприятливою для видобутку ВВ-газів з вугілля, хоча за деякими параметрами (метаморфізм, сумарна величина вугільної товщі, газоносність вугільних пластів тощо) може вважатися перспективною. Але територіально ділянка розташована в межах осьової частини Кальміус-Торецької улоговини і її похідної Вовчанської синклінали та характеризується глибоким заляганням вугільних пластів. На цих глибинах процес видобутку вугільного газу є важкодоступним.

Державним балансом запасів корисних копалин України станом на 01.01.2010 та Фондом об'єктів у нафтогазоносних регіонах України станом на 01.01.2011 запаси та прогнозні ресурси вуглеводнів у межах ділянки не обліковані.

Ймовірна глибина залягання пластів вугілля потужністю понад 0,5 м, які є продуктивними на газ-метан, становить 1400–2000 м.

Ресурси ВВ газів при загальній площі 1040 км<sup>2</sup> у робочих пластах при щільності запасів 51,06 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> можуть сягати 53 102 млн м<sup>3</sup>, у неробочих (щільність запасів 98,03 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) – 10 1951 млн м<sup>3</sup>.

Такі відносно великі значення щільності запасів і власне запаси вугільного газу-метан пояснюються включенням в контур площі вивчення шахтних полів з високоякісним вугіллям високого ступеня метаморфізму (4Ж, 5К).

Таблиця 1.32. Пошукова характеристика Красногорівсько-Авдіївської площі

Розміщення	Південне крило Кальміус-Торецької улоговин, центральна частина Вовчанської синкліналі, частково північне крило Очеретянської субмередіональної структури
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	1040
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Середня і верхня частини московського ярусу (каменська С <sub>2</sub> <sup>5</sup> , алмазна С <sub>2</sub> <sup>6</sup> та горлівська С <sub>2</sub> <sup>7</sup> світи, (потужністю по 200–500 м)
Марки вугілля	Д, Г, Ж, в західній частині площі – К
R <sub>0</sub>	Д (0,41–0,60), Г (0,50–0,90), Ж (0,80–1,1), К (1,0–1,6)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	У верхніх пластах до глибин 300–1500 м – 2,0–9,5, у нижчезалягаючих пластах до глибин 600–1800 м – 10,0–21,1
Глибина залягання вугільних пластів, м	Від 100–700 до 2000 і більше
Сумарна потужність робочих пластів, м (разом з супутниками потужністю більше 0,3 м)	Від 1,8 до 25,7 при потужності вугільної товщі 250–300 і кількості пластів від 1 до 19 в межах шахтних полів. На поглибленні басейну прогнозується зменшення кількості вугільних пластів та сумарної їх потужності
Щільність геологічних запасів млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси млрд м <sup>3</sup> )	У робочих пластах – 51,061 (запаси 53,1); у неробочих пластах – 98,03 (запаси 101,9); щільність у робочих та неробочих вугільних пластах – 149,1
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	0,6–0,8 м <sup>3</sup> /т – західна частина; 2,5–3,5 м <sup>3</sup> /т – центральна та східна частина при пористості 4,9–9,8 %
Вмісні породи	Аргіліти, зрідка пісковики та карбонатні породи
Наявність куполоподібних прирозломних структур	За межами шахтних полів виділяється лише північне глибокозалягаюче крило Очеретянської субмередіональної структури
Тектонічна будова	Проста тектонічна будова та спокійне залягання пластів з кутом падіння 7–14°
Водоносність порід	Активний водообмін до 300–400 м, тріщинуватість порід і їх водоносність зменшується з глибиною. Чітко прослідковується гідрохімічна зональність, яка проявляється в зміні хімічного складу вод від сульфатних, кальцієво-натрієвих до сульфатно-хлоридно-натрієвих та хлоридно-натрієвих

Табл. 1.33. Параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі Красногорівсько-Авдіївської площі

Витрати з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1000 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,4
Щільність запасів метану робочих і неробочих вугільних пластів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	194,0
Коефіцієнт перерахунку запасів метану у вугільних пластах в запаси у пісковиках	0,25
Прогнозна щільність запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	39,0
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	194,0
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	46,7
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1000 м, \$/тис. м <sup>3</sup>	158,3
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1700 м, \$/тис. м <sup>3</sup>	173,0

### 5.5. Слов'янківсько-Вугледарська площа

Слов'янківсько-Вугледарська площа розташована в межах Красноармійського, Великоновоселівського та Мар'їнського районів Донецької області, частково Межівського Дніпропетровської області. В її межах розташований Красноармійсько-Західний вугленосний район, центральна і північна частини Південно-Донбаського геолого-промислового району. На південному заході площа межує з полями працюючих шахт «Південно-Донбаська № 1» та № 3. В центральній частині площі розміщені поля працюючої шахти «Красноармійська-Західна № 1». Поле шахти розташоване на території східного крила Криворізько-Павлівського скиду, в межах Олександрівської структури, порушеної серією Удачинських насувів. Площа перспективна на нижньокарбонове вугілля. Загальна площа – 1561 км<sup>2</sup>.

*Красноармійсько-Західний вугленосний район* приурочений до перехідної зони від Донецької складчастої будови до УЩ, до стику південно-західного борту ДДЗ з південно-східним схилом УЩ. Північно-західну частину району перетинає регіональний Криворізько-Павлівський конседиментаційний скид з амплітудою 350–900 м, який розділяє її на дві частини: західну, де переважає глибова тектоніка, і східну, ускладнену флексурними перегинами та дрібними складками Красноармійської монокліналі. В західній частині розвинені великі скиди, більша частина яких паралельна до Криворізько-Павлівського скиду: Самарський, Новосергіївський, Новопавлівський, Вітебський, Добропільський.

На східному крилі Криворізько-Павлівського скиду знаходиться полога антикліналь, яка розділена на ряд витягнутих куполів, в північній частині – Красноармійсько-Західний; в південній – Олександрівський. На схід антикліналь виположується до 5–8°, а вугленосні відклади порушені системою повздовжніх насувів та поперечних скидів. Центральна частина Красноармійської монокліналі, яка розміщена між Криворізько-Павлівським скидом і Котлинським насувом, ускладнена пологою синкліналлю, яка занурюється в північно-східному напрямку. Синкліналь порушена рядом скидів та насувів. Крупний Центральний скид північно-східного та північного простягання є південною границею між Красноармійським і Красноармійсько-Західним геолого-промисловими районами.

Найдавнішими породами в межах району є гнейси та кристалічні сланці докембрію. Кам'яновугільні відклади залягають на розмитій поверхні докембрію і представлені рядом світ. Світа  $C_1^1$  представлена товщею вапняків (до 200 м) турнейського та нижньовізейського ярусів. Світа  $C_1^2$  складена аргілітами та алевролітами з прошарками вапняків (до 17) та нечисленних і малопотужних пісковиків. Потужність світи коливається від 42 до 480 м. У верхній частині світи виявлені нечисленні вугільні прошарки та пропластки. Світа  $C_1^3$  представлена дрібноциклічним перешаруванням аргілітів та алевролітів потужністю 540–770 м, вміщує понад 40 вугільних пластів і пропластків. Світа  $C_1^4$  представлена відкладами змішаного прибережно-морського і континентального генези-



су, вміщує 46 вугільних пластів і пропластків. З 9 вугільних пластів робочої потужності досягають лише  $d_3$  та  $d_4$ , на окремих площах –  $d_1^1$  і  $d_6^1$ . Потужність світи збільшується в східному напрямку з 590 до 810 м. Світа  $C_1^5$  в нижній частині складена мілководно-морськими фаціями аргіліто-алевролітового складу, в верхній – в основному пісковиками з 18–20 вугільними пропластками та пластами, але ні один з них не має робочої потужності. Потужність світи – до 400 м. Мезозой представлений тріасовою і юрською системами загальною потужністю до 90 м. Кайнозой включає палеоген-неогенові та четвертичні відклади сумарною потужністю від 10–20 до 80–100 м.

Основними водоносними горизонтами є нижньокарбовоні вапняки і пісковики. Найбільш вивченими є горизонти пісковиків, які включають вугільні пласти  $d_3$  та  $d_4$ , менш вивчені інші. Майже всі водоносні горизонти карбону водонапірні. Велику роль грає глибина залягання водоносних горизонтів, у залежності від чого дебіти припливів коливаються в досить широких межах – від 0,1 до 35,3 м<sup>3</sup>/год.

Хімічний склад підземних вод неоднорідний, але має певну закономірність змін з глибиною. До глибини 200 м переважає сульфатно-хлоридно-натрієво-кальцієвий тип вод з мінералізацією до 3,3 г/дм<sup>3</sup>, глибше – хлоридно-натрієвий з мінералізацією від 3,0 до 18,0 г/дм<sup>3</sup>. Інтенсивна порушеність продуктивної товщі скидами і насувами значно ускладнює гідрогеологічний стан в районі, що сприяє поширенню високомінералізованих хлоридних вод на порівняно невеликих глибинах. Так, шахтою «Красноармійська-Західна № 1» на глибині 730–760 м дренуються хлоридно-натрієві підземні води з мінералізацією понад 22 г/дм<sup>3</sup>. Висока мінералізація пояснюється розвантаженням глибинних вод через Криворізько-Павлівський скид.

У Красноармійсько-Західному вугленосному районі з 46 вугільних пластів світи  $C_1^4$  лише два ( $d_4$  і  $d_6$ ) мають робочу потужність, а промислове значення має лише один пласт  $d_4$ . У межах району на зрізі -1000 м вугілля представлене такими групами метаморфізму: 4Ж, 5К, 6ПС, 7П, а на зрізі -1600 м – 5К, 6ПС, 7П. Газоносність вугільних пластів збільшується в східному напрямку (у бік збільшення ступеня метаморфізму та глибини) в середньому з 10,0 до 20,0–25,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м. При цьому на глибинах 600–800 м значення газоносності вище-залягаючого пласта  $d_6^1$  дещо нижче в порівнянні з нижчезалягаючими  $d_4$  і  $d_3$ . Підвищена газоносність спостерігається в зонах флексурних складок і різких вигинів вугільних пластів, які ускладнюють Криворізько-Павлівський скид.

Сумарна питома газоносність робочих і неробочих пластів в межах площі до глибини -1500 м коливається від 0 в північно-західній частині до 500 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> і більше в південно-східній частині району. Питома газоносність лише у робочих пластах до тієї ж глибини змінюється від 0 до 150 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> і більше, що пов'язане зі збільшенням ступеня метаморфізму в південно-східній частині району. Максимальні значення питомої газоносності робочих вугільних пластів до глибин 1000 м також сягають значень 150 м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>, це свідчить, що основні газоносні пласти в межах цієї площі залягають на глибинах до 1000 м.

Нижньокарбовона вугільна товща вивчена в межах поля шахти «Красноа-

рмійська-Західна № 1». Тут зафіксована висока ємність гранулярних колекторів-пісковиків, відкрита пористість яких на глибинах 600–800 м в середньому становить 7,7–7,9 % (табл. 1.34), максимум до 18 %, і стає ще вищою за рахунок підвищеної тріщинуватості в зонах вигину пластів. Їхня насиченість вільним газом визначає швидку газовіддачу всього вугленосного комплексу (і вугілля, і пісковиків) при їх розкритті. Пластичніші порівняно з пісковиками низькопористі алевроліти. Аргілітові шари виконують роль регіональної покривки, перешкоджаючи дегазації вугленосних відкладів по вертикалі, тобто перпендикулярно напластуванню. Покривка, найімовірніше, дуже надійна, про що свідчить підвищений вміст гелію в складі газу. Це ж дозволяє припускати і можливість глибинних підтоків газу.

**Табл. 1.34. Зміни відкритої пористості пісковиків та алевролітів**

Інтервал	Пористість загальна/відкрита, %		Інтервал	Пористість загальна/відкрита, %	
	пісовик	алевроліт		пісовик	алевроліт
200–300	- / 11,5	4,7 / -	500–600	- / 7,9	4,1 / 3,0
300–400	- / 10,8	4,5 / 3,4	600–700	- / 9,9	3,6 / 2,5
400–500	- / 8,1	4,5 / 3,3	700–800	- / 7,7	-

Спостерігаються високі значення газоносності порід в свердловинах, розташованих на флексурних і куполовидних складках, особливо якщо останні ускладнені розломами. Це чітко прослідковується на прикладі св. № 3401, пробуреної на Красноармійсько-Західній флексурі, ускладненій Удачинським насувом в межах поля шахти «Красноармійська-Західна № 1» і св. № 4228, розміщеної на пологій флексурній складці, ускладненій Центральним насувом, де абсолютна пористість пісковиків сягає 22,5 %, максимальна газопроникність 193,0 мД, а газоносність їх змінюється від 0,92 до 3,20 м<sup>3</sup>/т.

Газоносність вугілля пласта  $c_6^1$  в межах північно-західної та центральної частин Південно-Донбаського геолого-промислового району коливається в межах 12,8–18,7 м<sup>3</sup>/т с. б. м. (район Андріївського Південного, Південно-Донбаського № 12-1 та № 12-2) і 15,2–23,57 м<sup>3</sup>/т с. б. м. (ділянки Південно-Донбаської № 6, № 13-14 та № 8-9).

При розкритті пісковіку  $C_5^1SC_4$  ( $C_6^0SC_4$ ) над вугільним пластом  $C_5^1$  пошуковою свердловиною 963-Ю на Лаврентіївському куполі (рис. 1.35) з глибини 740 м стався відкритий викид газу сумісно з водою. Згідно з підрахунками УкрНДІГаз, добовий дебіт газовиділення становив 97 тис. м<sup>3</sup>/д.

У свій час у межах ділянки Північно-Донбаської № 12/1, був виділений дослідний полігон для постановки пошукових робіт на вільний газ у вмісних породах. На ділянці підтверджено наявність двох локальних антиклінальних структур (Константинопольська, Лаврентіївська), виявлено Андріївську структуру і літологічно екрановану Костянтинівську, розміщену між Максимівським та Криворізько-Павлівськими скидами.

В табл. 1.35 наведені параметри підрахунку запасів вільних газів Лаврентіївського, Константинопольського та Костянтинівського мікропокладів.

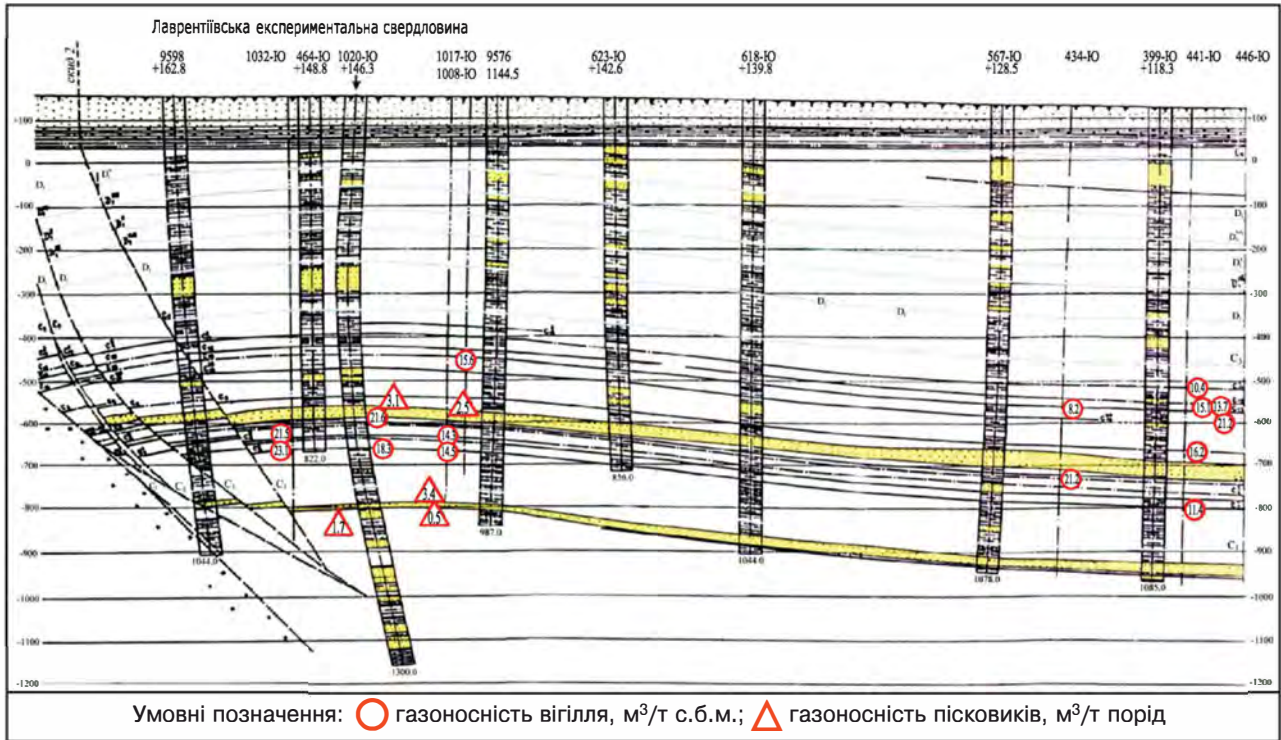


Рис. 1.35. Геологічний розріз через Лаврентіївський купол [9]

Табл. 1.35. Параметри підрахунку запасів вільних газів

Глибина горизонту, м	Індекс пісковика	Площа, км <sup>2</sup>	Ефективна товщина, м	Коефіцієнти		Пластовий тиск, МПа	Категорія запасів	Запаси газу, млн м <sup>3</sup>	Вміст He, %
				пористість	газонасиченість				
<b>Лаврентіївський мікропоклад</b>									
-600	c <sub>5</sub> <sup>1</sup> SC <sub>4</sub>	34	8,8	0,099	0,8	6,8	c <sub>1</sub>	16,0	0,27
-800	b <sub>5</sub> <sup>1</sup> SC <sub>1</sub>	28	7,0	0,063	0,8	9,5	c <sub>1</sub>	10,0	0,25
-900	b <sub>5</sub> SB <sub>2</sub>	43	6,3	0,041	0,5	11,1	c <sub>2</sub>	6,8	0,33
<b>Константинопольський мікропоклад</b>									
-280	c <sub>2</sub> <sup>3</sup> D <sub>1</sub>	26	2,7	0,134	0,5	2,6	c <sub>2</sub>	1,26	0,19
-490	C <sub>4</sub> <sup>2</sup> SC <sub>4</sub> <sup>3</sup>	26	3,2	0,077	0,5	6,0	c <sub>2</sub>	2,04	0,16
<b>Костянтинівський мікропоклад</b>									
-700	c <sub>5</sub> <sup>1</sup> SC <sub>4</sub>	38	2,4	0,117	0,43	8,3	c <sub>2</sub>	5,7	0,15
<b>Разом:</b>								<b>41,80</b>	

Загальні запаси метану у структурах Лаврентіївській, Константинопольській і Костянтинівській становлять за категоріями C<sub>1</sub> та C<sub>2</sub> 41,8 млн м<sup>3</sup>.

Запаси ВВ газів Красноармійського Західного району на площі 984 км<sup>2</sup> у робочих вугільних пластах при щільності запасів 37,9 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> сягають 37 294 млн м<sup>3</sup>, а у неробочих пластах при щільності запасів 136,7 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> – 193 553 млн м<sup>3</sup>. Запаси ВВ-газів Південно-Донбаського району на площі 577 км<sup>2</sup> у робочих вугільних пластах при щільності запасів 75,7 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> сягають 43 709 млн м<sup>3</sup>, а у неробочих пластах при щільності запасів



195,5 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> – 112803 млн м<sup>3</sup>. Запаси ВВ газів всієї площі у робочих пластах сягають 81,0 млрд м<sup>3</sup>, у неробочих – 306,3 млрд м<sup>3</sup>.

Геолого-пошукова характеристика Слов'янківсько-Вугледарської площі представлена в табл. 1.36, а результати розрахунку собівартості газовидобувних робіт – в табл. 1.37.

**Табл. 1.36. Геолого-пошукова характеристика Слов'янківсько-Вугледарської площі**

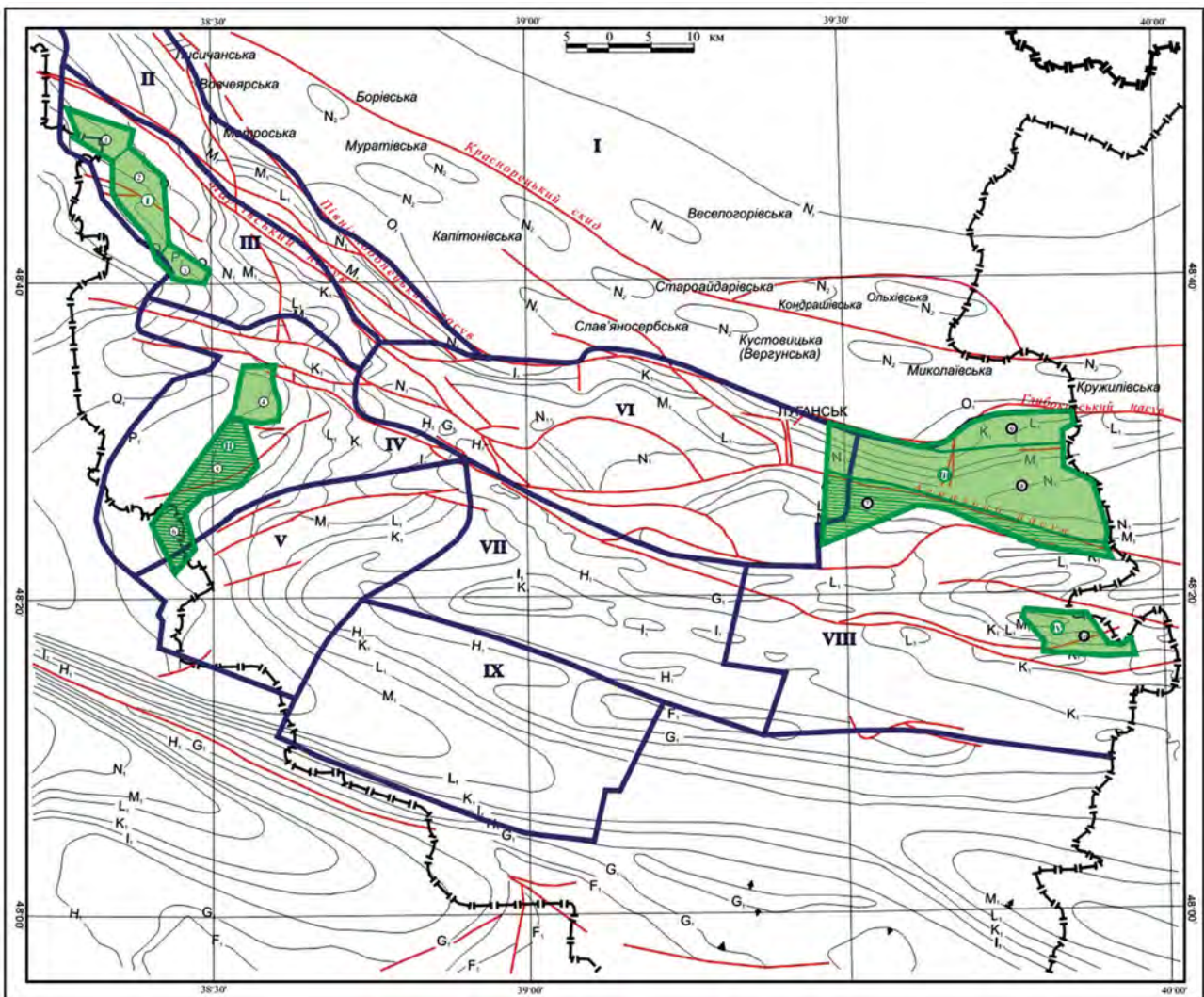
Розміщення	Південно-західна зона дрібної складчастості Донбасу, на стику південно-західного борту ДДЗ з південно-східним схилом УЩ
Заселеність	Малозаселена
Розміри площі, км <sup>2</sup>	Північно-західна частина – 984,0; Південно-східна – 577,0; загальна площа – 1561,0
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Північно-західна частина: верхня частина серпуховського ярусу (світа С <sub>1</sub> <sup>4</sup> ) потужністю 540–770 м; південно-східна частина: нижня частина серпуховського ярусу (світа С <sub>1</sub> <sup>3</sup> ) потужністю 500–600 м; верхня частина візейського ярусу потужністю 430–450 м
Марки вугілля	Ж, К, ПС, П
R <sub>o</sub>	Ж (0,8–1,1), К (1,0–1,6), ПС (1,4–1,9), П (1,91–2,50)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	Північно-західна частина – від 20,0–25,0 до 100; Південно-східна частина – 12,8–18,7
Глибина залягання вугільних пластів, м	Північно-західна частина – 1000–2000; Південно-східна частина – 400–1300
Потужність робочих пластів, м (з супутниками >0,3 м)	Північно-західна частина – від 2,3 до 7,8,0; Південно-східна частина – 5,0–7,05
Щільність запасів млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси млрд м <sup>3</sup> )	Північно-західна частина: робочі пласти – 37,9 (37,3); неробочі пласти – 136,7 (193,5) Південно-східна частина: робочі пласти – 75,7 (43,7); неробочі пласти – 195,5 (112,8) Разом робочі та неробочі пласти – 248,1 (387,2)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	Північно-західна частина – 0,92–2,2 при пористості 3,9–17,1 % Південно-східна частина – 0,3–3,5 при пористості 1,0–10,0%
Вмісні породи	Аргіліти, зрідка пісковики та карбонатні породи
Наявність куполоподібних прирозломних структур	Вздовж регіонального Криворізько-Павлівського скиду розміщений ланцюжок антиклінальних складок і куполів (Константинопольський, Лаврентіївський, Павлівський та ін.)
Тектонічна будова	Криворізько-Павлівський розлом в північно-західній частині площі розділяє її на дві частини: західну, де переважає глибова тектоніка і східну, ускладнену флексурними перегинами та дрібними складками
Водоносність порід	Найбільш водоносними є пісковики, але вони часом не видержані за товщиною і простяганням, виклинюються, заміщуються алевроаргілітовими товщами. Це визначає їхню нерівномірну за площею і в розрізі водоносність. Води сульфатно-хлоридні, натрієві чи кальцієві. Їхня мінералізація змінюється від 1,0–1,5 до 20–40 г/дм <sup>3</sup>

**Табл. 1.37. Результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі Слов'янківсько-Вугледарської площі**

Витрати на дегазацію 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1000 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,4
Середня щільність запасів метану у вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	248,1
Коефіцієнт перерахунку запасів метану у вугільних пластах в запаси у пісковиках	0,25
Прогнозна щільність запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі	62,0
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	310,1
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів метану у видобувні	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	74,7
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1000 м, \$/тис. м <sup>3</sup>	99,1
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1400 м, \$/тис. м <sup>3</sup>	104,0

## 6. ПІВНІЧНА ЗОНА ДРІБНОЇ СКЛАДЧАСТОСТІ ДОНБАСУ

Північна зона дрібної складчастості розміщена в Кременьському, Попаснянському, Перевальському, Слав'яносербському, Лутугінському, Краснодонському та Антрацитівському районах Луганської області, вона охоплює територію Лисичанського, Мар'ївського, Алмазного, Селезнівського, Луганського, Краснодонського і частково Боково-Хрустального геолого-промислових районів (ГПР) (рис. 1.36). Загальна площа становить близько 5000 км<sup>2</sup>. Її північною межею є регіональний Північнодонецький насув.



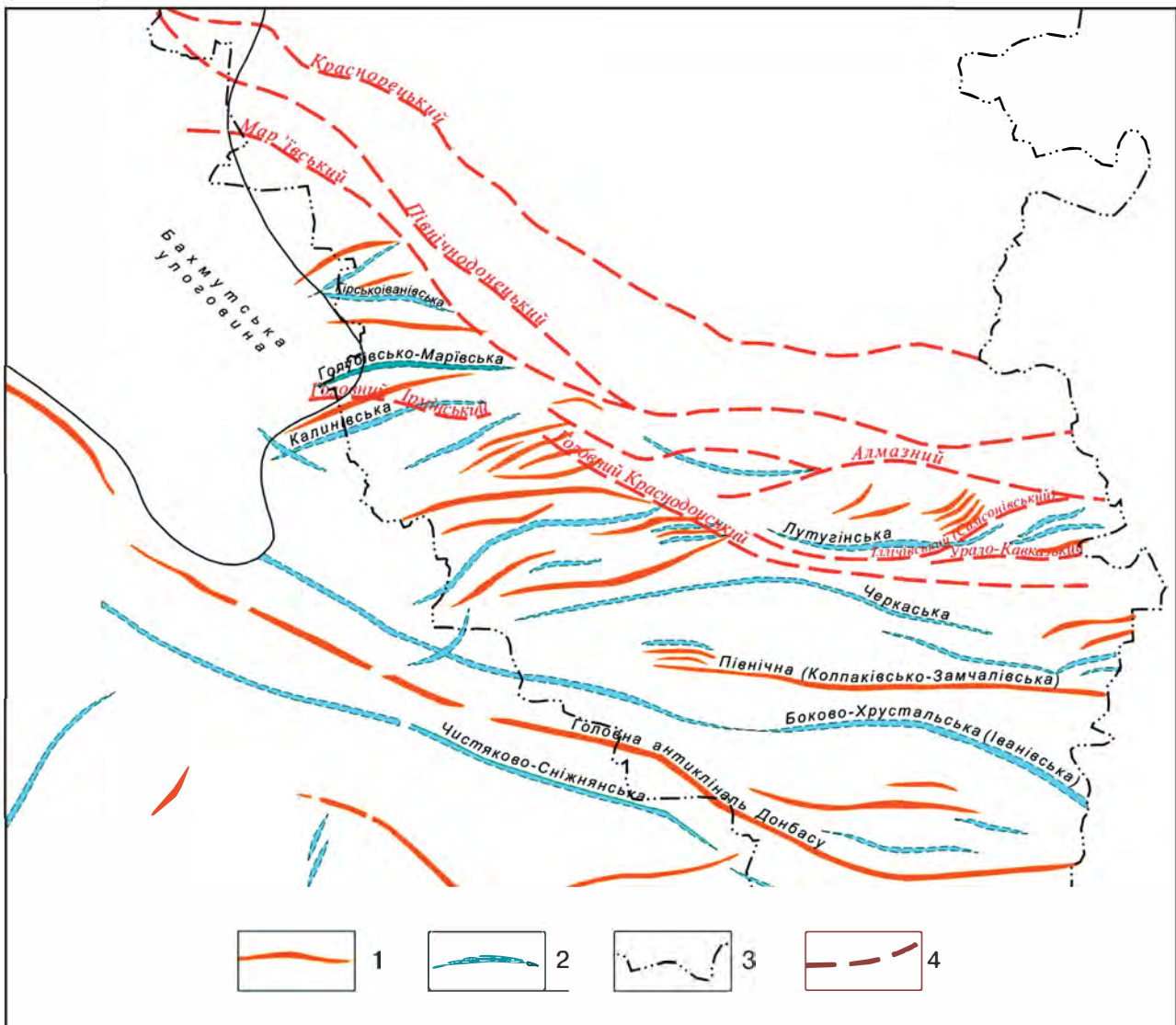
**Рис. 1.36. Схема розташування перспективних на газ ділянок в межах Північної зони дрібної складчастості Донбасу [98]:**

геологопромислові райони: I – Старобельський; II – Лисичанський; III – Мар'ївський; IV – Алмазний; V – Селезнівський; VI – Луганський; VII – Орхівський; VIII – Краснодонський; IX – Боково-Хрустальний

У тектонічному відношенні основна частина площі приурочена до північної зони дрібної складчастості Донбасу; і тільки західна розташована в переход-



ній зоні складчастих споруд до плікативних форм північно-східного схилу Бахмутської улоговини (рис. 1.37).



**Рис. 1.37. Тектонічна схема. Північна зона дрібної складчастості Донбасу [10]:**

1 – антикліналі; 2 – синкліналі; 3 – границя Луганської області; 4 – тектонічні порушення

В районі виділяються такі основні тектонічні елементи (з півночі):

- пояс купольних брахіантиклінальних структур, витягнутий у північно-західному напрямку: Кременський, Томашівські, Лисичанський, Матросько-Тошківський, Вовчярський, Петродонєцький і Сентянівський куполи, обмежені на північному заході Північнодонецьким і Мар'їнським насувом і схилом Бахмутської улоговини, на південному сході – Північнодонецьким і Алмазним насувами;
- плікативні структури: Гірсько-Іванівська, Горлівсько-Мар'їнська синкліналі (північні крила мають північно-західне простягання, кути падіння 7–40°; південні – субширотне простягання і кути падіння 5–20°, у придонній частині кути падіння крутіші); Калинівська синкліналь (крупний південний і положистий північний схили, кути падіння 5–40°, занурюються в північно-західному напрямку); Лутугінська улоговина, західна частина якої виділяється в Черкаську синкліналь (північне крило має субширотне простягання і кути падіння 15–40°, південне – південно-східне простя-

гання, кути падіння 50–85°, донна частина розлога, 3–10°); основні структури ускладнені низкою антиклінальних і синклінальних складок II порядку;

- регіональні насуви: Північнодонецький (Н – 500–1700 м), Мар’ївський (Н до 1600 м), Алмазний (Н – 20–1400 м), Головний Ірмінський (Н – 40–400 м), Лисичанський (Н – 32–275 м), Самсонівський (Н – 5–200 м); низка дрібних порушень ускладнює тектонічну будову району.

### 6.1. Газоносність вугільних товщ

Складна геологічна будова і наявність широкого діапазону вугілля різного марочного складу зумовили досить складний розподіл газоносності вугільних родовищ. Кожний ГПР має свої характерні особливості розташування зон підвищеної газоносності і різноманітні глибини залягання метанової зон [102].

Природна газоносність вугільних пластів змінюється від 0,5–3,5 до 35–40 м<sup>3</sup>/т г. м. (тут і надалі гірської маси) у залежності від ступеня вуглефікації вугілля. Характеристика газоносності пластів в межах геолого-промислових районів Луганської області наведена в табл. 1.38 [90].

**Табл. 1.38. Газоносність вугільних пластів геолого-промислових районів Луганської області**

ГПР	Ступінь катагенезу	Газоносність вугільних пластів, м <sup>3</sup> /т г. м.
Старобельський	Б-Д, Г	0,5–3,8/6,9
Лисичанський	Д, Г	6–15/30
Мар’ївський	ДГ, Г, Ж	8,0–20/25
Алмазний	Ж, К, ПС, П, НА	15–25/33,8
Селезнівський	К, ПС, П, НА	25–40
Луганський	Г(Г6), Ж, К, ПС	10–15/28–30
Краснодонський	Г, Ж, К, ПС, П, НА	15–20/25–30
Боково-Хрустальний	1А-10А	25–30

Як видно з таблиці, вміст газів у вугільних пластах зростає з підвищенням ступеня катагенезу (марочний склад вугілля) до напівантрацитів. Алмазний, Селезнівський, Краснодонський райони характеризуються підвищеною газоносністю порівняно зі Старобільським, Лисичанським, Луганським районами, де розвинені вугільні пласти низького катагенезу, та Боково-Хрустальним районом, де розвинені антрацити.

Ємнісні та фільтраційні показники, за якими визначається наявність вільних газів у вмісних породах, на території дослідження змінюються досить широко. На півночі площі, де поширені відклади низького ступеня катагенезу (Старобільський, Лисичанський ГПР, північ Луганського та Краснодонського районів), при пористості пісковиків 21,9–37,0 %, проникності 0,001–54,4 мД газонасиченість розрізу становить 0,3–2,5 м<sup>3</sup>/т г. м. Південніше із зростанням катагенезу порід знижуються ємнісні властивості порід до 3,6–8,7 % і відповідно – прогнозна оцінка їх газоносності (Алмазний, Селезнівський ГПР, південь

Луганського та Краснодонського районів). Тому для південної частини території (Оріхівський, Боково-Хрустальний, Довжансько-Ровенецький ГПР), прогнозна оцінка є негативною.

Запаси та ресурси вуглеводневих газів оцінювались багатьма дослідниками [13, 68, 69, 105]. За цими матеріалами сумарні запаси та ресурси метану вугільних товщ Луганської області суттєво відрізняються між собою за кількісними показниками: розбіжності сягають 100 млрд м<sup>3</sup> метану. Більш однотайні різні автори при визначенні перспективних площ для організації видобутку метану з вугільних пластів та вмісних порід. Такими визначені: Мар'ївський, Алмазний, Луганський та Краснодонський ГПР.

У межах північної зони дрібної складчастості Донбасу тектонічні умови кожного з названих геолого-промислових районів мають свої особливості і, відповідно, своєрідне розташування зон підвищеної газоносності [14].

*Лисичанський* геолого-промисловий район у структурному плані займає північно-західну частину північної зони дрібної складчастості Донбасу, порушену численними розривами типу насувів і скидів [13]. Структурні особливості району вплинули на нерівномірний розподіл газів у вугленосній товщі – підвищена газоносність на ділянках купольних складок (до 30 м<sup>3</sup>/т д. в. (тут і надалі добового видобутку) і помірна (до 12 м<sup>3</sup>/т д. в.) на моноклінальному крилі Бахмутської улоговини. Саме у висячому крилі Північнодонецького насуву в структурі брахіантиклінального типу, склепіння якої має форму еліпса субмеридіонального простягання, розташоване поле шахти «Томашівська Південна». Тектонічно район належить до зони дрібної складчастості вздовж простягання Північнодонецького насуву на північно-східному крилі Бахмутської улоговини між Північнодонецьким і Лисичанським насувами та їхніми апофізами. Томашівська брахіантикліналь є найеродованішою серед купольних структур Лисичанського району: Кременної, Лисичанської, Вовчяєрської, Матроської. Верстви, що її складають, – це відклади світ С<sub>2</sub><sup>3</sup>, С<sub>2</sub><sup>4</sup> та С<sub>2</sub><sup>5</sup> (частково). Порооди світи С<sub>2</sub><sup>4</sup> виконують роль покривки як для пісковиків світи С<sub>2</sub><sup>3</sup>, так і вугільного пласта h<sub>8</sub> робочої потужності.

*Алмазно-Мар'ївський* геолого-промисловий район приурочений до північно-східного крила Бахмутської улоговини, де розвинені плікативні дислокації II–IV порядків, які істотно вплинули на розподіл природних газів у вугільних пластах. У Мар'ївському підрайоні це переважно купольні структури, в Алмазному – складки і вторинні складки. Розподіл газів складний, у чому не останню роль відіграє структурна будова як району, так і його конкретних площ.

Зокрема, газозбагаченість гірничих виробок на шахті ім. В.Р. Менжинського та інших шахтах, розташованих на борту Бахмутської улоговини в межах Первомайської антиклінали, сягає 40–45 м<sup>3</sup>/т д. в., тим часом як газоносність вугільних пластів на глибинах відпрацювання не перевищує 15–20 м<sup>3</sup>/т д. в. Невідповідність об'ємів газу у вугіллі та вентилязованого шахтами пояснюється високою газонасиченістю колекторів (пісковиків) у межах площ антиклінальних структур і активною міграцією газів з боку улоговини за піднесенням пластів з глибини у напрямку складчастого Донбасу. Газу вугілля марки Ж за скла-



дом переважно метанові, крім того, містять важкі вуглеводні. У шахтних виробках спостерігається витікання рідких бітумів, крапельно-рідкої нафти, виділення нафтоподібних речовин, які пізніше застигають у вигляді натоків парафіну. Керн часто досить масний, із запахом нафти.

Важливо зазначити, що шахти, в рудниковій атмосфері яких, крім метану, встановлено такі вибухонебезпечні компоненти рудникового газу як важкі гомологи метану ( $C_2-C_6$ ) з межами вибуховості в суміші з повітрям значно нижчими, ніж у метану, є потенційно значно небезпечнішими за виділеннями газоподібних і рідких вуглеводнів, особливо при розробці пластів вугілля в зоні метанових газів, насамперед, марки Ж [8].

Загальною особливістю газонасності перспективних ділянок та утворення скупчень вуглеводнів у купольних структурах Лисичанського та Алмазно-Мар'ївського геолого-промислових районів є їхній імовірний зв'язок з глибокими горизонтами Бахмутської улоговини, де проходять активні процеси генерації вуглеводнів, тому за регіональним піднесенням вугленосних товщ слід проводити пошуково-розвідувальні роботи з подальшим передаванням свердловин, які потрапили в контур газового скупчення, у промислову експлуатацію.

*Луганський* геолого-промисловий район розташований у центральній частині північної зони дрібної складчастості, де відклади зім'яті в крупні асиметричні синклінальні складки і порушені регіональними насувами. Газонасність вугілля в районі не перевищує  $10-15 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$ , а максимальна, у присклепінних частинах піднять, сягає  $28-30 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$  і приурочена до горст-антиклінальних структур між Алмазним та Мар'ївським насувами. Незважаючи на порівняно невисокий вміст пісковиків на деяких ділянках, вони впливають на газонасність вугільних пластів. Так, пласти  $l_1$  і  $l_2$ , які знаходяться в зоні розвитку пісковиків з високою проникністю і пористістю (11–17 %), дегазованіші, ніж вугільні пласти  $l_6$  і  $l_7$  тієї самої світи.

Газонасність *Краснодонського* геолого-промислового району пов'язана, головню, зі структурними елементами. Її максимальні значення приурочені до антикліналей, брахіантикліналей, флексур, меншою мірою – до донних частин синкліналей. Активні газоводопрояви на багатьох свердловинах відзначалися ще при геологічній розвідці, зокрема, в південній частині Самсонівської антиклінали. У 1962 р. на шахті «Самсонівська Західна» у св. Г-0739 на глибині 890 м нижче пласта вугілля  $k_2$  відбувся викид з тиском на усті 0,4–0,7 мПа і висотою фонтана 10–12 м. Дебіт газу заміряти не вдалося, дебіт води разом з нафтою (питома вага  $0,89 \text{ г/см}^3$ ) об'ємом 0,5 л на 10 л води досягнув  $4-8 \text{ м}^3/\text{год}$ . Узагальнення даних з газонасності стало підставою для виділення газонафтового покладу площею близько  $2,5 \text{ км}^2$ , приуроченого до піднасувної складки амплітудою до 50 м, і зони підвищеної газонасності пісковику  $k_2SK_2$  площею понад  $12 \text{ км}^2$ . Розрахунок показав, що в межах контуру цього покладу запаси вуглеводнів можуть скласти  $0,5-0,7$  млрд  $\text{м}^3$ . При проходженні головного стовбура шахти в пісковиках світи  $C_2^5$  теж відзначені викиди породи і газу (6 викидів), а при обладнанні рудного двору – витікання нафти. Лише при підготовчих роботах з шахти було вентиляровано понад 40 млн  $\text{м}^3$  вуглеводнів.

Змінною в районі є також глибина зони метанових газів. Наприклад, на шахті «Суходільська Східна», надкатегорійній за метаном, вона становить 130–300 м. Пласти світ  $C_2^4$  і  $C_2^5$  характеризуються тут підвищеною газовіддачею. Робочі пласти  $k_2^B$  і  $k_2^H$  за ступенем вуглефікації належать, як і на шахті ім. В.Р. Менжинського Алмазно-Мар'ївського ГПР, до марки Ж, вугілля якої є найбільш газонасиченим, а міграція газів найбільш інтенсивною, що додає проблем при гірничовидобувних роботах і потребує безумовного дотримання правил техніки безпеки під час експлуатації шахтного обладнання. Природна газонасиченість цих пластів змінюється в межах 10,7–17,2 м<sup>3</sup>/т г. м., а пласта  $i_3^1$  – 12,3–14,8 м<sup>3</sup>/т г. м. За даними геофізичних досліджень породи, зокрема пісковики  $K_5^0SK_5$ ,  $K_1SK_1^1$ ,  $I_2^{2B}SI_3^H$ , у межах інтервалу  $I_2^1-L_1$ , характеризуються підвищеним коефіцієнтом пористості.

Враховання літологічних особливостей порід та їхніх колекторських властивостей продемонструємо на прикладі шахти «Томашівська Південна» у Лисичанському геолого-промисловому районі [14].

Гірничими виробками в межах шахтного поля при відпрацюванні вугільного пласта  $h_8$  з глибини 220 до 445 м (абс. відм.) розкриті пісковики світ  $C_2^3$  та  $C_2^4$ :  $I_1SI_2^1$ ,  $H_6^3SI_1$ ,  $H_6^2SH_6^3$ ,  $H_6SH_6^1$ ,  $H_6Sh_8$  – джерело постійного газовиділення в гірничі виробки. Через високу газонасиченість та інтенсивність і стабільність газовиділень з пісковика  $H_5Sh_8$ , що залягає в підшві пласта  $h_8$ , у процесі робіт здійснювали його дегазацію.

Загалом усі пісковики, що в розрізі обох згаданих світ становлять від 20 до 35 %, у зоні впливу гірничих робіт виявилися потенційними джерелами газовиділення. Насамперед, це пов'язується з достатньо високими значеннями пористості (10–17 %). Її показники понижуються на ділянках із значним вмістом карбонатів (до 5,3 %) і зростають за наявності каолініту в цементі (до 23,9 %). За даними Р.Е. Гріма [17], з усіх глинистих мінералів саме каолініт має найнижчу сорбційну здатність: 3–10 мг-екв. (монтморилоніт – 80–150 мг-екв., гідроліт – 20–40 мг-екв., хлорит – 10–40 мг-екв.), тому найменше набухає, що сприяє збільшенню проникності, пористості, що призводить до збільшення вмісту газів та зростання газовиділення. Отже, оптимальні колекторські властивості матимуть породи з каолінітовим цементом.

Процес каолінітизації, як вказує О.Ю. Лукін [31], супроводжується розвитком вторинної пористості, не характерної для інших структур цього району. Пісковики світи  $C_2^4$  більш вапнякові (17,2 %) порівняно зі світою  $C_2^3$  (11,75 %). Перекриття вапняків світи  $C_2^4$  аргілітами, які в поєднанні з вапняками створюють своєрідне біоструктурну сполуку, сприяє утворенню співвідношення колектор-флюїдоупор типу:  $C_2^3$  (пісковик  $H_5SH_6$  – джерело газу) –  $h_8$  (пласт вугілля, що розроблявся, – теж певне джерело газу) –  $C_2^4$  (флюїдоупор). Водночас і тектонічні рухи, і інтенсифікація геохімічних змін порід світи  $C_2^3$  метаном, що припливає з нижніх горизонтів, покращили їхні колекторські властивості.

За даними МакНДІ природна газонасиченість вугілля на Томашівських куполах низька: у пласті  $h_8$  у 4-й західній лаві шахти «Томашівська Південна» не вища, ніж 5,5 м<sup>3</sup>/т г. м., а в 4-й східній – 7,3 м<sup>3</sup>/т г. м. За такої низької природної

газоносності загальний обсяг горючих газів, вентиляованих шахтою при дегазації і загальношахтній вентиляції, за 1965–1972 рр. склав 92,2 млн м<sup>3</sup> при середньому виділенні метану 118 м<sup>3</sup>/т видобутого вугілля (А.А. Рибалко та ін., 1975 р. – неопубліковані дані), що пов'язується нами з припливом газу з глибинних горизонтів і лише незначно – з порід. Дані з відпрацювання пласта  $h_8$  на різних горизонтах: розпочинаючи з горизонту -92÷-96 м і завершаючи горизонтом -182÷-260 м, теж підтверджують висловлену думку.

При оцінці перспективності вугленосних товщ Складчастого Донбасу на видобуток вугільного газу-метану слід враховувати роль глибинних флюїдів у формуванні газовугільних покладів.

Традиційно вважається, що метан у вугіллі утворюється внаслідок процесу вуглефікації, однак тепер можна однозначно стверджувати наявність поновлення газів за рахунок глибинних джерел [18, 37, 39-41], тим паче, що останнім часом з'явилися докази як геологічно миттєвого формування покладів газу, так і поповнення в процесі розробки [19, 54]. Отже, і тепер глибинні флюїди, ймовірно, теж сприяють припливу метану і формуванню в межах газовугільних родовищ нових чи поповненню наявних покладів [14].

Питання рівня проникності регіональних порушень глибинного закладення в північній зоні дрібної складчастості Донбасу вирішувалося нами за даними дослідження летких компонентів флюїдних включень у жильних мінералах осадових верств у межах як структур Північної антикліналі, так і розташованих на захід віргачійних складок, що формувалися під впливом крайового Донецько-Кадіївського глибинного розлому.

У межах Північної антикліналі численні кварцові, кварц-анкеритові жили містять пірит, галеніт, сфалерит, арсенопірит, бляклу руду, цинкіт, прустит та інші сульфідні [25, 26]. Поширені жили кукейту, донбаситу, ректориту з акцесорними зигенітом, лінеїтом, халькопіритом, а також пізніша кварц-дикітова мінералізація з мілеритом і кіновар'ю. Найінтенсивніше гідротермальна мінералізація проявилася в зоні максимального підняття склепіння Північної антикліналі на її перетині з поперечним Ровенецьким глибинним розломом. На захід ця інтенсивність спадає, у складі анкеритових жил зникає кварц і з'являється кальцит. На західному закінченні антикліналі відомі лише кальцитові, рідше кальцит-хлоритові прожилки без сульфідної мінералізації.

На захід від Північної антикліналі в місці її злиття зі складками зони віргачійних структур (Алмазно-Мар'ївський геолого-промисловий район) мінералізація, переважно у вигляді кальцитових, рідше кварц-кальцитових прожилків, присутня в породах середнього карбону. Менш поширена дикітова мінералізація, накладена на кальцитову [26].

За матеріалами глибокого буріння (св. Ц-1005, Ц-1080) та обстеження гірничих виробок шахт Вергелівської групи головним мінералом прожилків є молочно-білий крупнокристалічний кальцит. Безбарвний, зрідка блідо-димчастий кварц присутній в окремих прожилках кальциту і утворює добре огранені короткопризматичні кристали, що за морфологією близькі до «мармароських діамантів» Карпат. Сульфідна мінералізація в прожилках обмежується присутністю



кристалів акцесорного червоно-бурого сфалериту розміром до 0,3 мм у кальциті, рідше – кварці. Пізніша мінералізація складена прожилками цукроподібного білого або віскоподібного голубуватого дикіту з акцесорними галенітом, халькопіритом, піритом.

Дослідженнями флюїдних включень у мінералах встановлено, що кварц-анкеритові жили центральної частини Північної антикліналі формувалися під дією потоків глибинних вуглекислотно-водних флюїдів, оскільки у складі летких компонентів включень домінує  $\text{CO}_2$ . Флюїди мігрували розривними структурами, проявленими в осадовому чохлах як Ровенецьке підняття, та розривними структурами, що трасуються вздовж склепіння Північної антикліналі.

Кварц-кальцитова мінералізація зони віргачійних складок за умовами формування відрізняється від вищеописаної [25]. У кристалах кварцу та кальциті присутні включення метану високої густини. За даними мас-спектрометричного хімічного аналізу леткі компоненти флюїду складені метаном з незначними домішками діоксиду вуглецю та азоту (табл. 1.39). Відсутність тут продуктів діяльності глибинних вуглекислотно-водних флюїдів дає змогу припускати, що поперечний глибинний Донецько-Кадіївський розлом відігравав роль глибинної провідної структури для флюїдів власне вуглеводневого складу.

Табл. 1.39. Склад летких компонентів флюїдних включень у мінералах вугленосної товщі Донбасу [14]

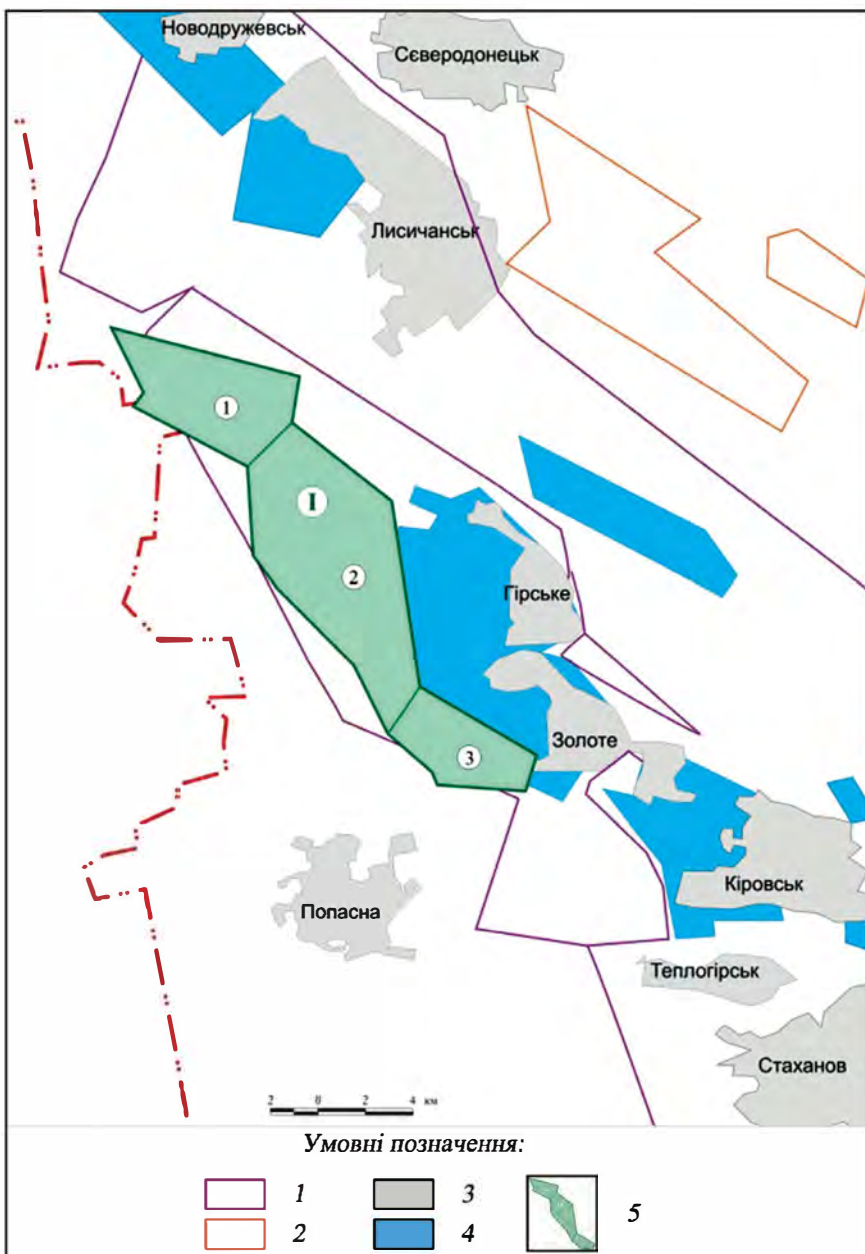
Опис зразка	$\text{CO}_2$	$\text{N}_2$	$\text{CH}_4$	Інші компоненти
<b>Північна зона дрібних складок</b>				
Зональний кристал кварцу, рання зона росту. Балка Чащеватка, 15 км на схід від м. Краснодон	0,91	5,05	94,04	
Там само, середня зона росту	1,66	2,44	95,90	
Там само, пізня зона росту	7,36	0,51	92,13	
Димчастий скелетний кристал кварцу. Краснянська антикліналь	1,89	5,61	90,81	$\text{H}_2\text{O}=1,69$
Дрібні кристали кварцу з кварц-кальцитової жили. Волнухінська антикліналь	1,63	2,83	94,54	$\text{C}_n\text{H}_m=1,00$
Кальцит з цієї ж жили	1,95	3,10	94,95	
Кварц з кварц-кальцитової жили. Вергелівська антикліналь, шх. Вергелівська	4,20	3,40	92,40	
Кальцит з цієї ж жили	2,80	2,60	94,60	
Кальцит з жили у вапняку, там само	4,60	3,10	92,30	
<b>Західна перикліналь Північної антикліналі</b>				
Кальцит з прожилка з димчастим кварцом. Городищанська антикліналь, св. 933, гл. 57 м	–	33,30	66,70	
<b>Чистяково-Сніжнянська синкліналь</b>				
Кварц димчастий з прожилка у пісковіку, м. Сніжне	–	–	100,0	
<b>Донецько-Макіївський район</b>				
Дрібні кристали кварцу з включеннями нафтоподібної речовини	0,08–1,00	–	95,02–99,28	$\text{C}_2\text{H}_6+\text{C}_3\text{H}_8 = 0,64–3,98$

Узагальнення даних за зональністю палеоміграції вуглекисотно-водних та метано(вуглеводне)-водних флюїдів у структурах Донбасу із врахуванням матеріалів з інших регіонів може скласти основу районування надр України на термобарично-геохімічних (мінералофлюїдологічних) засадах [36].

З метою оцінки перспектив можливого видобутку метану з вугільних родовищ північної зони дрібної складчастості Донбасу розглянуто такі площі: Гірська Глибока, Алмазна, Лугансько-Краснодонська, Краснодонська Глибока.

### 6.1.1. Гірська Глибока площа

Площа (87,5 км<sup>2</sup>) розташована в Попаснянському районі Луганської області, в центральній частині Мар'ївського ГПР, вздовж границі з Лисичанським ГПР. За геолого-пошуковими ознаками вона поділяється на три ділянки: Гірську Глибоку-1; Гірську Глибоку-2, Світланівську (рис. 1.38).



**Рис. 1.38. Оглядова карта району робіт. Площа Гірська Глибока [62]:**

1 – контур спеціальних дозволів на геологічне вивчення надр, у тому числі ДПР родовищ корисних копалин загальнодержавного значення (газ метан природний вугільних шахт); 2 – контур спеціальних дозволів на нафту, газ та конденсат; 3 – населені пункти; 4 – шахтні поля; 5 – контур перспективної зони Гірська Глибока з номерами ділянок

Для оцінки вугленосної товщі використані дані геологічної документації гірничих виробок шахт «Гірська», «Карбоніт», «Золоте», які відпрацьовують оцінювальні пласти на глибинах понад -800 м. На цих шахтних полях пробурено понад 630 колонкових свердловин з повним підйомом вуглепородного керна і відбором вугільних, породних, газових проб, проб підземних вод, комплексом ГДС.

У геологічній будові площі беруть участь середньо- та верхньокам'яновугільні відклади світ  $C_2^1 - C_2^7$  та  $C_3^1 - C_3^3$ , які перекриті палеоген-четвертинними відкладами загальною потужністю до 25–30 м (рис. 1.39). Вони перекриті триасовими та верхньокрейдовими відкладами потужністю 200–520 м. Карбон представлений пісковиками, глинистими сланцями, піскуватими вапняками та вугіллям (табл. 1.40). Цільовими до вивчення є робочі пласти у відкладах середнього карбону світ  $C_2^5$ ,  $C_2^6$ ,  $C_2^7$ .

Табл. 1.40. Літологічний склад відкладів карбону площі Гірська Глибока

Світа	Потужність, м	Літологічний склад							
		пісковик		глинистий сланець		вапняк		вугілля	
		м	%	м	%	м	%	м	%
$C_3^3$	480	153,60	32	321,60	67	0,34	0,34	0,14	0,3
$C_3^2$	550	128,15	23,3	410,85	74,7	8,25	1,5	2,75	0,5
$C_3^1$	910	200,20	22	691,60	76	14,56	1,6	3,64	0,4
$C_2^7$	350	88,62	21	299,62	71	25,32	6,0	5,25	2,0
$C_2^6$	225	59,72	24	177,10	70	7,59	3,0	6,82	3,0
$C_2^5$	325	128,40	40	176,55	55	11,24	3,5	4,99	1,5
$C_2^4$	235	51,70	22	178,60	76	3,53	1,5	1,18	0,5
$C_2^3$	550	132,00	24	412,50	78	2,75	0,5	4,39	0,8
$C_2^2$	320	112,00	35	201,60	63	3,84	1,2	2,56	0,8
$C_2^1$	60	16,20	27	42,60	71	0,72	1,2	0,48	0,8

Світа  $C_2^5$  складена пісковиками та алевролітами. В її розрізі встановлено до 20 вугільних пластів, з яких робочу потужність мають 11 пластів:  $k_2, k_3^#, k_3^1, k_3^2, k_5, k_6, k_7, k_7^2, k_7^3, k_8^#, k_8^#$ ; останні два можуть зливатися, утворюючи єдиний робочий пласт  $k_8$ . Середня товщина світи – 325 м. Світа  $C_2^6$  – найпродуктивніша в межах площі. Переважають алевроліти та пісковики; встановлено до 15 вугільних пластів та пропластків, робочу потужність мають 11 пластів  $l_8^#, l_8^#, l_7, l_6+l_6^#, l_5, l_4, l_3, l_2^1, l_1^1, l_1$ . Середня товщина світи – 225 м. Світа  $C_2^7$  представлена пісковиками і алевролітами товщиною 350 м. Встановлено 18 вугільних пластів і пропластків, робочої потужності досягають 6 пластів:  $m_3, m_6, m_6^1, m_6^2, m_6^3, m_7$ . Площа розташована в північній зоні дрібної складчастості Донбасу, на північному схилі Голубівсько-Мар'ївської синкліналі, частині північно-східного крила Бахмутської улоговини (рис. 1.40) [12]. Простягання порід південно-східне з кутами нахилу від 5 до 30°. На фоні загального південно-східного простягання

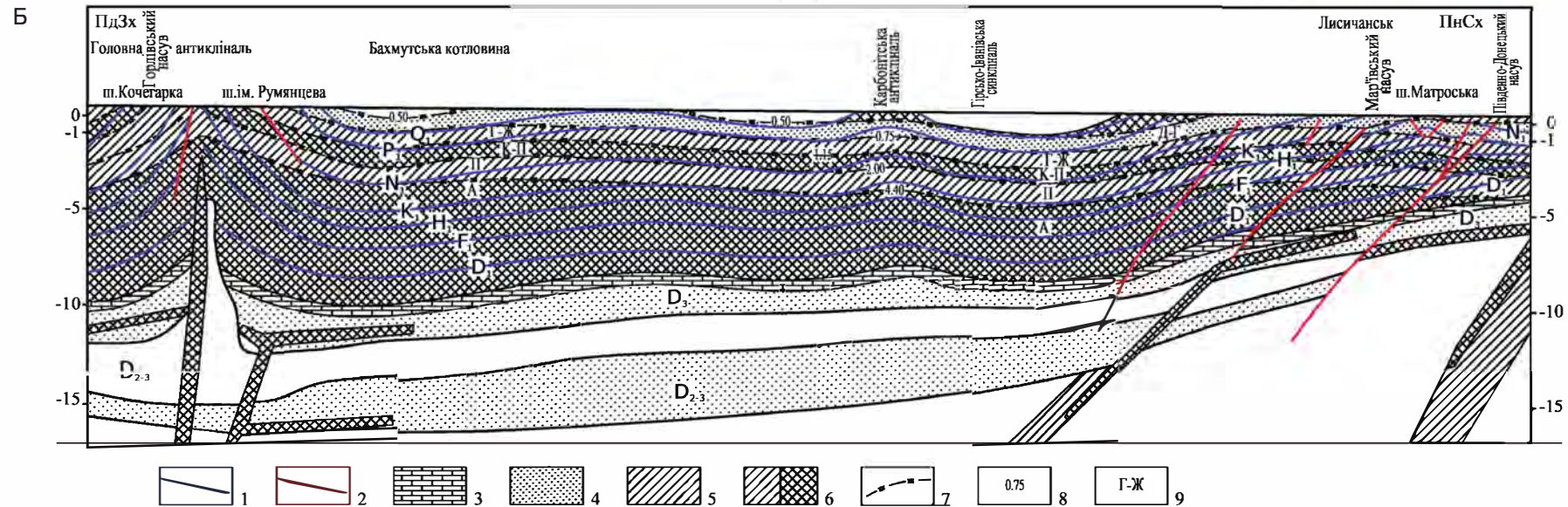
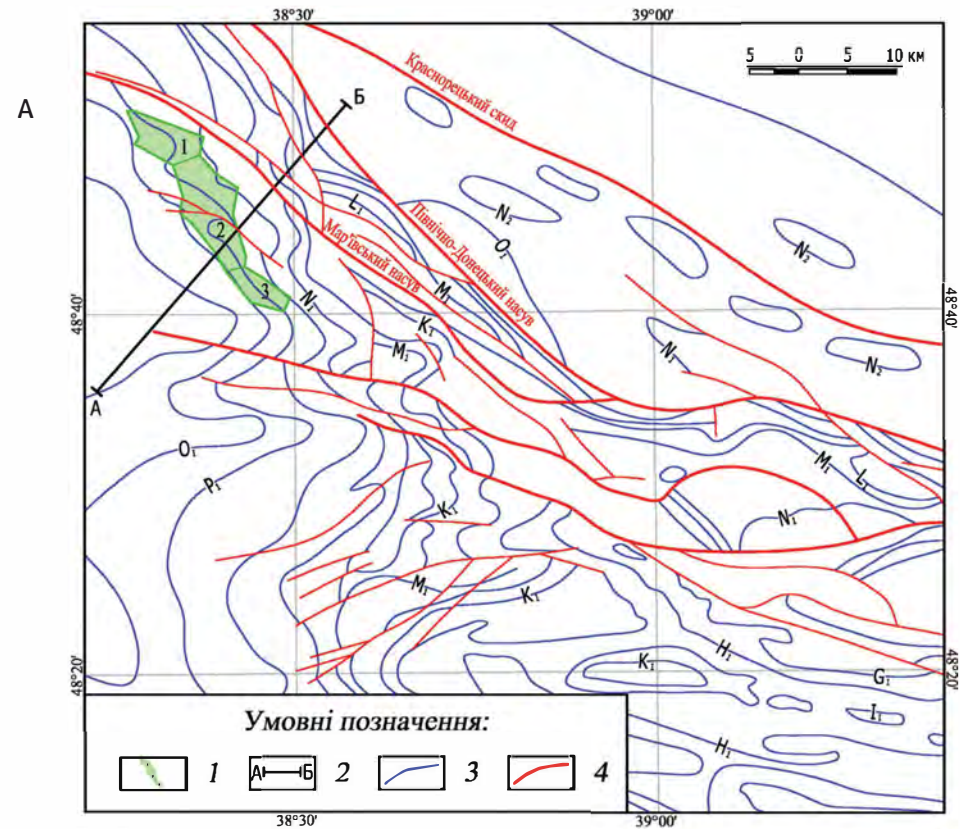


**Рис. 39. А. Геологічна карта палеозойського структурного поверху. Перспективна площа Гірська Глибока [98]:**

1 – контур перспективної зони Гірська Глибока з номерами ділянок; 2 – лінія розрізу (рис. 39Б); 3 – пласти вапняків; 4 – розривні порушення

**Б. Геологічний розріз по лінії А–Б перспективної площі Гірська Глибока [98]:**

1 – пласти вапняків; 2 – розривні порушення; 3 – карбонатні відклади; 4 – девонські теригенні та вулканогенні відклади; 5 – пост карбонатні відклади; 6 – зони глибинних розломів з прогнозними каналами вкорінення інтрузій; 7 – ізореспленди; 8 – показник відбивної здатності вітриніту; 9 – марка вугілля





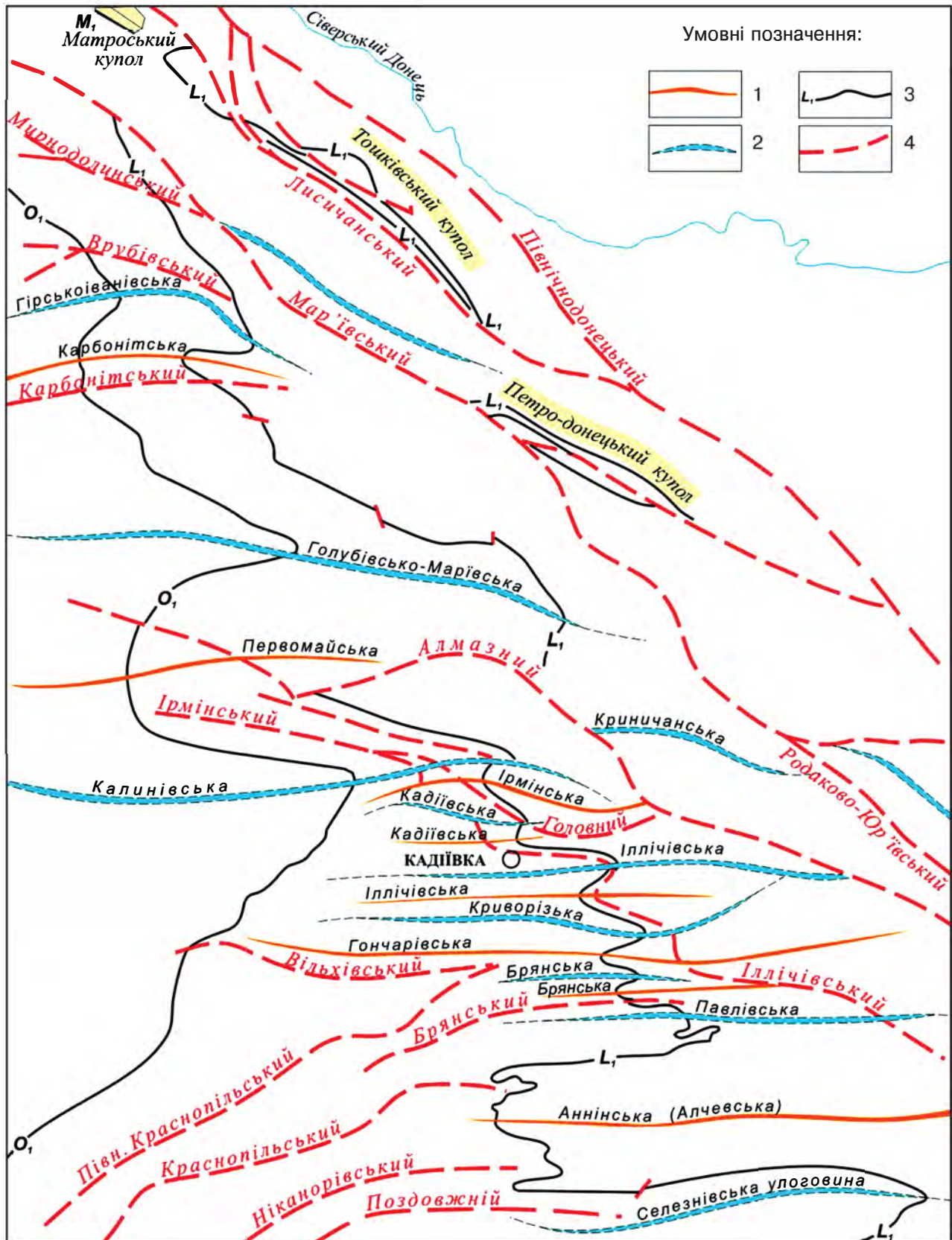


Рис. 1.40. Тектонічна схема палеозойського структурного поверху Алмазно-Мар'ївського ГПР [10]:

1 – синклінали; 2 – антисинклінали; 3 – маркувальні вапняки у відкладах карбону; 4 – тектонічні порушення

є місця з простяганням порід південно-західного та південного напрямку, що утворює декілька різких перегинів.

Площа охоплює нижні горизонти Гірсько-Іванівської синклінали – складової частини північно-східного крила Бахмутської улоговини. Поверхня метанової зони більшості пластів встановлена на відмітках від -450 м ( $m_3$ ) до -250 м і -150 м на пластах  $l_6$ ,  $l_8^g$  (глибини 350–650 м), має загальне занурення в південно-західному напрямку. Спостерігається глибша дегазація вугільних пластів в північно-західній частині площі порівняно з південно-східною. Найглибше дегазовані пласти світи  $C_2^7$ , а також всі пласти поблизу Мар'ївського насуву.

Газоносність вугільних пластів змінюється: у світі  $C_2^7$  – 8,0–20,0 м<sup>3</sup>/т г. м., в світі  $C_2^6$  – 8,0–25,0 м<sup>3</sup>/т г. м., для пластів світи  $C_2^5$  – 8,0–15,0 м<sup>3</sup>/т г. м. до глибини 1000 м та 15–25 м<sup>3</sup>/т г. м. – нижче 1000 м. Загальна газоносність на відмітці 1500 м не перевищує 15–20 м<sup>3</sup>/т г. м. (табл. 1.41). Підвищені значення газоємності відмічені поблизу Мирнодолинського насуву, а також на флексурних перегибах. На рис. 1.41 показана газоносність пласта  $l_6$  (марки Г, Ж), яка в інтервалі глибини 500–1500 м змінюється від 9 до 25 м<sup>3</sup>/т г. м. Можна зробити висновок про мінливість газоносності пласта  $l_6$  за площею, ізогази мають хвилястий характер, розсікають ізогіпси пласта на 300–500 м, що вказує на неоднорідність та складність газонасиченості пласта за площею. Загалом, газоносність пласта зростає в південно-східному напрямку і зі збільшенням глибини залягання.

Табл. 1.41. Газоносність робочих пластів вугілля площі Гірська Глибока

Показник	Пласти						
	Вік і потужність покривних відкладів, м	$P - 20$ м, $Q - 5$ м, сумарна потужність покриву – 25 м					
	$m_3$	$l_3 + l_6^g$	$l_5$	$l_4$	$l_3$	$l_1^l$	$k_8$
Газоносність вугілля, м <sup>3</sup> /т г. м.	8,0–20	9–23,6	8–24	12–25	15–20	12–19	8–25

Природна газоносність вугілля дещо менша їх сорбційної метаноємності, що може бути пояснено недонасиченістю вугілля газом, або підвищеними втратами вільної фракції газу при відборі проб газокернабірниками.

Вниз по розрізу змінюється хімічний склад газів: збільшується відсотковий вміст метану від 71,5 % (пласт  $m_3$ ) до 84,0 % (пласт  $k_8$ ), зменшується кількість водню від 1,06 % у пласті  $m_3$  до 0,74 % у пласті  $k_8$  та азоту відповідно від 26,6 до 13,25 % (табл. 1.42). Вміст вуглекислого газу збільшується від 0,76 % у пласті  $m_3$  до 1,01 % у пласті  $k_8$  (табл. 1.43).

При співставленні компонентного складу газу на глибинах 750 м та 1250 м спостерігається збільшення вмісту метану з 73,5 до 82,4 %, вуглекислого газу від 0,59 до 0,85 %, водню від 0,41 до 0,52 %, зменшення вмісту азоту від 23,3 до 14,93 %.

Вміст важких вуглеводнів у вугільних пластах досліджуваного полігону дуже високий порівняно з іншими площами та ділянками північно-складчастого Донбасу. Їхній вміст в інтервалі глибин 571–1609 м сягає 3,49 м<sup>3</sup>/т гірської маси



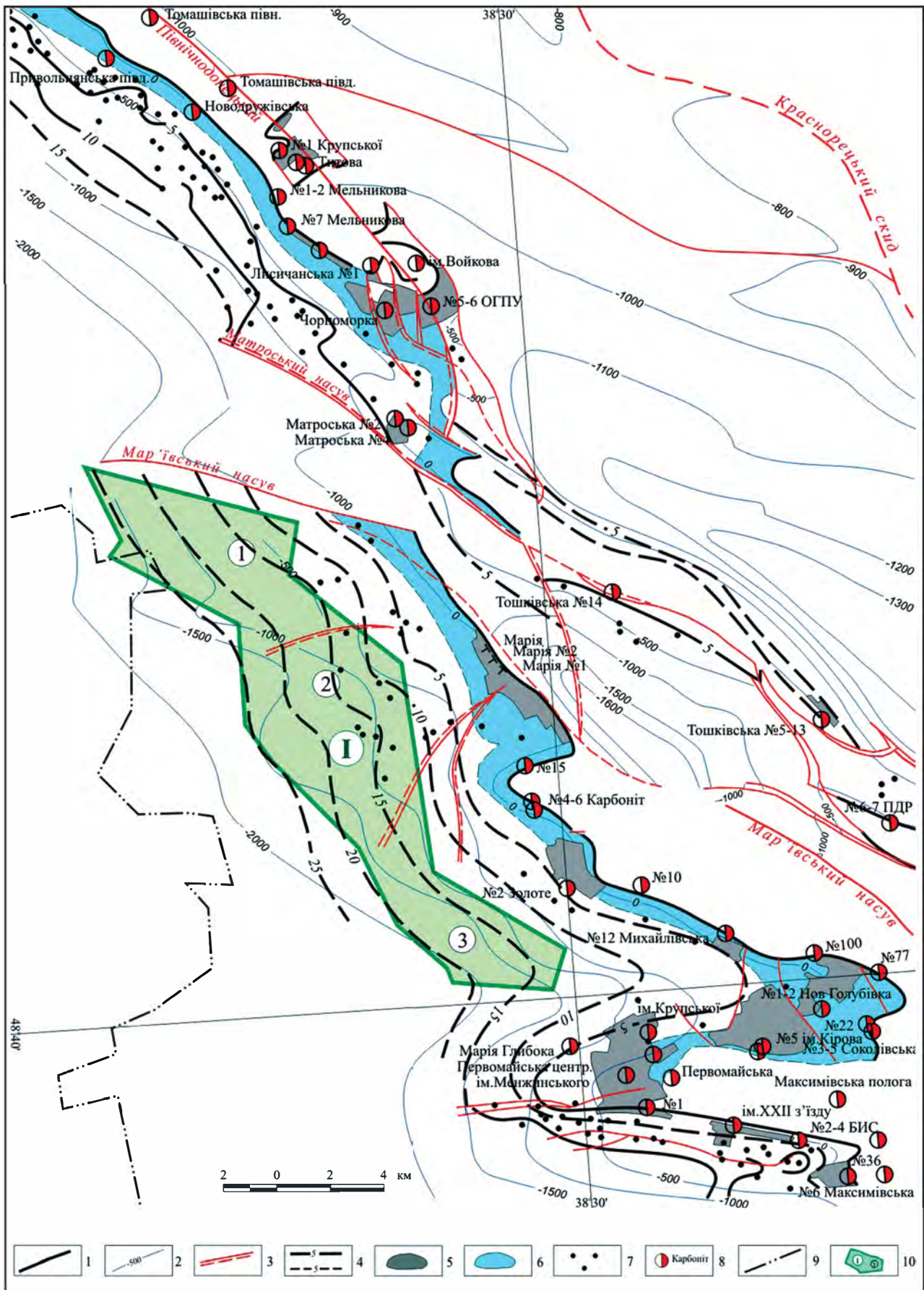


Рис. 1.41. Прогнозна карта газоносності вугільного пласта  $l_6$  ( $C_2^6$ ). Перспективна площа Гірська Глибока [98]:

1 – границя поширення вугільного пласта  $l_6$ ; 2 – ізогіпси пласта; 3 – тектонічні порушення; 4 – ізогази; 5 – контур гірничих робіт; 6 – зона дегазації; 7 – розвідувальні свердловини; 8 – шахти; 9 – границі області; 10 – перспективна площа Гірська Глибока з номерами ділянок

(23,1 %), з них: етану – 3,0 м<sup>3</sup>/т г. м. (15,9 %), пропану – 0,4 м<sup>3</sup>/т г. м. (2,65 %), бутану – 0,09 м<sup>3</sup>/т г. м. (0,59 %). Розподіл важких вуглеводнів за площею нерівномірний, що обумовлено структурними особливостями території та впливом тектонічних порушень. Підвищене виділення важких вуглеводнів спостерігається у склепіннях антикліналей та в місцях вигину пластів. Різко зменшується вміст важких вуглеводневих при наближенні до Мирнодолинського насуву. Вміст важких ВВ поблизу насуву не перевищує 0,1–0,3 м<sup>3</sup>/т г. м., а на тих самих горизонтах в моноклінальному заляганні пласта – 1,1–1,97 м<sup>3</sup>/т г. м.

Табл. 1.42. Осереднені значення складу основних компонентів газу у вугіллі різних марок

Марка вугілля	Проб	Середня глибина	Вільний газ, %				За умови нагрівання, %			
			CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Г	295	528–1264	47,97– 52,72	0,65– 2,16	0,06– 1,24	4,79– 50,43	60,67– 82,68	0,99– 7,99	0,12– 9,24	12,5– 29,82
Г, Ж	107	653–1170	76,5– 87,4	0,38– 1,01	0,06– 0,74	11,9– 20,6	70,00– 78,6	2,18–4,2	1,67– 3,62	11,6– 17,7
Ж	92	821–987	83,4– 93,17	0,96– 1,24	0,05– 0,67	4,23– 13,2	71,1– 81,0	1,47– 2,89	0,48– 8,88	5,46– 19,15

Табл. 1.43. Компонентний склад газу у вугіллі різних марок на площі Гірська Глибока

Пласт (світа)	Марка вугілля	Проб	Глибина	Вільний газ, %				Сорбований газ, %			
				CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
$m_3(C_2^7)$	ДГ, Г	15	945	71,50	0,76	1,06	26,6	67,40	4,05	1,40	28,60
$l_6(C_2^6)$	Г, Ж	15	1072	74,10	0,94	0,18	24,3	71,10	2,98	2,85	18,4
$k_8$	Г, Ж	29	1170	84,0	1,01	0,74	13,25	72,50	2,75	3,62	11,60

Газоносність порід вивчалася при проведенні промислово-геофізичних досліджень із застосуванням пластовипробувача КВІ-65. У результаті виділено 13 газоводонесних і газоносних горизонтів, з яких 8 є досить витримані за площею. Це в основному пісковики, рідше алевроліти в світах:  $C_2^5$  пісковик  $K_8SK_9$ ;  $C_2^6$  –  $L_1^1Sl_2^1, L_1^1Sl_1^1, L_6^1Sl_6^1$ ;  $C_2^7$  –  $M_1^1Sm_2^1, M_3^1Sm_4^1$ . У табл. 1.44 наведена газоносність кожної світи окремо з визначенням можливих проявів суфлярів [94].

Також пластовипробувачем КВІ-65 визначені у вмісних породах пластовий тиск газів, дебіт флюїду, фізичні параметри та інше; дослідження проведені в інтервалі глибин 1000–1459 м (табл. 1.45) [74]. В процесі дослідження встановлена значна газонасиченість в окремих пісковиках, яка становить: від 1 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> породи до 3–5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> для пісковика  $m_3Sm_4$ ; 3,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> –  $L_7Sl_8$ ; 7,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> –  $M_8Sm_9$  і до 7,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> для пісковика  $L_1Sl_1$ .

Пластовий тиск у породах цього інтервалу коливається від 9,0 до 134 атм, при цьому тиск у вугільних пластах нижчий ніж у вмісних відкладах. Припливи газу на визначених горизонтах пісковиків і вугілля змінюються від 4 до 83 л/хв. На площі прогнозується поширення малопроникних (газоводонасичених) пісковиків, метаноємність яких підрахована Карасьовим Г.К. (Укр НДГРІ) і коли-

вається від 0,5 до 7,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> породи. В результаті робіт встановлено збільшення газоносності вугільної товщі у південно-східному напрямку [69, 102].

Табл. 1.44. Газоємність вмисних порід площі Гірська Глибока

Світа	Глибина залягання	Марка вугілля	Прогнозна газоносність, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.	Примітка
C <sub>2</sub> <sup>7</sup>	1000–1700	ДГ–Г	0,5–5	Можливі прояви суфлярів
C <sub>2</sub> <sup>6</sup>	700–1700	ДГ, Г, Ж	1–7,5	
C <sub>2</sub> <sup>5</sup>	1000–1700	Г, Ж	1–2,0	

Табл. 1.45. Результати досліджень газоносності вуглевмісних порід пластовипробувачем КВІ-65

Номер св.	Інтервал випробувань	Індекс пласта	Флюїд	Дебіт газу, л/хв	Температура, °С	Пластовий тиск, атм	Пористість, %	Проникність, мД	Газоносність, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.	Мінералізація води, г/л
A2286	1445–1459,2	L <sub>7</sub> Sl <sub>8</sub>	газ	4	48	9,0	4,2	0,008	3–5	-
A2288	1300–1322	L <sub>1</sub> Sl <sub>1</sub>	газ	83	45	134,3	3,8	0,005	4,74–7,8	-
A2299	1000,7–1037,7	L <sub>1</sub> Sl <sub>2</sub> <sup>1</sup>	вода з газом	37	36	80	11,2	2,6	3–3,5	3,0

**Ресурси вуглеводневих газів у вугільній товщі на площі Гірська Глибока.** Сорбований газ (метан) вугільних пластів. Державним балансом корисних копалин України станом на 01.01.2011 р. [70] та Фондом об'єктів у нафтогазоносних регіонах України станом на 01.01.2011 р запаси, перспективні та прогнозні ресурси вуглеводнів не обліковані.

Територія дослідження охоплює нижні горизонти Гірсько-Іванівської синклінали (глибини до 1700 м), вивченість яких розвідувальними свердловинами досить низька. Тому підрахунок сорбованого газу (метану) вугільних родовищ за площею і зокрема за ділянками базується на параметрах вугільних пластів, які інтерпольовані з ділянок та шахтних полів, де вони вивчені. Це ділянки Гірська Глибока 1, 2 і Світланівська, поля шахт «Гірська 1, 2», «Райдуга», «Карбоніт», «Золоте», «Першотравнева» [62, 68, 69, 74, 90].

Площа поділяється на три ділянки, ресурси яких становлять:

- ділянка 1 – 3,45 млрд м<sup>3</sup> на площі 23 км<sup>2</sup> при щільності запасів 150,3 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;
- ділянка 2 – 6,3 млрд м<sup>3</sup> на площі 50 км<sup>2</sup> при щільності запасів 126 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;
- ділянка 3 – 3,4 млрд м<sup>3</sup> на площі 14,5 км<sup>2</sup> при щільності запасів 231 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

Сумарні ресурси сорбованого газу на території Гірської Глибокої дорівнюють 13,15 млрд м<sup>3</sup> на площі 87,5 км<sup>2</sup> при середній щільності 150,3 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Геолого-пошукова характеристика площі Гірська Глибока наведена в табл. 1.46, 1.47 [68, 69].



Табл. 1.46. Геолого-пошукова характеристика площі Гірська Глибока

Розміщення	Західна частина полоси дрібної складчастості північного Донбасу; північний схил Голубівсько-Іванівської синкліналі в межах західної перикліналі Бахмутської улоговини.
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	87,5 в тому числі на ділянках: 1 – 23 км <sup>2</sup> ; 2 – 50 км <sup>2</sup> ; 3 – 14,5 км <sup>2</sup>
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Відклади московського та верхньобашкирського ярусів середнього карбону (світи $C_2^5, C_2^6, C_2^7$ ) потужністю від 225 до 350 м
Марки вугілля	ДГ, Г, Ж
R <sub>o</sub> (серед.)	ДГ (0,71–0,73); Г (0,78–0,82); Ж (0,88–0,94)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т г. м.	Для світ: $C_2^7 - (8,0 - 20,0)$ ; $C_2^6 - (10,0 - 25,0)$ ; $C_2^5 - (8,0 - 25,0)$ .
Глибини залягання пластів	Від 700 до 1700 м
Сумарна потужність: робочих пластів супутніх (>0,3 м)	7,0–8,83 м 10,82–11,70 м
Щільність сумарних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> , млрд м <sup>3</sup>	163 (14,25)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	0,5–7,5
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, пісковики, рідше вапняки. На глибинах до 1000 м середні значення пористості 11,2 %, проникності – 2,9 мД; 1400 м – пористість до 3,8–4,2 %, проникність – 0,005–0,008 мД
Наявність куполоподібних прирозломних структур	Не закартовані
Тектонічна будова	Моноклінальне залягання, ускладнене флексурними перегинами та тектонічними порушеннями.
Водоносність порід	У світах карбону – до 21 водоносних горизонтів у пісковиках і вапняках, водоупори – аргіліти. Водоприпливи у шахти прогноуються: 380–470 м <sup>3</sup> /год на глибині до 1000 м; 200–270 м <sup>3</sup> /год – нижче 1400 м. Мінералізація від 0,4–9,0 до 9,1 г/л (середня 5–6 г/л) і збільшується з глибиною. Води сульфатно-гідрокарбонатно-кальцієві

*Зв'язаний газ малопроникних (газоводонасичених) колекторів.* На площі підрахунок зв'язаного газу проведений з врахуванням матеріалів дослідження наявності зв'язаного газу на суміжній ділянці Гірська Глибока № 1 (Укр НДГРІ). На підставі цих матеріалів розраховані ресурси зв'язаного метану у пісковиках, які дорівнюють 1,1 млрд м<sup>3</sup> на площі 87,5 км<sup>2</sup> при щільності 12,5 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

Параметри та результати розрахунку собівартості газовидобувних робіт та обсяг видобувних запасів на площі Гірська Глибока представлені в табл. 1.47, 1.48; на рис. 1.42 [69, 102] наведені кількісні показники ресурсів (геологічних запасів) вугільних родовищ території Гірська Глибока та розташованих поруч ділянок і шахт, матеріали яких використані при складанні ресурсної бази.

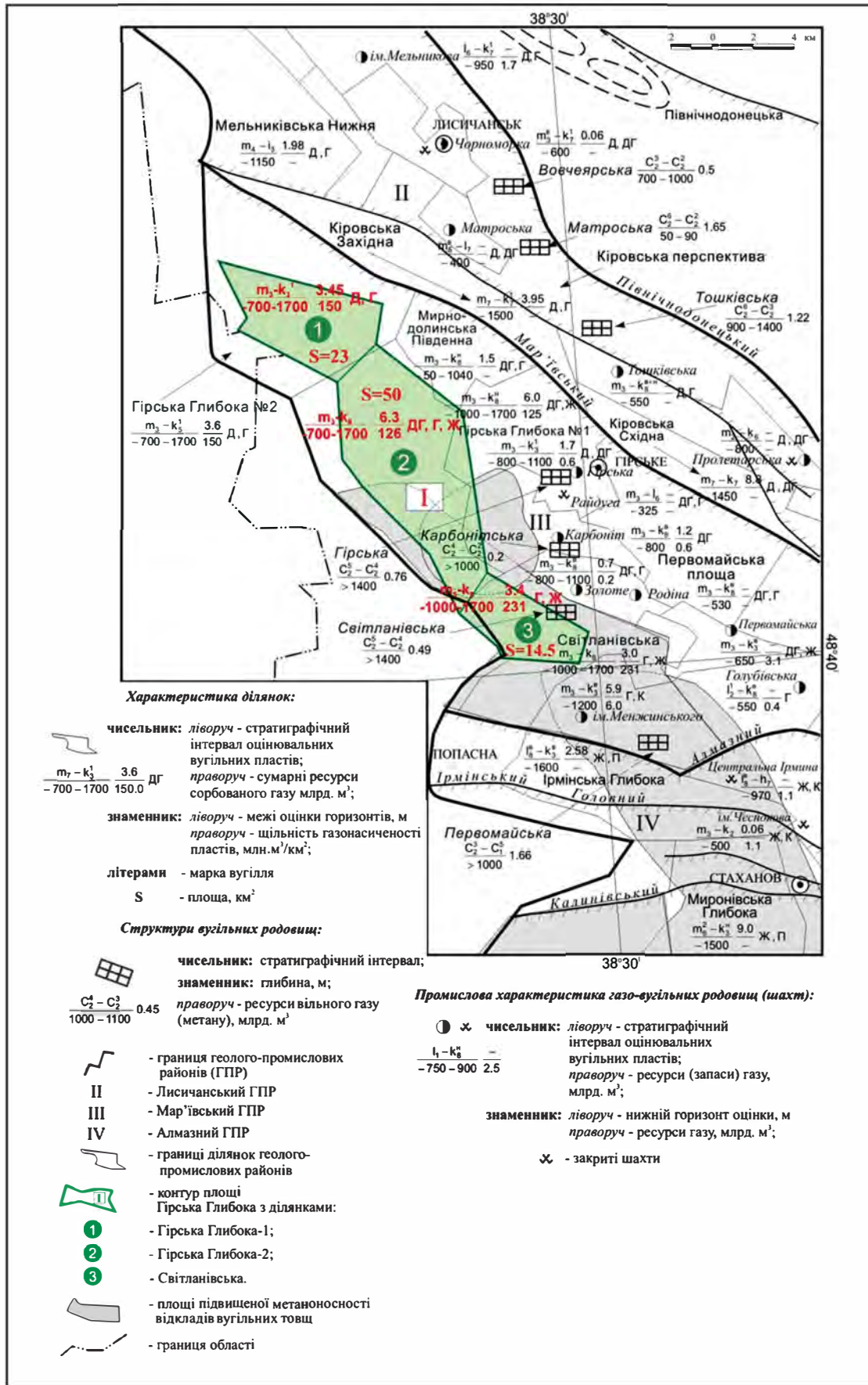


Рис. 1.42. Карта оцінки геологічних запасів метану вугільних родовищ площі Гірська Глибока [98]

Табл. 1.47. Характеристика площі Гірська Глибока для можливого видобутку газу (метану) з вугільних родовищ

Номер ділянки	Стратиграфічний інтервал	Сумарна потужність вугільних пластів, м		Газоносність вугілля (м <sup>3</sup> /т с.б.м) – породи (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.) / метаморфізм вугілля (R <sub>o</sub> )	Межі оцінки за глибиною, м		Середня площа з газоносністю понад 10 м <sup>3</sup> /т, км <sup>2</sup>	Сумарні ресурси газу (метану) сорбованого та вільного, млрд м <sup>3</sup>				Марка вугілля	Щільність газонасиченості, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
		робочих	супутніх (>0,3 м)		верхня	нижня		в робочих пластах	в супутниках	в породах	всього		
Сорбований газ (метан)													
1	$m_3 - k_3^1$	7,96	11,04	$\frac{17}{0,5-1,0}$	700	1700	23	2,6	0,85	-	3,45	ДГ	150,3
2	$m_3 - k_8$	8,83	11,70	$\frac{18}{0,5-1,2}$	1000	1700	50	4,8	1,5	-	6,3	ДГ, Г, Ж	126,0
3	$m_3 - k_8$	7,0	10,82	$\frac{16}{0,7-1,2}$	1000	1700	14,5	1,7	1,7	-	3,4	Г, Ж	231,0
<b>Разом сорбованого газу</b>					<b>700</b>	<b>1700</b>	<b>87,5</b>	<b>9,1</b>	<b>4,05</b>	<b>-</b>	<b>13,15</b>	<b>ДГ, Г, Ж</b>	<b>150,3</b>
Зв'язаний газ (метан)													
1-3	$C_2^5 - C_2^7$	-	-	$\frac{0,5-7,5}{-}$	700	1700	87,5	-	-	-	1.1	-	12,5
<b>Всього сорбованого та зв'язаного газу</b>					<b>700</b>	<b>1700</b>	<b>87,5</b>				<b>14,25</b>		<b>162,8</b>



**Табл. 1.48. Результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу (метану) з вугільної товщі на площі Гірська Глибока**

Площа, км <sup>2</sup>	87,5
Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> території з глибиною свердловин 1700 м, млн \$/км <sup>2</sup>	8,05
Середня щільність геологічних запасів метану у вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	150,3
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів метану у вугільних пластах у видобувні запаси	0,25
Сумарна щільність видобувних запасів сорбованого газу з вугілля, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	37,6
Прогнозна щільність запасів зв'язаного газу у міжвугільній товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	12,5
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у вмісних породах у видобувні запаси	0,1
Сумарна щільність видобувних запасів зв'язаного газу вмісних порід, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	1,25
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (п.5 + п.8)	38,9
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	207
Видобувні запаси, млрд м <sup>3</sup>	3,4

### 6.1.2. Алмазна площа

Алмазна площа розташована в межах Попаснянського і Перевальського районів Луганської області, частково Артемівського району Донецької області, на території Алмазного та Селезнівського геолого-промислових районів; простягається в субмеридіональному напрямку західніше полів шахт ім. Чеснокова, ім. Ілліча, «Брянська», ім. Держинського, «Анненська», «Краснопільська», «Замківська», «Ломоватська», «Вергелівська», «Комісарівська»; має розміри: з півночі на південь 24 км, з заходу на схід 4,27 км, загальна площа 102,5 км<sup>2</sup>. З урахуванням неоднорідностей геологічної будови та геолого-пошукових параметрів вугільних пластів площа поділена на три ділянки: Миронівська Глибока (площею 29 км<sup>2</sup>), Санжарівська (50,5 км<sup>2</sup>) та Боржиківська (23 км<sup>2</sup>).

Площа розташована в північній зоні дрібної складчастості Донбасу, приурочена до східної частини Калинівської синклінали, яка ускладнює північно-східний схил Бахмутської улоговини. На півночі обмежена Ірмінсько-Пархомівською антикліналлю, на півдні – Анненською (Городищанською) антикліналлю. Обидві антиклінали належать до сундучного типу з крутими південними і пологими північними схилами, що занурюються в західному напрямку до приосьової частини Бахмутської улоговини під кутами 5–41°. Між двома антикліналами розташовані асиметричні складки III та IV порядків, які ускладнюють південно-західний схил крупної Калинівської синклінали II порядку.

Тектонічну будову площі визначають насуви: Головний Ірмінський та Краснопільський Північний, які є крупними регіональними структурами і дрібніші: Санжарівський, Вільхівський, Брянський та ін. Розвинена сітка дрібноамплітудних порушень: на 1 км<sup>2</sup> площі їх приходиться в середньому понад 40.

Площа Алмазна належить до числа найбільш високометаноемних ділянок на заході північної зони дрібної складчастості Донбасу: середня газоносність дорівнює 22–33 м<sup>3</sup>/т г. м. (при максимальних 28–38 м<sup>3</sup>/т г. м) і збільшується як з глибиною, так і в західному та південному напрямках.

Вугільна товща представлена широким спектром груп метаморфізму: марки вугілля змінюється від жирних до напівантрацитів. Площа також має складну структурно-тектонічну будову. Ці два фактори зумовили складний характер розподілу вуглеводневих газів за площею.

Ділянка Миронівська Глибока розташована в межах східної перикліналі Калинівської синкліналі на північно-східному схилі Бахмутської улоговини. Вугленосна товща ділянки представлена марками вугілля: жирним (Ж), коксівним (К), пісноспікливим (ПС) та пісним (П). Глибина поверхні метанової зони (ПМЗ) змінюється від 600 до 750 м (абсолютні відмітки 400–500 м) (рис. 1.43) [102]. Через значну глибину залягання всі вугільні пласти ділянки розташовані в метановій зоні. Склад природних газів у пробах, відібраних ВПТКВІ-65, коливається в межах: метан – 79,23–98,7 %, етан – 0,44–1,12 %, пропан – 0,015–0,195 %, вуглекислий газ – 0,0–3,62 %, азот – 0,62–18,54 %, водень – 0–0,074 %, гелій – 0–0,083 %, аргон – 0–0,22 %.

На ділянці спостерігається підвищення природної газоносності вугільних пластів з глибиною і з підвищенням ступеня метаморфізму вугілля: від 15 м<sup>3</sup>/т для жирних Ж, до 20 м<sup>3</sup>/т для марки КЖ і до 26 м<sup>3</sup>/т для марки К, ПС. Максимальна природна газоносність вугілля коливається від 17,7 до 30,4 м<sup>3</sup>/т, максимальна прогнозна газоносність – від 23,0 до 31 м<sup>3</sup>/т г. м. (табл. 1.49).

Табл. 1.49. Газоносність основних вугленосних світ площі Алмазна [94]

Параметр	Ділянка					
	Миронівська Глибока			Санжарівсько-Боржиківська		
	світа					
	$C_2^7$	$C_2^6$	$C_2^5$	$C_2^7$	$C_2^6$	$C_2^5$
Природна газоносність вугілля, м <sup>3</sup> /т г. м.	15–26	17,7–30,0	18,4–30	11,3–27,3	15,4–30,6	10,0–38,9
Прогнозна газоносність вугілля, м <sup>3</sup> /т г. м.	23–25	25–30,0	25–31	–	–	–
Марка вугілля	Ж, К	Ж, К, ПС	К, ПС, П	К, ПС, П	П	П, НА(1А)

На рис. 1.44, 1.45 як приклад наведена газоносність пластів вугілля  $m_3$  та  $l_6$ ; спостерігається дуже мінливий та неоднорідний розподіл метаноємності за площею, але простежується загальне збільшення значень ізогаз у південному напрямку. Загалом, ділянка належить до найгазоносніших у Донбасі.

Санжарівська ділянка розташована на південному схилі Калинівської синкліналі; Боржиківська – на західній перикліналі Анненської (Городищанської) антикліналі. Розвинені марки вугілля: на першій – коксівне (К), пісноспікливе (ПС), пісне (П), напівантрацит (НА); на другій – пісне (П) і напівантрацит (НА).

Глибина ПМЗ змінюється: на першій ділянці – від -200 до -550 м; на другій ділянці – від -100 до -200 м; спостерігається поглиблення ПМЗ в північно-західному та західному напрямках, мінімальні абсолютні відмітки (0–100 м) простежуються в південно-східній частині другої ділянки в межах перикліналі Городищанської антикліналі.

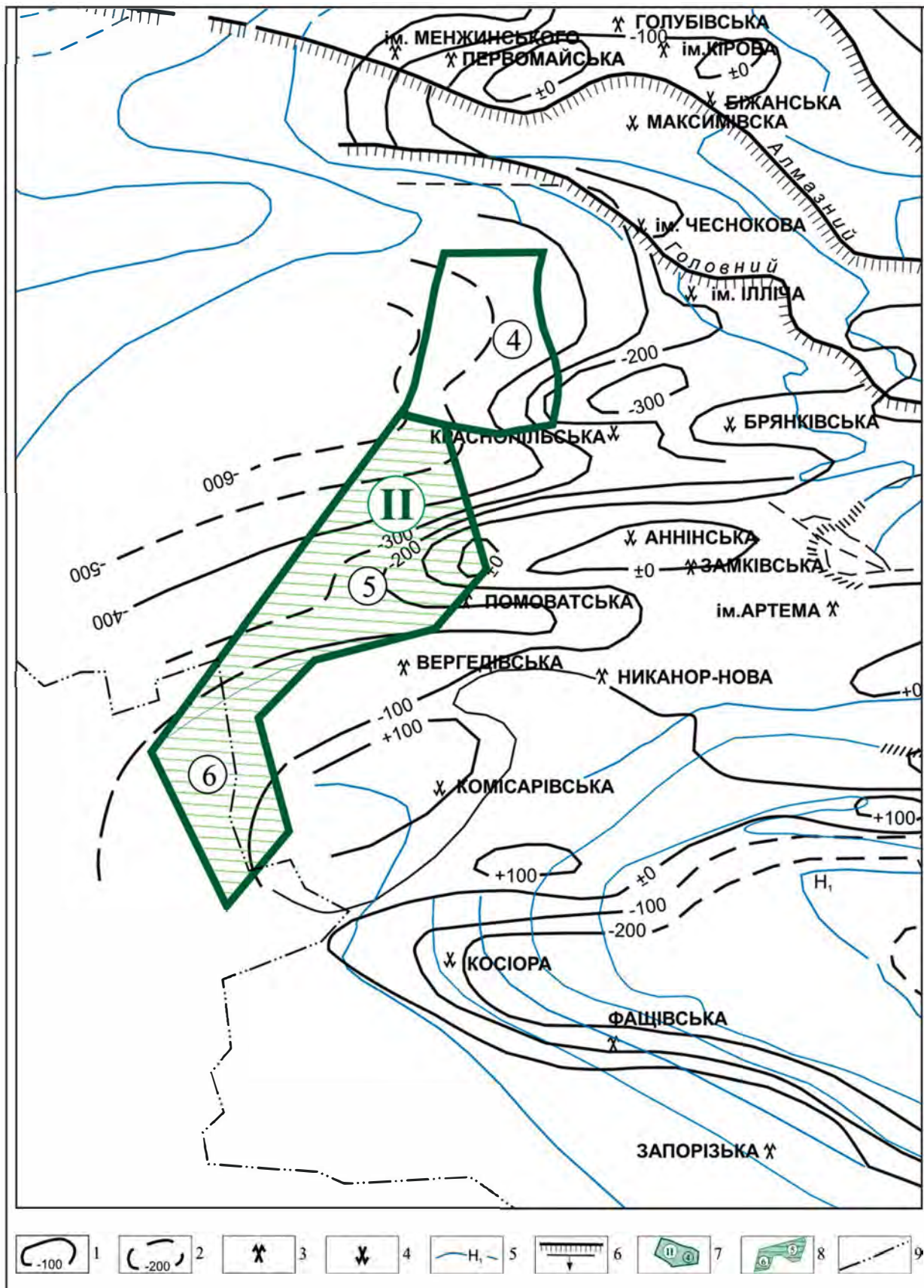
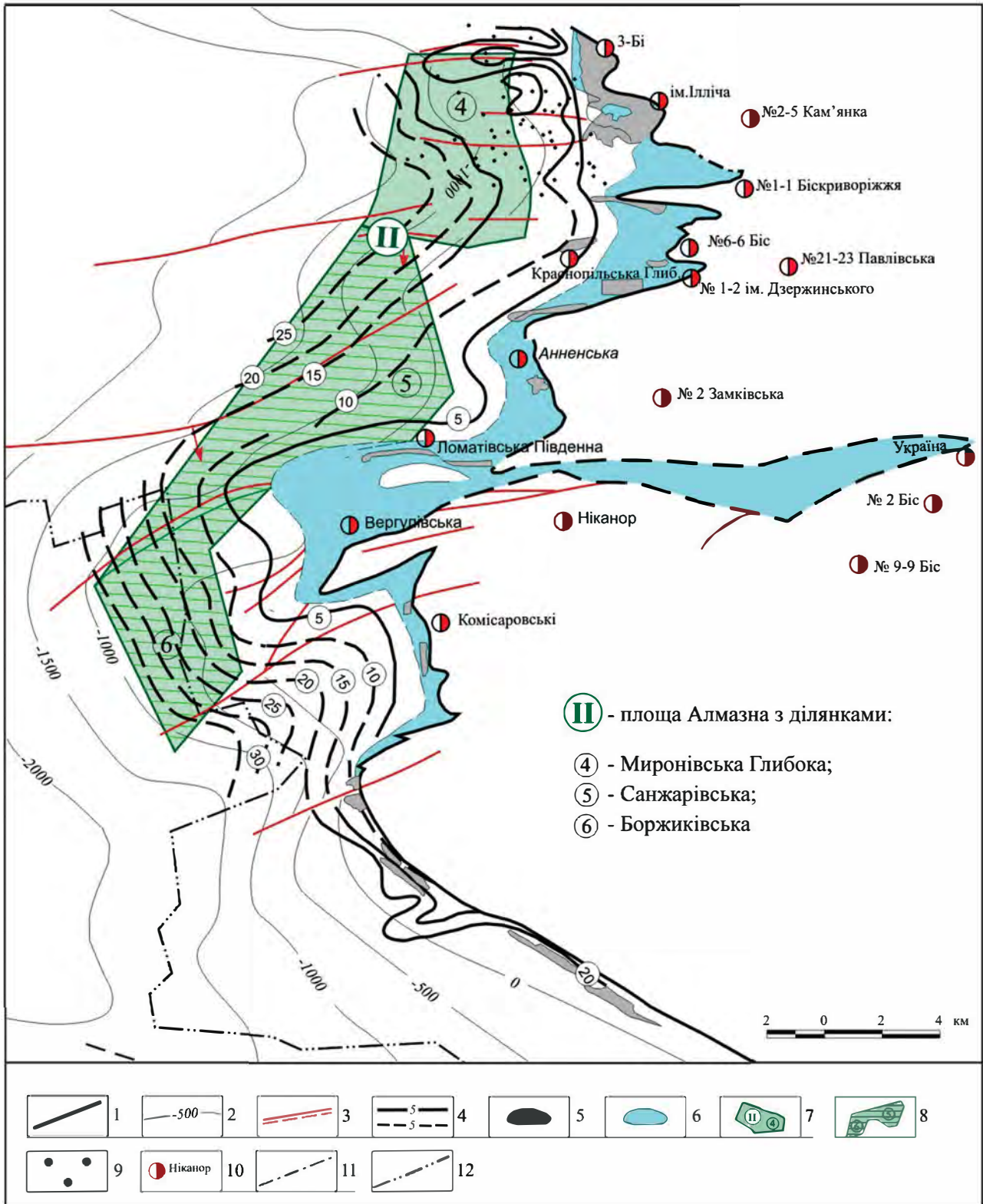


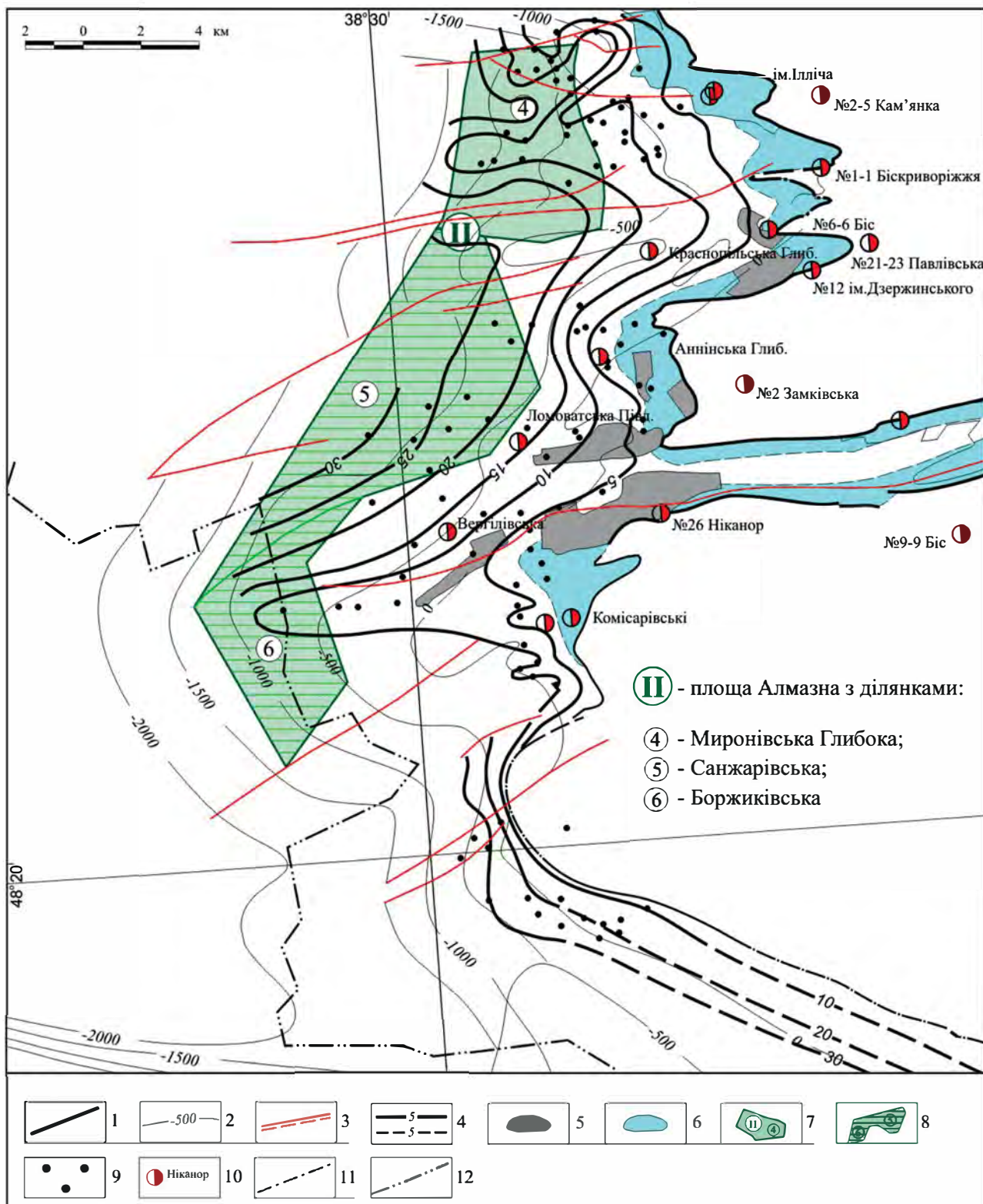
Рис. 1.43. Карта поверхні метанової зони. Площа Алмазна [98]:

1–2 – ізолінії поверхні метанової зони: достовірні (1), передбачувана (2); 3–4 – шахти діючі (3), закриті (4); 5 – маркувальні вапняки; 6 – тектонічні порушення; 7 – контур перспективної площі Алмазна з номерами ділянок; 8 – Санжарівсько-Боржиківський дослідно-промисловий полігон; 9 – границі області





**Рис. 1.44. Прогнозна карта газоносності вугільного пласта  $m_3$  ( $C_2^7$ ). Площа Алмазна [90]:**  
 1 – границя поширення вугільного пласта  $m_3$ ; 2 – ізогіпси пласта; 3 – тектонічні порушення; 4 – ізогізи; 5 – контур гірничих робіт; 6 – зона дегазації; 7 – контур перспективної площі Алмазна з номерами ділянок; 8 – Санжарівсько-Боржиківський ДП полігон; 9 – розвідувальні свердловини; 10 – шахти; 11 – границі шахтних полів; 12 – границі області



**Рис. 1.45. Прогнозна карта газоносності вугільного пласта  $l_6$  ( $C_2^b$ ). Площа Алмазна [90]:**  
 1 – границя поширення вугільного пласта  $l_6$ ; 2 – ізогіпси пласта; 3 – тектонічні порушення; 4 – ізогази; 5 – контур гірничих робіт; 6 – зона дегазації; 7 – контур перспективної площі Алмазна з номерами ділянок; 8 – Санжарівсько-Боржиківський ДП полігон; 9 – розвідувальні свердловини; 10 – шахти; 11 – границі шахтних полів; 12 – границі області

Склад газів у вугленосних товщах змінюється досить широко і залежить в основному від ступеня вуглефікації, глибини залягання вугільних пластів і структурно-тектонічних умов. Зміни складу газу в залежності від ступеня вуглефікації вугілля представлені в табл. 1.50. Залежність хімічного складу газу від глибини залягання пластів наведені в табл. 1.51. Як видно з таблиць, зі збільшенням стратиграфічної глибини від пласта  $m_3$  до пласта  $k_8$  змінюється відсотковий склад: вміст метану та азоту збільшується, відповідно, від 89,04 до 94,0 %; вміст вуглекислого газу та водню навпаки зменшується, відповідно, від 0,96 до 0,53 % та від 0,25 до 0,06 %.

Табл. 1.50. Склад основних компонентів газу у вугіллі різних марок (%) [90]

Марка вугілля	Глибина	Вільний газ				Сорбований газ			
		CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
КЖ	696–	79,3–	0,53–	0,06–	5,75–	62,6–79,4	0,76–	0,89–	1,39–
	1350	90,3	1,76	0,67	19,35		6,05	7,45	16,8
ПС	364–	91,5–	0,41–	0–0,49	7–10,5	36,73–81,3	1,79–	0,29–	12,5–
	1151	99,6	0,67				8,30	2,55	54,0
П	535–547	60,8–	0,58–	0,16–	21,0–	57,0–81,2	1,27–	0,48–	24,20
		72,3	1,32	0,36	38,0		4,28	18,2	
НА	559	74,50	1,16	0–0,44		80,50	4,80	0–1,02	14,90

Табл. 1.51. Зміни компонентного складу газу в залежності від глибини залягання вугільних пластів (%) [104, 107]

Пласт (світа)	Марка вугілля	Середня глибина	Вільний газ				Сорбований газ			
			CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
$m_3(C_2^7)$	П, ПС	903	89,04	0,96	0,25	6,06	81,0	2,35	1,03	14,76
$l_6(C_2^6)$	П, НА	1148	92,32	0,86	0,22	9,93	73,57	2,28	0,48	16,49
$k_8$	П, НА	1349	94,0	0,53	0,06	13,72	75,39	2,36	0,89	12,10

Вміст важких вуглеводнів у вугільних пластах сягає 2,6 м<sup>3</sup>/т г. м.: вміст етану не перевищує 2,08 м<sup>3</sup>/т г. м., пропану – 0,50 м<sup>3</sup>/т г. м., бутану – 0,14 м<sup>3</sup>/т г. м. Розподіл важких вуглеводнів досить нерівномірний і обумовлений впливом ступеня метаморфізму вугленосної товщі та тектонічної будови.

Газоемність Санжарівсько-Бойківської площі визначається різноманіттям марочного складу вугілля (К, ПС, П, НА), складною геологічною будовою, підвищеною вугленосністю, різним ступенем обводненості вугленосної товщі.

Спостерігається збільшення газонасності з глибиною до 1000 м значення коливаються від 5,0 до 20,0 м<sup>3</sup>/т г. м.; на глибинах 1000–1500 м – від 11,0 до 30,6 м<sup>3</sup>/т г. м.; вище 1500 м – від 12,74 до 38,9 м<sup>3</sup>/т г. м. (табл. 1.52). Відмічається досить інтенсивне нарощування металоємності до глибин 800–1000 м, глибше 1000 м – практично припиняється. Газонасність вугільних пластів за результатами випробувань визначена в світах:  $C_2^7$  – коливається від 11,3 до 27,3 м<sup>3</sup>/т г. м. (на глибинах 897–2071 м);  $C_2^6$  – від 15,39 до 30,6 м<sup>3</sup>/т г. м. (на глибинах 1191–2298 м);  $C_2^5$  – від 10,0 до 38,9 м<sup>3</sup>/т г. м. (на глибинах 885–2439 м).



Табл. 1.52. Зміни з глибиною газоносності вугільних пластів

Синоніміка вугільних пластів за групами	Прогнозна газоносність вугільних пластів ( $\text{м}^3/\text{т г. м.}$ ) за глибинами залягання (м)		
	<1000	1000–1500	>1500
$m_7^a, m_6^2, m_6^1, m_5^1 + m_5$	10,0–11,13	11,00–25,09	12,74 – 26,27
$m_4, m_3, m_2$	5,0–20,0	14,68–27,9	15,51–23,97
$l_6^a, l_5, l_4, l_3$	7,5–26,0	18,72–30,6	15,39–35,6
$k_7^a, k_6, K_5, K_3$	10–20,62	28,74–31,0	21,81–38,9

Колекторські властивості вмісних порід визначаються ступенем їхнього катагенезу та інтенсивністю тектонічних порушень. Площа Алмазна за тектонічним районуванням розташована в межах східної перикліналі Бахмутської улоговини, де розвинені в основному плікативні дислокації II та IV порядків і значна кількість тектонічних порушень, які суттєво вплинули на розподіл вільних газів у вугільних товщах. За ступенем катагенезу площа розташована в зоні розвитку вугілля середнього та високого ступенів метаморфізму, тобто в області, де практично відсутні високопористі піщані колектори і переважають низькопористі. Тому за цією ознакою ділянка може бути віднесена до малоперспективної для пошуків вільного газу у вмісних породах. Рекомендується супутнє опитування цих відкладів при проведенні робіт з видобутку газу метану з вугільних пластів. Приведемо стисло характеристику газоносності вмісних порід.

Розподіл вільного газу у вмісних породах досить складний. Пов'язане це зі складною геологічною будовою, значною кількістю структурних складок, флексур та тектонічних порушень, розмаїттям типів і марок вугілля (Ж, К, ПС, П, НА), значною водонасиченістю вмісних порід (понад 30 водоносних горизонтів з дебітами до  $10 \text{ м}^3/\text{год}$ ). Підвищена газоносність вмісних порід спостерігається в зонах підвищеної тріщинуватості, у присклепінних частинах складок, флексур та поблизу розривних порушень. Інколи спостерігається викиди газу на висоту до 20 м (св. Ц 435, Ц 449, Ц 516). У табл. 1.53 наведено перелік свердловин, в яких зафіксовані газопрояви на усті свердловини, визначені основні геологопошукові параметри вуглевмісної товщі. За цими матеріалами значення газоносності порід змінюються: на ділянці Миронівська Глибока – від 0,08 до  $5,8 \text{ м}^3/\text{м}^3$  породи; на ділянці Санжарівська – від 0,28 до  $3,38 \text{ м}^3/\text{м}^3$  породи; на ділянці Боржиківська – від 0,04 до  $0,29 \text{ м}^3/\text{м}^3$  породи.

Для підтвердження газопроявів і визначення характеру поширення газоносності за площею полігону проведені пластовипробування вмісних порід пластовипробувачем КВІ-65. У результаті підтверджена підвищена газоносність Гончарівської антикліналі (пісковик  $N_1^2SN_1^5$ , св. Ц 516), флексурного перегину в центральній частині площі (пісковик  $M_9SN_1$ , св. 435) насунутого крила Вільхівського порушення (пісковик  $M_5SM_6$ , св. 449), в зоні впливу Калинівського насуву (пісковик  $N_1SM_{10}^1$ , св. 942) та ін. Можна зробити висновок, що підвищена газоносність характерна для тріщинуватих пісковиків і приурочена до антиклінальних складок різного порядку і зон дроблення розривних порушень.

Табл. 1.53. Результати досліджень газоносності вуглевмісних порід пластовипробувачем КВІ-65 на площі Алмазна [74]

Номер св.	Інтервал	Індекс	Флюїд	Дебіт газу, л/хв	T, °C	Пластовий тиск, атм	Пористість, %	Проникність, мД	Газовий фактор, см <sup>3</sup> /л	Газоносність, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
<i>Ділянка Миронівська Глибока</i>										
Ц 102	1162,5–1194,8	$l_8 - l_6$	газ	1,44	42	90	4,7			5,8
Ц 102	1204–1238	$l_5 - l_6$	вода з газом	3,9	42,5	95	4,9	0,228	1700	0,083
Ц 133	1320–1344	$k_7^4 - K_9$	вода з газом	28,8	46	107	5,0		1900	0,09
Ц 152	1096–1100,2	$l_5 - l_6$	газ	0,23	38	39	1,5			0,416
<i>Ділянка Санжарівська</i>										
Ц 422	839,5–868	$m_9 - N_1$	газ	2,7	32	3,8	6,73	0,013		0,28
Ц 435	941,3–1002,5	$m_9 - N_1$	газ	16,4	34	94,9	3,80	0,0256		3,25
Ц 449	1202,7–1236	$M_5 - m_4^3 + M_5$	газ	110	49–52	96,4	3,65	0,00401		3,38
Ц 482	1316–1340	$L_6 - l_6$	газ	0,35	52	6,58	8,06	0,00794		0,52
Ц 516	750–770	$N_1^2 - N_1^5$	газ	81	32	26,83	2,26	0,03155		0,52
<i>Ділянка Боржиківська</i>										
Ц 387	890–923	$l_4'' - l_5$	газ	5,2	32	10,2	3,4	0,00697		0,29
Ц 387	1093–1134	$K_9 - k_7^4$	вода з газом	43,0	40	97	2,93	0,009	1576	0,04
Ц 394	1473–1492	$k_5 - k_6$	газ	3,5	49	7,85	1,82	0,01079		0,165

**Ресурси вуглеводневих газів у вугільній товщі площі Алмазна.** Сорбований газ (метан) вугільних пластів. Геологічні запаси не затверджені та не випробувані в ДКЗ України. Площа за ступенем освоєння, запасами вугілля належить до груп перспективних для будівництва шахт і розвідки. Підрахунок ресурсів сорбованого газу метану вугільних родовищ базується на матеріалах розвідувальних свердловин (понад 300), що пробурені на досліджуваній площі та поблизу неї. За відсутності достатньої кількості даних використовувалися параметри вугільних пластів полів шахт із відповідною інтерполяцією до умов полігону. Це матеріали полів шахт ім. Чеснокова, ім. Ілліча, «Брянська», «Краснопільська», «Ломатська», «Зоринська», «Вергелівська», які межують з площею дослідження і розташовані гіпсометрично вище неї [68, 69, 74].

Підрахунок ресурсів виконаний окремо на ділянці Миронівська Глибока та разом на ділянках Санжарівська і Боржиківська. Загальна територія становить 102,5 км<sup>2</sup>, у тому числі на Миронівській Глибокій – 29 км<sup>2</sup>, на Санжарівській і Боржиківській – 73,5 км<sup>2</sup>. На ділянці Миронівська Глибока ресурси дорівнюють 7,9 млрд м<sup>3</sup> на площі 29 км<sup>2</sup> при щільності геологічних запасів 272,4 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. На ділянках Санжарівській і Боржиківській ресурси становлять 15,3 млрд м<sup>3</sup> на площі 73,5 км<sup>2</sup> при щільності 208,2 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

Сумарні ресурси сорбованого газу на території Алмазна дорівнюють 23,2 млрд м<sup>3</sup> на площі 102,5 км<sup>2</sup> при середній щільності 226,3 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

*Зв'язаний газ малопроникних колекторів.* Підрахунок зв'язаного газу проведений з урахуванням матеріалів підрахунку природного газу в газоводонасичених породах на ділянці Миронівська Глибока [94]. На підставі цих матеріалів розраховані ресурси зв'язаного газу (метану) у малопроникних пісковиках, які дорівнюють 3,38 млрд м<sup>3</sup> на площі 102,5 км<sup>2</sup> при щільності 33,0 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>; у тому числі на ділянках: Миронівська Глибока – 0,96 млрд м<sup>3</sup> на площі 29,0 км<sup>2</sup> при щільності 33,0 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>; Санжарівській та Боржиківській – 2,42 млрд м<sup>3</sup> на площі 73,5 км<sup>2</sup> при щільності 33,0 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> (табл. 1.54–1.57).

*Вільний газ.* Його наявність у вмісних породах оцінена тільки окремими свердловинами за показниками газонасиченості порід, наявності газопроявів на їх усті, проявів суфлярів та викидів газу у шахтних виробках. За цими матеріалами Г. Задара у 2003 р. виділив і оконтурив площі підвищеної метанонасиченості порід Луганської області [102]. У контурі однієї з них розташована Алмазна площа, в межах якої газонасиченість окремих пісковиків коливається від 0,08 до 5,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> та прослідковані газопрояви на усті деяких свердловин.

Ресурси вільного газу на площі робіт не порашовані через відсутність необхідних матеріалів по антиклінальних (купольних) структурах, для підрахунку запасів вільного газу. Крім того, постає питання доцільності проведення робіт з визначення перспектив теригенних відкладів, що пояснюється наступним. На площі Алмазній поширене вугілля в основному марок К, ПС, П та НА, що відповідає ступеню катагенезу органічної речовини теригенних відкладів МК<sub>4</sub>, МК<sub>5</sub>, АК<sub>1</sub> та АК<sub>2</sub>. Тобто за таких показників метаморфізму практично відсутні високопористі пісковики і тому міжвугільна товща малоперспективна для пошуку вільного газу.



Табл. 1.54. Характеристика площі Алмазна для можливого видобутку газу (метану) з вугільних родовищ [68, 99]

Ступінь освоєння запасів вугілля	Ділянка	Стратиграфічний інтервал	Сумарна потужність вугільних пластів, м		Газоносність вугілля (м <sup>3</sup> /т с.б.м) – породи (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.) / метаморфізм вугілля (R <sub>0</sub> )	Межі оцінки за глибиною, м		Середня площа з газоносністю понад 10 м <sup>3</sup> /т, км <sup>2</sup>	Сумарні ресурси сорбованого метану, млрд м <sup>3</sup>			Марка вугілля	Щільність газонасиченості, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
			робочих (>0,6 м)	супутніх (>0,3 м)		верхня, м	нижня, м		робочі пласти	супутні (>0,3 м)	всього		
<b>Сорбований газ (метан)</b>													
Резервна група «а»	Миронівська Глибока	$m_6 - k_3^n$	12,6	7,2	$\frac{23,0}{0,91-2,6}$	800	1500	29,0	5,3	2,6	7,9	Ж, К, ПС, П	272,4
Перспективні для розвідки	Санжарівська і Боржиківська	$m_6 - k_3$	7,87	8,39	$\frac{10,0-38,9}{1,61-3,10}$	300	1700	73,5	7,6	7,7	15,3	К, ПС, П, НА	208,2
<b>Разом:</b>								<b>102,5</b>	<b>12,9</b>	<b>10,3</b>	<b>23,2</b>	-	<b>226,3</b>
<b>Зв'язаний газ (метан)</b>													
Малопроникні колектори (газонасичені) пісковики	Миронівська Глибока	$C_2^7 - C_2^5$	-	-	$\frac{0,08-5,8}{-}$	600	1500	29,0	-	-	0,96	-	33,0
	Санжарівська і Боржиківська	$C_2^7 - C_2^5$	-	-	$\frac{0,04-3,38}{-}$	300	1700	73,5	-	-	2,42	-	33,0
<b>Разом:</b>								<b>102,5</b>	-	-	<b>3,38</b>	-	<b>33,0</b>

Табл. 1.55. Геолого-пошукова характеристика площі Алмазна [68, 99]

Розміщення	Зона зчленування Воронежського масиву та північної зони дрібної складчастості Донбасу; північні схили Петрівсько-Караїчевської та Лутугінської синкліналей
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	358,0 – Лугансько-Краснодонська зона, в тому числі: 29 км <sup>2</sup> – ділянка Миронівська Глибока; 50,5 км <sup>2</sup> – ділянка Санжарівська; 23,0 км <sup>2</sup> – ділянка Боржиківська
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Відклади московського та верхньобашкирського ярусів (світи $C_2^7, C_2^6, C_2^5$ ) потужністю від 255 до 764 м (переважно 247–609 м)
Марки вугілля	Ж, К, ПС, П – ділянка Миронівська Глибока; К, ПС, П, НА – ділянки Санжарівська та Боржиківська
Відбивна здатність вітриліту, $R_0$ (серед.)	Ж (0,91–1,15); К (1,61–1,71); ПС (1,77–1,86); П (1,97–2,6); НА (2,6–3,10)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т г. м.	Для пластів світ: $C_2^7$ – 11,3 – 27,3; $C_2^6$ – 15,4 – 30,6; $C_2^5$ – 10,0 – 38,9
Вміст метану в газі, %	79,23–98,7 – ділянка Миронівська Глибока; 73,57–81,0 – ділянки Санжарівська та Боржиківська
Глибини залягання пластів	Від 200–800 до 1500–1700 м
Сумарна товщина: робочих пластів супутників >0,3 м	7,9–12,6 м 7,2–8,4 м
Щільність запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси, млрд м <sup>3</sup> )	305,5 – ділянка Миронівська Глибока площею 29 км <sup>2</sup> (запаси 8,86); 241,1 – ділянки Санжарівська та Боржиківська площею 73,5 (запаси 17,72)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	0,08–5,8 – ділянка Миронівська Глибока; 0,04–3,38 – ділянки Санжарівська та Боржиківська
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, пісковики; пористість 1,5–5,0 % (ділянка Миронівська Глибока), 1,82–8,06 % (ділянки Санжарівська, Боржиківська); проникність 0,0228 мД (ділянка Миронівська Глибока); 0,007–0,0256 мД (ділянки Санжарівська, Боржиківська)
Наявність куполоподібних прирозломних структур	Прирозломні (насувні) структури прогноуються вздовж Ірмінського Головного тектонічного порушення.
Тектонічна будова	Моноклінальне залягання, ускладнене флексурними перегинами та інтенсивною сіткою різноманітних порушень
Водоносність порід	Водоприпливи в гірничі виробки коливаються від 15–20 до 102–1148 м <sup>3</sup> /год, мінералізація води 1,4–3,8 г/л на глибинах 100–700 м; 1,7–19,0 г/л на глибинах 700–1680 м.

Табл. 1.56. Ресурси метану в межах ділянки Миронівська Глибока

Стратиграфічний інтервал	$C_2^7 - C_2^5; m_6 - k_3^u$
Марки вугілля	Ж, К, ПС, П
Сумарна потужність: робочих вугільних пластів (0,6 і більше), м;	12,6
супутніх (0,30–0,59 м)	7,2
Середня газоносність в $m^3/т$ г. м.	23,0
Метаморфізм вугілля, $R_o$	0,91–2,6
Глибини оцінки, м	600–1500
Площа з газоносністю понад $10 m^3/т$ г. м.; $км^2$	29
Щільність газоносності, $млн m^3/км^2$ :	
сорбованого газу: оптимістичний варіант;	272,4
песимістичний варіант;	182,7
зв'язаного газу: оптимістичний варіант;	33,0
песимістичний варіант	33,0
Ресурси (геологічні запаси), $млрд m^3$ :	
<b>Оптимістичний варіант</b>	
Сорбованого газу у вугільних пластах	7,9
в тому числі у неробочих пластах	2,6
Зв'язаного газу у вмісних породах	0,96
Всього ресурсів:	8,86
<b>Песимістичний варіант</b>	
Сорбованого газу лише у робочих вугільних пластах	5,3
Зв'язаного газу у вмісних породах	0,96
Всього ресурсів:	6,26

Табл. 1.57. Ресурси метану в межах Санжарівської та Боржиківської ділянок

Стратиграфічний інтервал	$C_2^7 - C_2^5, m_6 - k_3$
Марки вугілля	К, ПС, П, НА (1А)
Сумарна потужність вугільних пластів, м: робочих ( $\geq 0,6$ )	7,87
супутніх (0,30–0,59 м)	8,39
Середня газоносність в $m^3/т$ г. м.	10,0–38,9
Метаморфізм вугілля, $R_o$	1,61–3,10
Глибини оцінки, м	300–1700
Площа з газоносністю понад $10 m^3/т$ г. м.; $км^2$	73,5
Щільність газоносності, $млн m^3/км^2$ :	
сорбованого газу: а) оптимістичний варіант;	208,2
б) песимістичний варіант	103,4
зв'язаного газу: в) оптимістичний варіант;	33,0
г) песимістичний варіант	33,0
Ресурси (геологічні запаси), $млрд m^3$ :	
<b>Оптимістичний варіант</b>	
Сорбованого газу у вугільних пластах	15,3
в тому числі у неробочих пластах	7,7
Зв'язаного газу у вмісних породах	2,42
<b>Всього:</b>	<b>17,72</b>
<b>Песимістичний варіант</b>	
Сорбованого газу лише у робочих вугільних пластах	7,6
Зв'язаного газу у вмісних породах	2,42
<b>Всього:</b>	<b>10,02</b>



Параметри та розрахунок собівартості газовидобувних робіт на площі подано на рис. 1.46 і в табл. 1.58 [69, 71, 102].

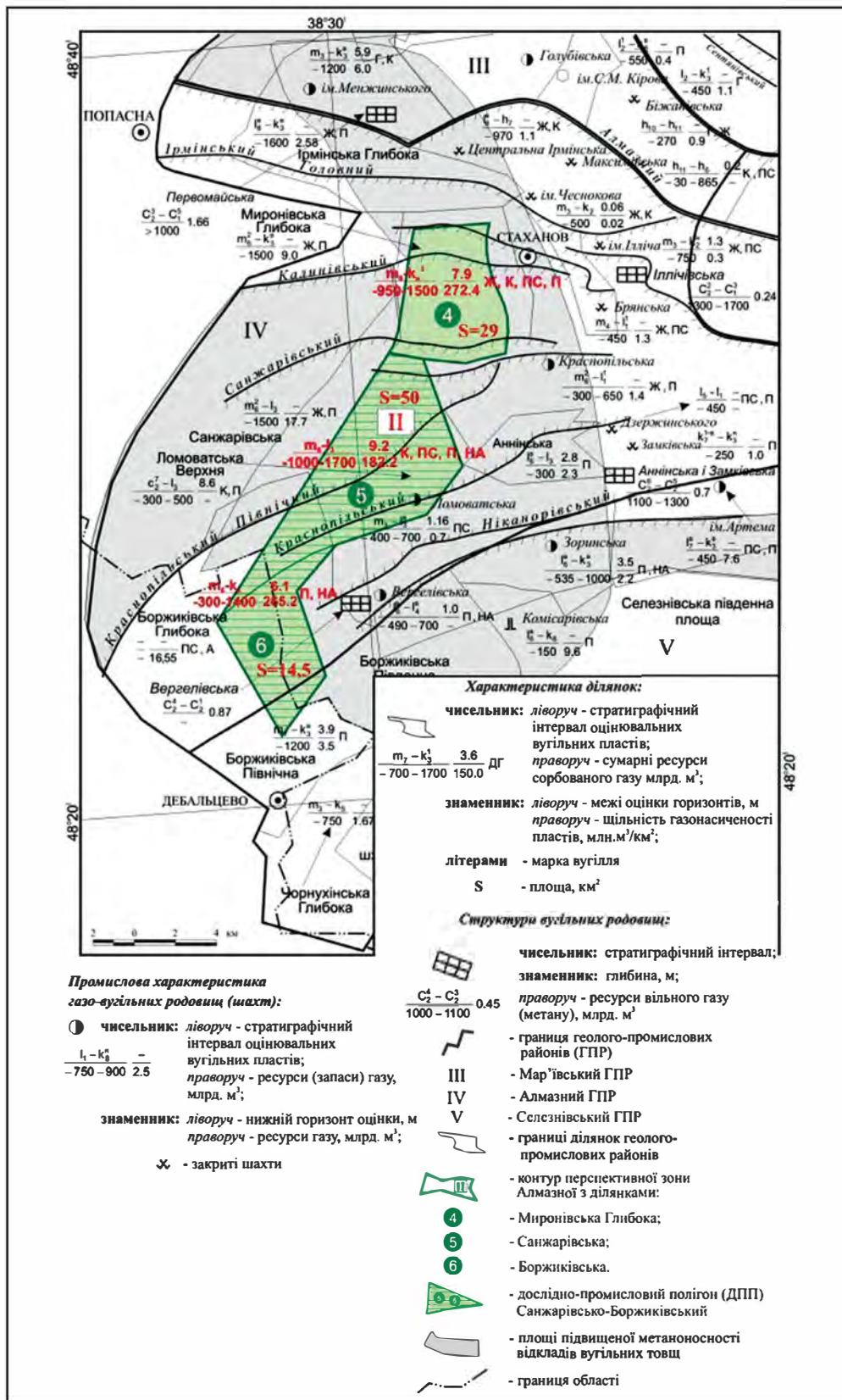


Рис. 1.46. Карта оцінки геологічних запасів метану вугільних родовищ площі Алмазна [98]

Табл. 1.58. Параметри та розрахунок собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу (метану) з вугільної товщі площі Алмазна

Параметр	Ділянка			
	Миронівська Глибока (S=29,0 км <sup>2</sup> )		Санжарівська та Боржиківська (S=73,5 км <sup>2</sup> )	
	варіант			
	оптиміс- тичний	песиміс- тичний	оптиміс- тичний	песиміс- тичний
Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1500 м та 1700 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,7	7,7	8,06	8,06
Сумарна щільність запасів метану у вугільних пластах / у тому числі супутніх, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	272,4/90	182,4	208,2/ 104,8	103,4
Прогнозна щільність запасів метану зв'язаного газу у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	33	33	33,0	33,0
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів сорбованого газу у видобувні	0,25	0,25	0,25	0,25
Сумарна щільність видобувних запасів сорбованого газу, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	68,1	45,6	52,1	25,85
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів зв'язаного газу у видобувні	0,1	0,1	0,1	0,1
Прогнозна щільність видобувних запасів зв'язаного газу, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	3,3	3,3	3,3	3,3
Сумарна щільність видобувних запасів сорбованого та зв'язаного газу, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	71,4	48,9	55,4	29,2
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	108	157,5	145,6	276,5
Видобувні запаси, млрд м <sup>3</sup>	2,1	1,4	4,1	2,1

Ділянки Санжарівська та Боржиківська рекомендуються як полігон для проведення дослідно-промислових досліджень у межах території Алмазна. Мета робіт – визначення перспектив вугленосної товщі для видобутку газу (метану) з вугільних пластів і шарів вмісних товщ.

### 6.1.3. Лугансько-Краснодонська площа

Лугансько-Краснодонська площа розташована в межах Краснодонського і частково Лутугінського районів Луганської області, в Краснодонському і частково Луганському геолого-промислових районах, її територія 385 км<sup>2</sup>. На заході площа обмежується умовною лінією на відстані 25 км західніше річки Луганчик, на сході – лінією кордону України і Російської Федерації, на півночі – границею Краснодонського ГПР, на півдні – границями полів шахт «Самсонівська Західна», «Молодогвардійська» та ім. 50-річчя СРСР. Зазначимо, що шахти відпрацьовують ті ж самі пласти, що оцінені на півдні площі. Тому при визначенні пошуково-геологічних характеристик вугільних пластів південної ділянки площі матеріали територій шахтних полів використані як еталонні.

Природна газонасність вугільних пластів площі змінюється досить широко: від 6,0 до 20–25 м<sup>3</sup>/т с. б. м. Обумовлено це, по-перше, факторами регіонального характеру, такими як ступенем метаморфізму та глибиною залягання пластів. По-друге, на газонасність пластів вугілля значно вплинули структурно-тектонічні умови. Тому газонасність вугільних пластів розглядається з урахуванням цих факторів, окремо на ділянках № 7 та № 8.

Ділянка № 7. Розташована в межах північного моноклінального схилу та східного замикання Лутугінської синкліналі. Вугленосна товща представлена газовим, жирним і коксівним вугіллям. Глибина ПМЗ змінюється від 270 до 440 м: у пластах світи C<sub>2</sub><sup>6</sup> вона коливається від 320 до 440 м; світ C<sub>2</sub><sup>5</sup> і C<sub>2</sub><sup>4</sup> – від 270 до 390 м; світи C<sub>2</sub><sup>3</sup> – від 270 до 320 м. У західному напрямку у всіх оцінювальних пластах спостерігається підвищення глибини ПМЗ: у всіх оцінювальних пластах ПМЗ розташована на відмітках -200–250 м за винятком пласта K<sub>3</sub><sup>16</sup> – до -300 м (рис. 1.47).

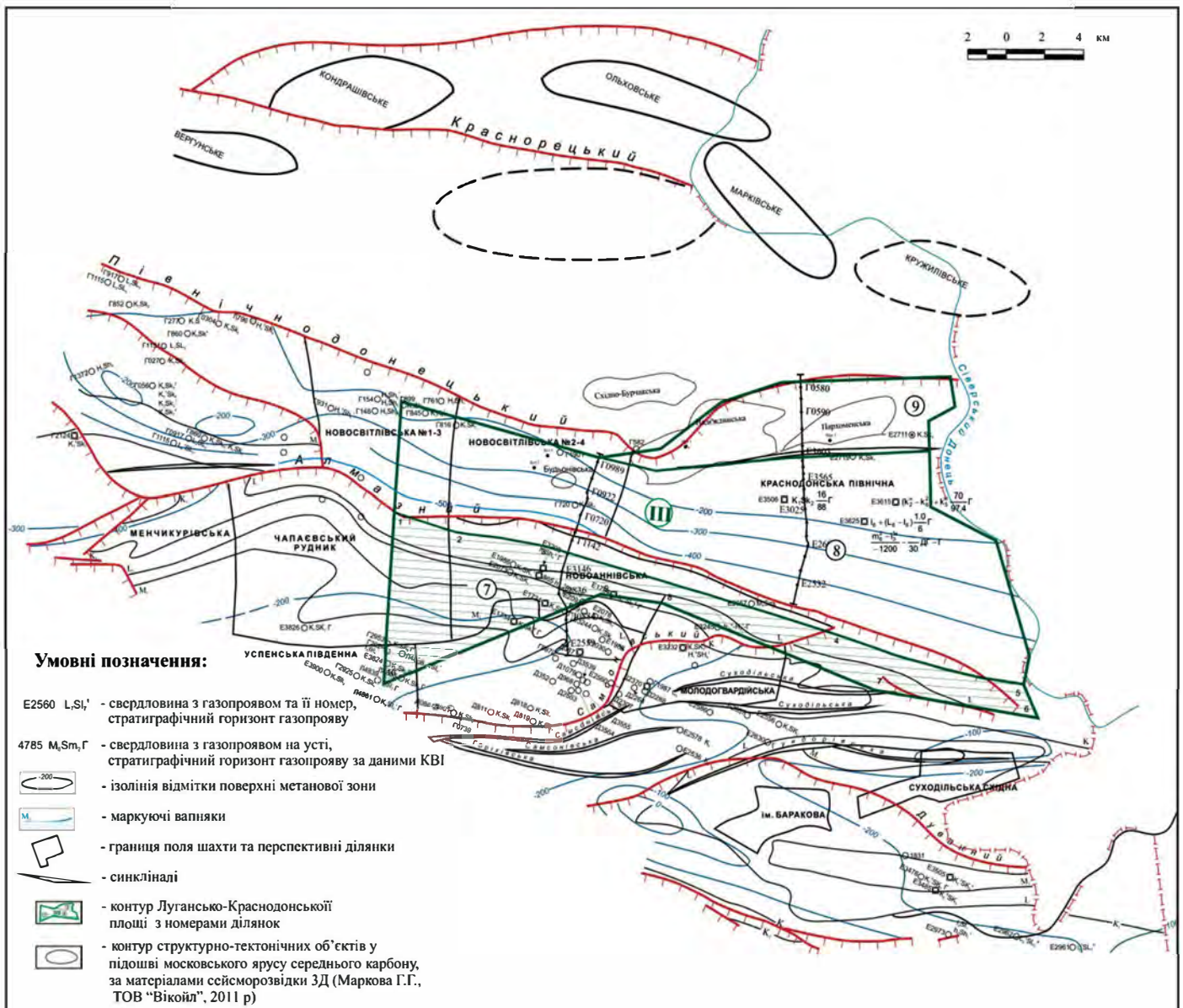


Рис. 1.47. Карта поверхні метанової зони [69]



Склад газу, визначений за пробою пласта  $K_5$  з глибини 836 м: метан – 81,7–95,9 %; вуглекислий газ – від 0,45 до 9,2 %; азот від 1,4 до 9,0 %, важкі вуглеводні – від 2,0 до 10,2 %. Газоносність вугільних пластів в синкліналі з глибиною збільшується досить інтенсивно ( $0,015 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$ ) до глибини 600–700 м, глибше інтенсивність нарощення сповільнюється до  $0,007 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$ , а з глибини 1000–1200 м практично припиняється. Природна газоносність вугільних пластів зростає з глибиною:  $4,0\text{--}4,5 \text{ м}^3/\text{т г. м}$  на глибині 400 м;  $11,0\text{--}12,0 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$  на глибинах 700–800 м;  $12,4\text{--}22,9 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$  на глибинах 800–1370 м. Прогнозна газоносність вугілля, обчислена множенням природної газоносності на коефіцієнт 1,3, який враховує втрати газу при дослідіах, становить:  $5,2\text{--}5,9 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$  на глибині 400 м;  $14,3\text{--}15,6 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$  на глибинах 700–800 м;  $16,1\text{--}25 \text{ м}^3/\text{т г. м.}$  на глибинах 800–1370 м (табл. 1.59, 1.60, рис. 1.48) [10, 90, 94, 96].

**Табл. 1.59. Характеристика газоносності вугільних пластів за структурним фактором та ступенем метаморфізму**

Номер ділянки	Структура	Глибина розвідки	Світа	Марка	Газоносність вугільних пластів, $\text{м}^3/\text{т г. м.}$	
					від – до	середня
7	Лутугінська синкліналь (східна перекліналь)	-1200	$C_2^6$ $C_2^3$	Г, Ж, К	12,4–18,0	16
8	Новосвітлівська синкліналь	-1200	$C_2^7$	ДГ	6,0–8,5	7,5
			$C_2^6$	Г	6–10	9
			$C_2^5$	Г	15–16	15,5
			$C_2^4$	Г	15–16	15,5
			$C_2^3$	Г	15–18	16,5
	Петрівсько-Караїчевська синкліналь (північний схил)	-1200	$C_2^7$	ДГ	До 10	
			$C_2^6$	Г	10–13	12,0
			$C_2^5$	Г	13–15	14,0
	Петрівсько-Караїчевська синкліналь (центральна частина)	-1200	$C_2^6$	Г	12–15	13,5
$C_2^5$			Ж	17,0–20	18,5	
$C_2^4$			ЖК	15–20	17,5	

**Табл. 1.60. Газоносність робочих пластів Лугансько-Краснодонської площі**

Показник	Ділянка № 7											
	Пласти											
	$l_6^g$	$l_3^g$	$l_2^g$	$k_7^{lg}$	$k_5$	$k_2$	$i_3^1$	$h_{10}^g$	$h_8^1$	$h_8^g$	$h_7$	
Природна газоносн. вугілля, $\text{м}^3/\text{т г. м.}$ (max)	12,4	12,4	12,4	19,4	18,8	22,5	18,7	24,4	22,9	22,9	20,2	
Прогнозна газоносн. вугілля, $\text{м}^3/\text{т г. м.}$ (max)	15	15	15	-	20	20	20	25	25	25	20	
Марка вугілля за ДСТУ 3472-96	Гк	Гк	Ген	Ген-Жен	Гк	Гк-Жк	Жк	Жк	Кк	Кк	Кк	

Ділянка № 8										
Показник	Пласти									
	$m_6^2$	$m_5^2$	$m_5^1$	$m_3^1$	$l_6$	$l_2^e$	$k_5^h$	$k_2^h$	$i_3^1 + i_3^e$	$i_3^{1h}$
Природна газоносн. вугілля, м <sup>3</sup> /т г. м. (max)	6,0	7,0	7,0	8,5	10,5	9,3	13,2	14,0	15,2	15,6
Прогнозна газоносн. вугілля, м <sup>3</sup> /т г. м. (max)	7,0	7,0	7,0	9,0	10,0	10,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Марка вугілля за ДСТУ 3472-96	ДГ <sup>ен</sup>	ДГ-Г <sup>ен</sup>	ДГ-Г <sup>ен</sup>	ДГ-Г <sup>к</sup>	Г <sup>к</sup>	Г <sup>ен</sup>	Г <sup>к</sup>	Г <sup>к</sup>	Г <sup>к</sup>	Г <sup>к</sup>

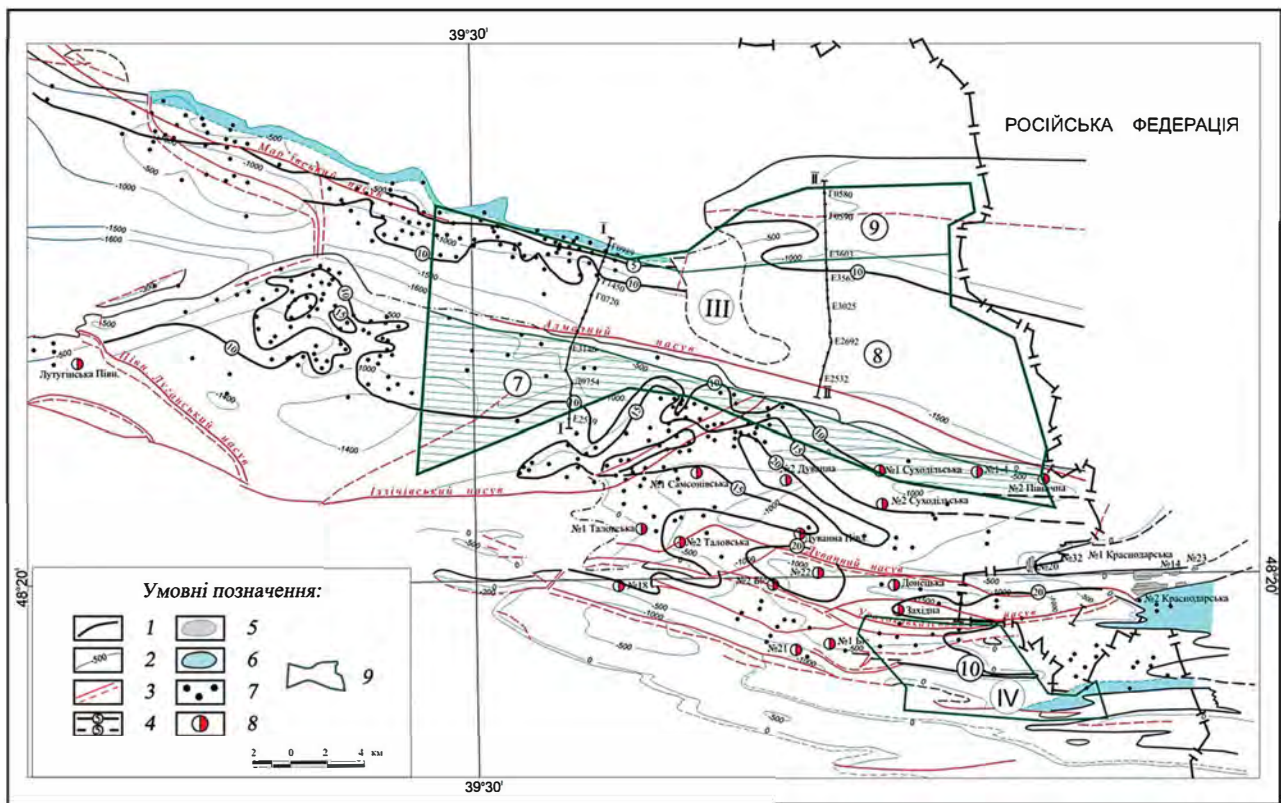


Рис. 1.48. Прогнозна карта газоносності вугільного пласта  $i_3$  ( $C_2^4$ ) (за матеріалами [85, 94]):

1 – границя поширення вугільного пласта; 2 – ізогіпси пласта; 3 – тектонічні порушення; 4 – ізобаз, м<sup>3</sup>/т г.м.; 5 – контур гірських робіт; 6 – зона штучної дегазації; 7 – розвідувальні свердловини; 8 – вертикальні стовбури шахт; 9 – контур перспективних площ (III – Лугансько-Краснодонська, IV – Краснодонська Глибока) з перспективними ділянками (7 – Чапаївсько-Новоаннівська, 8 – Новосвітлівська, 9 – Верхня, 10 – Краснодонська Глибока)

Збільшення газоносності вугілля та скупчення газів спостерігається в межах флексурних перегинів Новоаннівських антикліналей; максимальне значення газоносності спостерігається у присклепінній частині антиклінальної складки (газоносність до 22–25 м<sup>3</sup>/т г. м.)

Ділянка № 8. Розташована на північних моноклінальних схилах Петрівсько-Караїчевської та Новосвітлівської синкліналей. Вугленосна товща представлена слабометаморфізованим довгополуменевим та газовим вугіллям.

Глибина поверхні метанової зони простежується на відмітках -200–400 м: у пластах світи  $C_2^3, C_2^4$  – на відмітках -200–300 м;  $C_2^5$  (пласт  $k_5$ ) – -350 м;  $C_2^6$  – -300–350 м;  $C_2^7$  – -400. В західному напрямку спостерігається поглиблення ПМЗ у всіх робочих пластах до відміток -550–650 м. Склад природних газів в межах цієї зони: метан – 80–95 %; вуглекислий газ – 2,0–7,0%; азот – 3,0–6,2 %; важкі вуглеводні – 0–3,5 %; у газі присутні також гелій і водень.

Газоносність вугільних пластів синкліналей, в цілому, має низькі значення – від 6 до 10 м<sup>3</sup>/т с. б. м. З глибиною спостерігається збільшення газоносності до 15–18 м<sup>3</sup>/т с. б. м. на глибинах -1200 м у світах  $C_2^4, C_2^5$ . Природна газоносність робочих вугільних пластів за площею збільшується з глибиною і коливається від 6,0 до 15,6 м<sup>3</sup>/т с. б. м.; прогнозна газоносність вугілля – 7,0–15,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м.

*Газоносність вмісних порід.* Підставою для дослідження вуглевмісних порід є таке. Північна частина (ділянки 8, 9) Лугансько-Краснодонської площі розташована в міжнасувній зоні (між Північнодонецьким та Алмазним насувами), де у минулі роки відкриті поклади вуглеводнів. Це Астахівське, Красновське, Скосирівське, Самбурівське, Північнобілянське та Хлопівське родовища газу, які належать до категорії дуже дрібних, ближче до мікропокладів вільного газу (запаси газу від 0,3 до 1,7 млрд м<sup>3</sup>, максимальні до 3,3 млрд м<sup>3</sup>). Приурочені поклади до ізоклінальних складок брахіантиклінального типу, стратиграфічно в основному до пісковиків середнього карбону, які й стали предметом дослідження на всій площі. Теригенні відклади вивчалися у стратиграфічному діапазоні середнього карбону у товщах світ  $C_2^3, C_2^4, C_2^5, C_2^6$  та  $C_2^7$ , які перекриті мезокайнозойською товщею потужністю до 340 м. Перспективними вважаються теригенні відклади верхньобашкирського та московського ярусів середнього карбону загальною потужністю близько 1350–2299 м; представлені пісковиками (22,5–46,9 %) та аргілітами (25,1–41,9 %).

Перспективними з точки зору пошуку газонасичених колекторів є пісковики: у світі  $C_2^3 - h_{10}^6, h_7Sh_9^6, H_4SH_3, H_3SH_1, H_1Sh_7$  (на глибинах 987,0–1375,8 м);  $C_2^4 - i_3^1SL_2^1, i_2^2Si_3^1, i_2Si_2^1, I_2SL_1$  (660–911 м);  $C_2^5 - K_9Sk_7^4, k_7Sk_7^1, K_6Sk_2, K_2^6Sk_3^6, K_2Sk_1$  (376–613 м),  $C_2^6 - l_2^1SL_4, L_1SL_2$ ;  $C_2^7 - M_7SM_8, m_5^1SM_6^1, m_3SM_4, M_1SM_2$  [94].

Основні характеристики пісковиків:

1. Товщини. На рис. 1.49 представлена карта потужностей пісковику  $K_1SK_1$  (світа  $C_2^5$ ); спостерігаються незначні коливання товщин від 30–50 до 75–100 м. Це дозволяє зробити припущення про досить рівномірне поширення за товщиною пісковиків (алевролітів, аргілітів).

2. Пористість за площею змінюється від 6,2 до 9,9 %; проникність від 0,25 до 3,58 мД. Колекторські властивості пісковиків закономірно погіршуються з півночі на південь у відповідності до підвищення ступеня метаморфізму вугілля. Так, на ділянці № 8 (вугілля марки Г) пористість пісковиків перевищує 10 і сягає 15–21 %, проникність – до 3,58 мД; південніше на ділянці № 7 (вугілля марок Ж, К) середнє значення пористості знижується до 6,2 %, проникність – до 0,25 мД (табл. 1.61) [94].



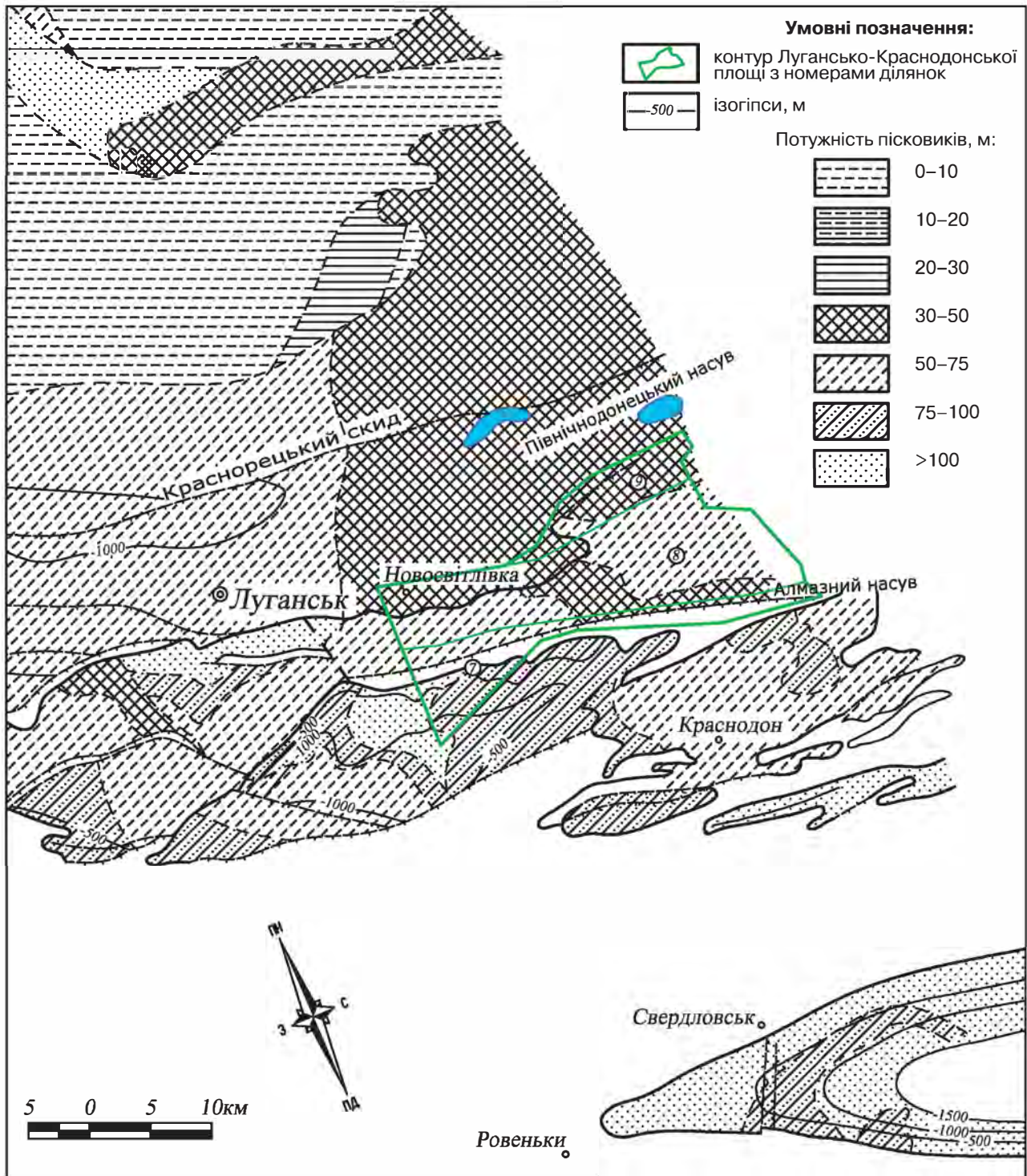


Рис. 1.49. Карта товщин пісковиків  $K_1SK_1$  на структурному плані пласта  $k_2$  [83]:

3. Газоносність. За площею змінюється досить широко від  $0,1$  до  $7 \text{ м}^3/\text{м}^3$  породи; збільшується з півночі на південь у відповідності до збільшення ступеня метаморфізму вугілля: маркам вугілля ДГ–Г відповідає газоємність порід до  $0,2\text{--}1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; Ж –  $2,2\text{--}5,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ; К – до  $7,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Прогнозна газоносність порід змінюється від  $1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (марка вугілля Г) до  $7,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (марка вугілля К) на ділянці № 7 і від  $0,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (марки вугілля ДГ – Г) до  $0,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$  (марка вугілля Г) на ділянці № 8 (табл. 1.62) [94].

Табл. 1.61. Результати випробувань порід пластовипробувачем КВІ-65

Характеристика випробувань	Ділянка №7	Ділянка №8	
		східна частина	західна частина
Інтервал, м	264–1071	338–1305	376–1375
Горизонти	$H_5^1 Sh_9^1$ , $h_{10}^6 Sh_{11}^6$	$m_4^3 - M_6 L_7 SL_7; L_7$ ; $M_6 Sm_5 K_1 - K_2; M_6^1 K_2 - K_3$ ; $L_1 - l_1; K_5 - K_6$ ; $L_2 - l_2; k_4^2 - k_5$ ; $L - l_6''; K_7 Sk_7^1$ ; $K_7$	$K_6 Sk_2; K_2 Sk_1$ ; $K_1 Sk_4; K_1 SL_3$ ; $K_1 - i_3^1$ ; $i_3^1 SL_2^1; I_2 SL_1$ ; $H_1 Sh_7$ ; $H_4 SH_3$ ; $H_3 SH_1$ ;
Пористість, %	3,7–14,6	4,85–16,3	5,0–14,0
Проникність, мД	0,009–1,97	0,005–29,52	-
Дебіт води з газом, л/хв	1,0–23	2,2–64	0,2–0,3
Тиск, мПа	6,0–10,5	6,0–10,5	4,5–7,0
Газоносність, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0,01–0,4	0,021–0,24	7–12
Дебіт газу, л/хв	0,08–1,0	0,4–0,7	-
Мінералізація, г/дм <sup>3</sup>	2,0–20,0	1,5–76,0	-

Табл. 1.62. Газоємність вмісних порід Лугансько-Краснодонської площі

Світа	Покрівні відклади, м					
	283–340			290–302		
	Ділянка № 7			Ділянка № 8		
Марка вугілля	Прогнозна газоносн. порід м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.	Наявність суфлярів	Марка вугілля	Прогнозна газоносн. порід м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.	Наявність суфлярів	
$C_2^7$	-	-	Можливі суфляри	ДГ–Г	до 0,1–0,3	Можливі суфляри
$C_2^6$	Г	до 1,0		Г	0,3	
$C_2^5$	Г–Ж	до 1,0–2,2		Г	0,3	
$C_2^4$	Ж	1,0–5,0		Г	0,3	
$C_2^3$	К	1–7		Г	0,3	

Підвищену газоносність пісковиків слід очікувати, по-перше в районах флексурних перегинів та антиклінальних піднять. Ґрунтується припущення на матеріалах буріння св. № 3385, за якими на Новосвітлівських флексурах спостерігається збільшення газоносності порід до 7–12 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. По-друге, спостерігається підвищена газоносність порід в зонах тріщинуватості вздовж Алмазного та Семенівського насувів, показники якої більші у піднасувній зоні порівняно з насувною за матеріалами випробувань пісковиків  $h_{10}^8 Sh_{10}^8, i_2^2 si_3^2$  та  $h_7, i_3^2 k_2^2$  на північному схилі Лутугінської синкліналі.

Колекторські властивості вапняків на площі досліджені за матеріалами свердловини Новосвітлівської № 3385. Каверозна пористість вапняків ( $K_5, K_6, K_3, K_2, K_1, L_3 - L_1, H_6^1, H_5^1, H_5, H_4, H_3$ ) утворилася в результаті вилуговування та розчинення окремих компонентів у карбонатах. Пори вилуговування мають розміри 1–5 мм, але частіше 0,01–0,2 мм; інколи пори з'єднуються між

собою і утримують макрокаверни. Спостерігаються зони підвищеної газоносності.

За матеріалами буріння розвідувальних свердловин відмічені численні газопрояви на їхніх устях, по керну, у покрівлі та підшві вугільних пластів, самовиливи та ін. (табл. 1.63) Це є ознакою наявності вільного газу (метану) у вмісних породах. Ці матеріали використані також під час дослідження поширення та оконтурення зон підвищеної метаноємності відкладів вугільної товщі [69, 74].

Табл. 1.63. Газопрояви зі свердловин Краснодонського ГПР [10]

Номер св.	Горизонт	Глибина, м	Флюїд	Дебіт, м <sup>3</sup> /доб	Газопрояви
1	2	3	4	5	6
Г0739	K <sub>1</sub> SK <sub>2</sub>	890–905	Газ з водою	Немає заміру	Газо-водяний фонтан висотою 10 м
Г0830	K <sub>9</sub> Sl <sub>1</sub>	750	Вода з газом	Немає заміру	Газо-водяний фонтан
Д0811	k <sub>1</sub> SK <sub>1</sub>	680–780	Газ	Немає заміру	Газовиділення на усті, у керні краплинно-рідка нафта
Д0818	k <sub>1</sub> SK <sub>3</sub>	700–750	Вода з газом	Немає заміру	Самовилив води з газом на усті
Д0819	K <sub>1</sub> SK <sub>2</sub>	850–900	Газ	Немає заміру	Газопрояви на усті
Д0861	Нижче Н <sub>1</sub>	172–207	Газ з водою	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
Д0861	h <sub>4</sub> Sh <sub>4</sub> <sup>1</sup>	222	Газ з водою	Немає заміру	Самовилив води з газом
Д0901	K <sub>9</sub> SK <sub>9</sub> <sup>1</sup>	800–850	Газ	Немає заміру	Газопрояви при бурінні
Д0901	k <sub>1</sub> SK <sub>1</sub> <sup>1</sup>	900–950	Газ з водою	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
Д0903	k <sub>1</sub> SK <sub>2</sub>		Газ з водою	Немає заміру	Активні газопрояви
Д0903	K <sub>2</sub> Sk <sub>2</sub> <sup>2</sup>		Газ з водою	Немає заміру	Активні газопрояви
Д0968	K <sub>7</sub> SK <sub>7</sub> <sup>1</sup>		Газ з водою	Немає заміру	Газовиділення при бурінні
Д1079	C <sub>2</sub> <sup>5</sup>		Газ+нафта		Нафтогазопрояви
Е1669	k <sub>7</sub> <sup>4</sup> SK <sub>9</sub>	290	Газ з водою	0,02	Бульбашки газу при самовиливі
Е1837			Газ		Газопрояви на усті
Е1986	K <sub>1</sub> SK <sub>1</sub> <sup>1</sup>	543	Газ з водою	768,0	Самовилив з виділенням метану
Е1987	C <sub>2</sub> <sup>5</sup>	670–780	Газ з водою		Фонтанування з газовиділенням
Е1988	K <sub>3</sub> SK <sub>4</sub>	155	Газ з водою	0,2	Самовилив з бульбашками газу
Е1997			Газ з водою		Газо-водяний фонтан
Е2025			Газ з водою		Газопрояви при фонтануванні
Е2069			Газ з водою		Газо-водяний фонтан
Е2070			Газ з водою		Газо-водяний фонтан
Е2073	k <sub>7</sub> SK <sub>7</sub>	380	Вода з газом	96	Самовилив з газом
Е2073	k <sub>1</sub> Sk <sub>2</sub>	650–677	Вода з газом	Немає заміру	Фонтанування під тиском газу
Е2073	k <sub>1</sub> Sl <sub>4</sub>	677–707,4	Вода з газом	43,2	Самовилив з газом
Е2073	Нижче i <sub>3</sub> <sup>1</sup>	727–733	Вода з газом	43,2	Самовилив з газом
Е2536			Вода з газом	Немає заміру	Газопрояви на усті
Е2560	l <sub>7</sub> Sl <sub>7</sub> <sup>1</sup>		Вода з газом	Немає заміру	Газовиділення при бурінні
Е2578			Вода з газом	Немає заміру	Газопрояви



*Продовження табл. 1.63*

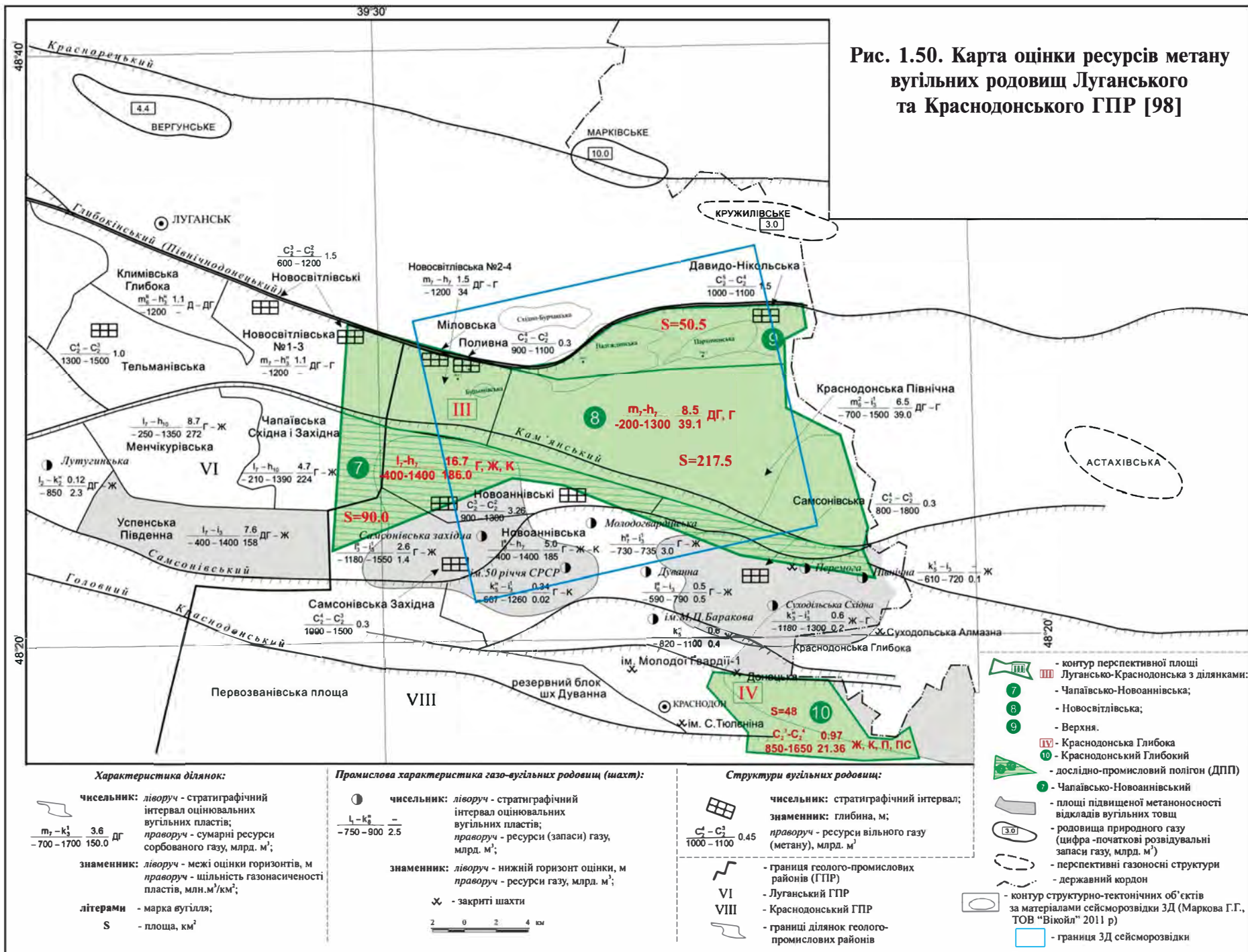
1	2	3	4	5	6
E2630			Вода з газом	Немає заміру	Газопрояви
E2657	$M_5SM_6^1$	657–672		Немає заміру	Виділення газу з добутого керна
E2711	$K_1Sk_2$	576–592,2	Газ	Немає заміру	Виділення газу з керна
E2719	$K_7Sk_7^1$	136–254	Вода з газом	Немає заміру	Самовилив води з газом
E2955	$I_2^g SI_2^2$		Вода з газом	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
E2955	$I_2 SI_2^2$		Вода з газом	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
E2961	$i_3 SI_2^h$	416,2	Газ+вода	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
E2961	$i_2 SI_2^2$	493	Газ+вода	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
E2962	$i_2^g SI_2^1$		Газ+вода	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
E2963	$i_2^g Si_2^1$		Газ+вода	Немає заміру	Газопрояви при самовиливі
E2963	$i_2^1 Si_2^2$				
E2973	$I_1 SI_2$	200–218	Газ+вода	1008	Самовилив води з газом
E2973	$h_7^1 Sh_8^1$	670–677	Газ+вода	Немає заміру	Самовилив води з газом

**Ресурси вуглеводневих газів у вугільній товщі Лугансько-Краснодонської площі.** Сорбований газ (метан) вугільних пластів. Площа зони дорівнює 358,0 км<sup>2</sup> (ділянки 7, 8, 9), підрахункова – 307,5 км<sup>2</sup> (ділянки 7, 8) (рис. 1.50) [69, 71, 102]. На площі 50,5 км<sup>2</sup> (ділянка 9) геологічні запаси не підраховувалися, оскільки вугільні пласти цієї ділянки за товщинами та газоємністю визначені як малоперспективні для видобутку з них газу.

Ділянки № 7 (Чапаївсько-Новоаннівська) та № 8 (Новосвітлівська) за ступенем освоєння запасів вугілля належить до резерву групи «а», тобто ділянки для будівництва шахт. Підрахунок ресурсів сорбованого газу вугільних родовищ базується на матеріалах розвідувальних свердловин досліджуваної площі та поблизу неї: кількість свердловин понад 1300; середня глибина 898 м; середня щільність свердловин 4,9 св/км<sup>2</sup>. Крім цих даних, проаналізовані й використані параметри вугільних пластів близько розташованих шахт і ділянок з відповідною інтерполяцією до умов Лугансько-Краснодонської зони: шахти «Лутугінська», «Самсонівська Західна», «Молодогвардійська», «Дуванна», ім. Баранова, «Суходільська Східна», «Північна», ім. 50-річчя СРСР; ділянки Краснодонські Північні № 1 та № 2, Новосвітлівські № 1–4; Новоаннівська та Чапаївська Східна. Оцінені вугільні пласти: на ділянці № 7 (Чапаївсько-Новоаннівська)  $l_7, l_6^g, l_3^g, l_2^g$  (світа  $C_2^6$ ),  $k_7^g, k_5, k_2$  (світа  $C_2^5$ ),  $i_3^1$  (світа  $C_2^4$ ),  $h_{10}^g, h_8^1, h_8^g, h_7$  (світа  $C_2^3$ ) на ділянці № 8 (Новосвітлівська)  $m_2^6, m_5^2, m_5^1, m_5, m^3$  (світа  $C_2^7$ );  $l_6^h, l_2^{g(1)}$  (світа  $C_2^6$ ),  $k_5$  (світа  $C_2^5$ ),  $i_3^g, l_3^h$  (світа  $C_2^4$ ),  $h_{10}^h, h_{10}^h$  (світа  $C_2^3$ );

Межі оцінки ресурсів вугільних пластів за глибиною по падінню 1400 м (ділянка № 7) та 1500 м (ділянка № 8) по підняттю 200 м (ділянка № 8) і 400 м (ділянка № 7).

Рис. 1.50. Карта оцінки ресурсів метану вугільних родовищ Луганського та Краснодарського ГПР [98]



За зольністю пласти вугілля належать до середньо- та підвищено-зольних, показник засміченості ( $A_{пл}$ ) не перевищує 40 %. Кількісний показник  $A_{пл}$  дорівнює середньомінімальним значенням – 12,3 % та середньомаксимальним – 26,0 % з урахуванням засміченості внутрішньо-пластовими породами, прошарками і ослабленими вуглистими породами в покрівлі та підшві пласта. Корисна потужність робочих пластів дорівнює 0,6 м і більше; пластів-супутників – від 0,3 м і вище. Газоносність вугільних пластів: на ділянці № 7 – 10–25 м<sup>3</sup>/т с. б. м., (середня 14,0 м<sup>3</sup>/т с. б. м.); на ділянці № 8 – 2,5–20 м<sup>3</sup>/т с. б. м. (середня 11,3 м<sup>3</sup>/т с. б. м.).

На основі цих матеріалів із використанням методу аналогій та алгоритму виконаний підрахунок ресурсів (геологічних запасів) на Лугансько-Краснодонській площі. У табл. 1.64, 1.65 представлені характеристики вугільних пластів і розраховані ресурси (геологічні запаси) сорбованого газу (метану) вугільних родовищ Лугансько-Краснодонської зони.

**Табл. 1.64. Пошукова характеристика Лугансько-Краснодонської площі**

Розміщення	Зона зчленування Воронежського масиву та північної зони дрібної складчастості Донбасу; північні схили Петрівсько-Караїчевської та Лутугінської синкліналей
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	358,0 – Лугансько-Краснодонська зона, в тому числі: 90 км <sup>2</sup> – ділянка № 7; 217,5 км <sup>2</sup> – ділянка № 8; 50,5 км <sup>2</sup> – ділянка № 9
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Відклади московського та верхньобашкирського ярусів середнього карбону (світи $C_2^3, C_2^4, C_2^5, C_2^6, C_2^7$ ) потужністю від 255 до 764 м
Марки вугілля	Г, Ж, К – ділянка № 7; ДГ, Г – ділянка № 8; Д, ДГ – ділянка № 9
Відбивна здатність вітриніту, $R_0$ (серед.)	Д (0,4–0,5); ДГ (0,5–0,63); Г (0,57–0,88); Ж (0,91–1,15); К (1,1–1,65)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т г. м.	Для світ: $C_2^7$ – 1,9–13,4; $C_2^6$ – $C_2^5$ – 7,7–22,5; $C_2^4$ – $C_2^3$ – 11–22,9 аномальне збільшення в межах флексур до 25–30 м <sup>3</sup> /т г. м.
Глибина залягання	Від 200–400 до 1300–1400 м
Сумарна потужність: робочих пластів разом з супутниками (>0,3 м)	7,9–10,6 м 8,3–12,3 м
Щільність сумарних запасів, млн /км <sup>2</sup> (запаси, млрд м <sup>3</sup> )	342 – ділянка № 7 площею 90,0 км <sup>2</sup> (30,76) 125 – ділянка № 8 площею 217,5 км <sup>2</sup> (271) 131 – ділянка № 9 площею 50,5 км <sup>2</sup> (6,6)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	0–7,0 – ділянка № 7; 0–2,0 – ділянки № 8, 9 (на флексурах до 7–12)
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, пісковики. На глибинах до 1300 м значення пористості 6,2–9,9 %, проникності – 0,25–3,6 мД, на глибинах 1500–1800 м пористість до 3,3–6,9 %, проникність – 0,05–2,75 мД
Куполоподібні прирозломні структури	Новосвітлівська, Поливна, Давидо-Нікольська, Пархомівська, Новоаннівська, Надеждинська, Будьонівська, Східно-Бурчакська



<i>Продовження табл. 1.64</i>	
Тектонічна будова	Моноклінальне залягання, ускладнене флексурними перегинами, антиклінальними формами та тектонічними порушеннями.
Водоносність порід	Водоприпливи в гірничі виробки на ділянках: № 7 – 150–180 м <sup>3</sup> /год, максимальні – 300–447; мінералізація 2,5–5,0 г/л на глибині до 1000 м; 10,0 г/л – на глибині до 1350 м; № 8, 9 – 190–589 м <sup>3</sup> /год, максимальні – 380–630 м <sup>3</sup> /год, мінералізація від 3,2 до 50 г/л (середня 35 г/л) зі зменшенням в західному напрямку до 10 г/л. Води хлоридно-натрієві та гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві

Ресурси сорбованого газу Лугансько-Краснодонської зони становлять 25,2 млрд м<sup>3</sup>, зокрема на ділянці № 7 – 16,7 млрд м<sup>3</sup>, на ділянці № 8 – 8,5 млрд м<sup>3</sup>. Державним балансом корисних копалин України станом на 01.01.2011 р. перспективні та прогнозні ресурси (категорії С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>, Д та Д<sub>3</sub>) у межах площі не обліковані.

*Вільний газ (метан) вмісних порід.* В межах зони проводилися підрахунки вільного газу в теригенних відкладах карбону в межах антиклінальних пасток та літологічно-обмежених і гідродинамічних пасток.

*Антиклінальні пастки (купольні структури та флексури).* Підрахунок вільних вуглеводневих газів проведений в структурах Новоаннівських, Новосвітлівських, Поливній, Давидо-Нікольській [92]. Сумарні ресурси газу у цих структурах становлять 4,9 млрд м<sup>3</sup>.

У роботі [95] описано також цілу низку структурно-тектонічних об'єктів, але їхні ресурси не враховані через їх залягання на великих глибинах (3150–4375 м). Підрахунок в антиклінальних пастках, виділених на прогнозному рівні в роботі [88], не проводився через відсутність необхідних похідних даних (площі структур, їх глибини залягання, потужності пласта, газонасиченості та ін.). На нашу думку антиклінальні структури (флексурні утворення) як на площі дослідження, так і загалом в межах північної зони дрібної складчастості Донбасу не мають інтересу з точки зору значного приросту запасів ВВ. Це обумовлено передусім незадовільними умовами збереження покладів ВВ (наявність яких також потребує доказу) через відсутність надійної покрівлі. Інтерес з точки зору наявності мікропокладів можуть мати лише ті структури, що відображені як мінімум у нижніх пластах перекивної товщі. До того ж на площі і поряд з нею пробурені чотири параметричні свердловини: Надеждинська-1, Пархомівська-1, Будьонівська-1, 2, а на північний захід від площі у межах міжнасувної зони, де розташована більшість структур, – Синьогірська-1. При бурінні цих свердловин нафтогазових покладів не виявлено. Негативний результат буріння обґрунтовується рядом факторів, але основними є низькі фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів у теригенних відкладах карбону, відсутність покришок, складні умови залягання цієї товщі [81, 82].

Літологічно обмежені та гідродинамічні пастки прогнозуються на моноклінальних схилах синклінальних складок у відкладах московського та верхів

Табл. 1.65. Характеристика перспективної Лугансько-Краснодонської площі

Ділянка	Стратиграфічний інтервал	Сумарна потужність вугільних пластів, м		Газоносність вугілля (м <sup>3</sup> /т г. м.) – порід (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> п.) / метаморфізм вугілля (R <sub>o</sub> )	Межі оцінки за глибиною, м		Площа з газоносністю понад 10 м <sup>3</sup> /т с.б.м, км <sup>2</sup>	Сумарні ресурси газу, млрд. м <sup>3</sup>				Марка вугілля	Щільність газонасиченості, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
		робочих	супутніх (>0,3 м)		верхня, м	нижня, м		у робочих пластах	у супутніх (>0,3 м)	у породах	всього		
Сорбований газ (метан)													
№ 7 (Чапаївсько-Новоаннівська)	$l_7-h_7$ $C_2^6-C_2^3$	7,3–13,49	8,3–12,3	$\frac{14,0}{0,6-1,65}$	400	1400	90	11	5,7	-	16,7	Г, Ж, К	186
№ 8 (Новосвітлівська)	$m_7-h_7$ $C_2^7-C_2^4$	8,1–9,2	8,5	$\frac{11,3}{0,6-0,8}$	200	1300	217,5	4,93	4,78	-	8,5	ДГ, Г	39,1
Вільний газ (метан) вмісних порід													
№ 7 (Новоаннівська)	$C_2^3, C_2^2$	-	-	-	900	1300	-	-	-	3,26	3,26	-	36
№ 8 (Новосвітлівська)	$C_2^3, C_2^2$	-	-	-	600	1200	-	-	-	1,5	1,5	-	-
Поливна	$C_2^3, C_2^2$	-	-	-	900	1100	5	-	-	0,3	0,3	-	-
№ 9 (Давидо-Нікольська)	$C_2^5, C_2^4$	-	-	-	1000	1100	2	-	-	1,5	1,5	-	30
Зв'язаний газ (метан)													
№ 7 (Чапаївсько-Новоаннівська)		-	-	$\frac{1,0-7,0}{-}$	400	1400	90	-	-	10,8	10,8	-	120
№ 8 (Новосвітлівська)		-	-	$\frac{0,0-2,0}{-}$	200	1300	217,5	-	-	2,33	2,33	-	10,7
№ 9 (Верхня)		-	-	-	200	1100	50,5	-	-	0,54	0,54	-	10,7

башкирського ярусів в межах Луганського та Краснодонського ГПР [32]. Наявність цих пасток у відкладах карбону, тим більше збереження в них покладів ВВ на сьогоднішній день не доведені і потребують вивчення. Тому пораховані прогнозні ресурси в пастках цього типу, що дорівнюють приблизно 5 млрд м<sup>3</sup>, не враховані в сумарних геологічних запасах Лугансько-Краснодонської зони.

Ресурси вільного газу на ділянках № 7, 8, 9, відповідно, становлять 3,26 млрд м<sup>3</sup>, 1,8 млрд м<sup>3</sup> та 1,5 млрд м<sup>3</sup>; загалом на Лугансько-Краснодонській площі – 6,56 млрд м<sup>3</sup>.

*Зв'язаний газ малопроникних колекторів (водогазонасичених пісковиків).* На площі дослідження підрахунок ресурсів проведений в межах ділянки Краснодонська Північна. Оцінка прогнозних ресурсів зв'язаного газу проведена в інтервалах глибин оцінки ресурсів вугілля і дорівнює 1,53 млрд м<sup>3</sup> на площі 142,8 км<sup>2</sup>, щільність газонасиченості – 10,7 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, газонасиченість порід – 0–2,0 м<sup>3</sup>/т породи [94]. Ця площа використана як еталонна при підрахунку прогнозних запасів на ділянках № 8, 9, оскільки їх геологічна будова, ступінь метаморфізму і ступінь вуглефікації близькі. Щодо ділянки № 7 для підрахунку зв'язаного газу використані матеріали бізнес-проекту шахти «Комсомолец Донбасу» як близькі за показниками ступеня метаморфізму вмісних порід [34].

Ресурси зв'язаного газу становлять: на ділянках № 7 – 10,8 млрд м<sup>3</sup>; № 8 – 2,33 млрд м<sup>3</sup>; № 9 – 0,54 млрд м<sup>3</sup>; на площі Лугансько-Краснодонської зони – 13,67 млрд м<sup>3</sup>. Але зазначимо, що на ділянках необхідно провести інвентаризацію пластів малопроникних (щільних) пісковиків та сланцевих порід з метою визначення перспектив видобутку вуглеводневих газів вмісних порід кам'яно-вугільної товщі. Ресурси метану на кожній ділянці наведені в табл. 1.66–1.68. Розраховані сумарні ресурси (геологічні запаси) сорбованого, вільного і зв'язаного газу (метану) та щільність газоносності їх у пластах вугільної товщі представлені в табл. 1.69.

**Табл. 1.66. Ресурси метану в межах Чапаївсько-Новоаннівської ділянки (ділянка № 7)**

Стратиграфічний інтервал	C <sub>2</sub> <sup>6</sup> –C <sub>2</sub> <sup>3</sup> ; l <sub>7</sub> –h <sub>7</sub>
Марки вугілля	Г, Ж, К
Сумарна потужність вугільних пластів, м: робочих (0,6 і більше)	від 7,9 до 10,6
супутніх (0,30–0,59 м)	від 8,3 до 12,3
Середня газоносність в м <sup>3</sup> /т г. м.	14,0
Метаморфізм вугілля, R <sub>0</sub>	0,6–1,65
Глибини оцінки, м	400–1400
Площа з газоносністю понад 10 м <sup>3</sup> /т г. м; км <sup>2</sup>	90
Щільність газоносності, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> : Сорбованого газу	186
Вільного газу: а) оптимістичний варіант;	36
б) песимістичний варіант	–
Зв'язаного газу: в) оптимістичний варіант;	120
г) песимістичний варіант	10,7



*Продовження табл. 1.66*

Ресурси (геологічні запаси), млрд м <sup>3</sup> : Оптимістичний варіант Сорбованого газу у вугільних пластах (п.7×п.8) в тому числі у неробочих пластах	16,7 5,7
Вільного газу у вмісних породах в інтервалі глибин 900–1300	3,26
Зв'язаного газу у вмісних породах	10,8
<b>Всього:</b>	<b>30,8</b>
Песимістичний варіант Сорбованого газу лише у робочих вугільних пластах	11,0
Вільного газу у вмісних породах	–
Зв'язаного газу у вмісних породах	приблизно 1,0
<b>Всього:</b>	<b>12,0</b>

Табл. 1.67. Ресурси метану в межах Новосвітлівської ділянки (ділянка № 8)

Стратиграфічний інтервал	$C_2^7 - C_2^4, m_7 - i_3$
Марки вугілля	ДГ, Г
Сумарна потужність вугільних пластів, м: робочих (0,6 і більше)	8,1–9,2
супутніх (0,30–0,59 м)	8,5
Середня газоносність в м <sup>3</sup> /т г. м.	11,3
Метаморфізм вугілля, R <sub>0</sub>	0,6–0,8
Глибини оцінки, м	200–1300
Площа з газоносністю понад 10 м <sup>3</sup> /т г. м; км <sup>2</sup>	217,5
Щільність газоносності, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> : Сорбованого газу	39,1
Вільного газу: а) оптимістичний варіант;	8,3
б) песимістичний варіант	–
Зв'язаного газу: в) оптимістичний варіант;	120
г) песимістичний варіант	10,7
Ресурси (геологічні запаси), млрд м <sup>3</sup> : Оптимістичний варіант Сорбованого газу у вугільних пластах в тому числі у неробочих пластах	8,5 4,8
Вільного газу у вмісних породах в інтервалі глибин 600–1200 м	1,8
Зв'язаного газу у вмісних породах	26,1
<b>Всього:</b>	<b>36,4</b>
Песимістичний варіант Сорбованого газу лише у робочих вугільних пластах	4,93
Вільного газу у вмісних породах	-
Зв'язаного газу у вмісних породах	0,54
<b>Всього:</b>	<b>5,47</b>

**Табл. 1.68. Ресурси метану в межах Верхньої ділянки (ділянка №9)**

Стратиграфічний інтервал	–
Марки вугілля	–
Сумарна потужність вугільних пластів, м: робочих (0,6 і більше)	–
супутніх (0,30–0,59 м)	–
Середня газоносність в м <sup>3</sup> /т Г. м.	–
Метаморфізм вугілля, R <sub>о</sub>	–
Глибини оцінки, м	200–1100
Площа дослідження, км <sup>2</sup>	50,5
Щільність газоносності, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> : Сорбованого газу	–
Вільного газу: а) оптимістичний варіант;	30
б) песимістичний варіант	–
Зв'язаного газу: в) оптимістичний варіант;	100
г) песимістичний варіант	10,7
Ресурси (геологічні запаси), млрд м <sup>3</sup> :	
Оптимістичний варіант	
Сорбованого газу у вугільних пластах	–
В тому числі у неробочих пластах	–
Сорбованого газу у неробочих пластах	–
Вільного газу у вмісних породах в інтервалі глибин 1000–1100	1,5
Зв'язаного газу у вмісних породах	5,1
<b>Всього:</b>	<b>6,6</b>
Песимістичний варіант	
Сорбованого газу лише у робочих вугільних пластах	–
Вільного газу у вмісних породах	–
Зв'язаного газу у вмісних породах	0,54
<b>Всього:</b>	<b>0,54</b>

**Табл. 1.69. Сумарні ресурси газу (метану) та щільність газоносності вугільних товщ Лугансько-Краснодонської зони**

Параметр	Сумарні ресурси газу (метану), млрд м <sup>3</sup> / щільність газоносності, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>					
	Ділянка № 7 (S=90 км <sup>2</sup> )		Ділянка № 8 (S=217,5 км <sup>2</sup> )		Ділянка № 9 (S=50,5 км <sup>2</sup> )	
	оптимістичні	песимістичні	оптимістичні	песимістичні	оптимістичні	песимістичні
Сорбований газ	16,7/186	11,0/122	8,5/39	4,9/22,5	-	-
Вільний газ	3,3/36	-	1,8/8,3	-	1,5/30	-
Зв'язаний газ	10,8/120	0,96/10,7	261/120	2,33/10,7	5,1/100	0,54/10,7
Разом	31,0/ –	13,0/ -	271,3/ -	7,23/ -	6,6/ -	0,54/ -

Розрахунок собівартості робіт на ділянках № 7, 8, 9 представлений в табл. 1.70. З трьох ділянок, розглянутих в межах Лугансько-Краснодонської площі, ділянка № 7 Чапаївсько-Новоаннівська рекомендується як полігон для проведення на цій території дослідно-промислових досліджень. Мета робіт – визначення перспектив вугленосної товщі для видобутку газу (метану) з вугільних пластів та шарів вмісних товщ.

**Табл. 1.70. Параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> газу (метану) з вугільної товщі Лугансько-Краснодонської зони**

Параметр	Чапаївсько-Новоаннівська ділянка № 7 (S=90 км <sup>2</sup> )		Новосвітлівська ділянка № 8 (S=217,5 км <sup>2</sup> )		Верхня ділянка № 9 (S=50,5 км <sup>2</sup> )	
	варіант					
	оптимістичний	песимістичний	оптимістичний	песимістичний	оптимістичний	песимістичний
Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1000 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Середня сумарна щільність геологічних запасів метану у вугільних пластах / у тому числі супутніх, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	186/63	123	39/22	17	–	–
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів метану у вугільних пластах в геологічні запаси метану у пісковиках	0,646	–	–	–	–	–
Прогнозна щільність геологічних запасів зв'язаного метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	120	10,7	120	10,7	100	10,7
Прогнозна щільність геологічних запасів вільного метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	36	–	8,3	–	30	–
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> сорбованого та зв'язаного газу / вільного газу	306/36	134/-	159/8,3	27,7/-	100/30	10,7/-
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні сорбованого та зв'язаного газу / вільного газу	4,15/1	4,15/1	4,15/1	4,15/1	4,15/1	4,15/1
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	109,7	32,3	46,3	27,7	54,1	2,6
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	67,5	230	160	267,3	137	2847
Видобувні запаси, млрд м <sup>3</sup>	9,9	2,9	10,1	6	2,7	0,13

#### 6.1.4. Ділянка Краснодонська Глибока

Ділянка Краснодонська Глибока розташована на території Краснодонського району Луганської області. Приурочена до північної зони дрібної складчастості Донбасу і знаходиться нижче полів шахт ім. Тюленіна (закрита у 1995 р.), «Молодогвардійська» (1998 р.), «Донецька» (1995 р.) і діючих шахт ім. Баранова й «Ізваринська» (Росія), які відпрацьовують вугільні пласти, оцінені в межах ділянки. Ділянка складається з двох зон: північної, що охоплює частину ділянки резерву групи «а» під тією ж назвою, та південної, яка, у свою чергу, є складовою частиною ділянки Краснодонська Південна.



Ділянка резерву групи «а» Краснодонська Глибока має такі межі: на півночі – вісь Ізваринської антикліналі, ізогіпса -750 м, далі на схід – ізогіпса -700 м, по пласту  $i_3^1$  – площа зміщувача Дуванного насуву; на сході – державний кордон України з Російською Федерацією; на півдні – лінія перетину пластів з Первомайським насувом (у його лежачому боці); на заході – по пластах  $k_3^H$ ,  $k_2^H$ ,  $i_3^1$  – ізолінії кондиційної потужності; по пласту  $k_2^H$  – ізолінія кондиційної зольності; по пласту  $k_5^H$  – спільна з суміжним з заходу полем шахти ім. Баракова. По пласту  $i_2$  північною межею ділянки слугує його перетин з Урало-Кавказьким насувом. Середні її розміри в ширину – 3 км; за простяганням порід – 14 км; загальна площа – 42 км. Розміщена в межах цієї ділянки північна зона дослідно-промислового полігону займає східну частину площею 26 км<sup>2</sup>.

Південна зона також займає східну частину площі ділянки Краснодонська Південна і має площу 22 км<sup>2</sup> (загальна площа ділянки Краснодонська Південна становить 44 км<sup>2</sup>). Південна границя площі проходить вздовж Краснодонського насуву і на південний схід по південному крилу Вовчанської антикліналі.

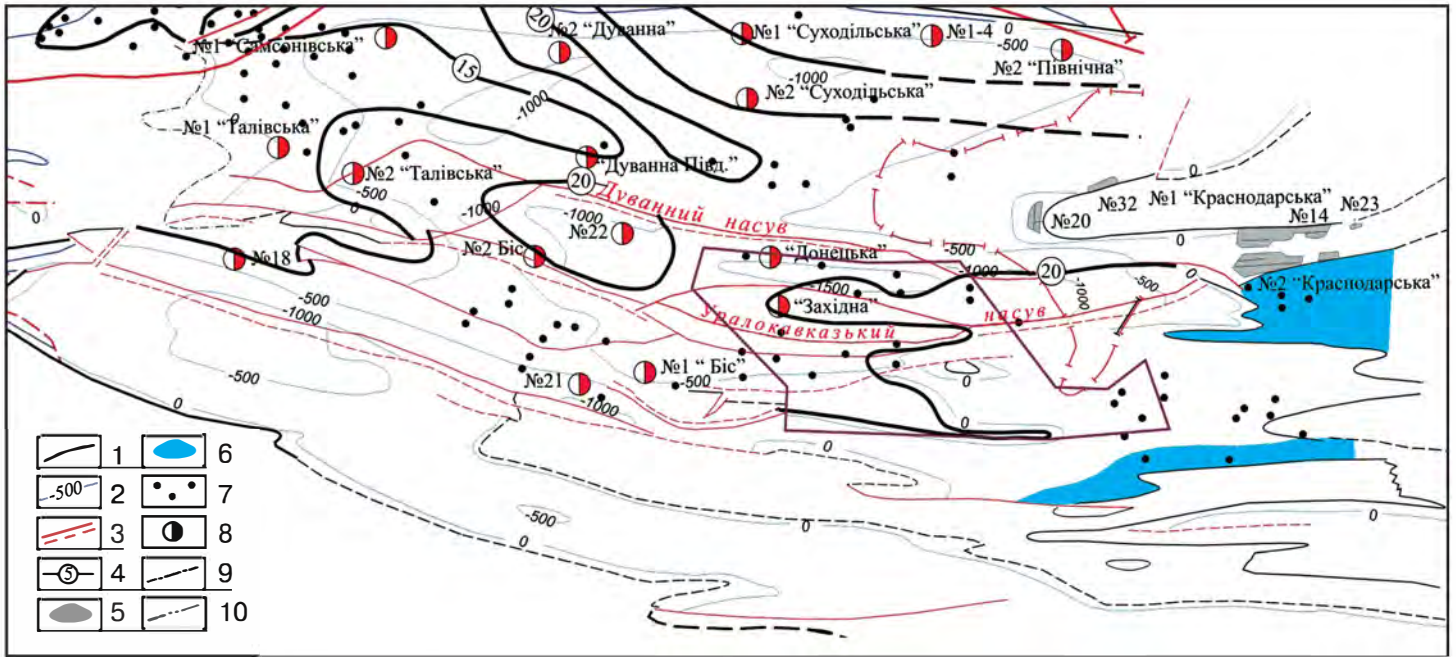
На ділянці пробурені 226 свердловин, середні розміри розвідувальної мережі – 400×500 м, в тому числі на площу I черги робіт – 300×450 м. Середня щільність свердловин на площі підрахунку запасів – 4,8 св./1 км<sup>2</sup>; в тому числі на площі I черги – 7,0 св./км<sup>2</sup>.

*Газоносність вугілля.* Природна газоносність вугільних пластів залежить від їх глибини залягання, ступеня метаморфізму, структурної позиції відносно складчастих і розривних порушень і зон тріщинуватості, від колекторських властивостей вугільних пластів і вуглевмісних порід. На ділянках і площах відкритого залягання вугленосних відкладів природна газоносність вугільних пластів змінюється від 5–15 м<sup>3</sup>/т с. б. м. на горизонтах -400–600 м до 20–37 м<sup>3</sup>/т с. б. м. на горизонтах -1200–1600 м. У північній частині, де проведена оцінка, вміст газу у вугіллі досягає значної величини – 33,4 м<sup>3</sup>/т г. м.; середні його вмісти в пластах коливаються від 10,0 до 25,0 м<sup>3</sup>/т г. м.

Пласт  $k_2^H$  має газоносність 10–15 м<sup>3</sup>/т г. м. Розривні порушення по-різному впливають на газоносність. У деяких випадках газоносність поблизу порушень збільшується до 23 м<sup>3</sup>/т г. м. (св. № E2670, E2816 та ін.). У інших випадках газоносність поблизу порушень знижується до 7–9 м<sup>3</sup>/т г. м. (св. № E2629, E2880 та ін.) на відмітках -1000 м. Підвищена газоносність характерна для східної частини території у блоці, що обмежений Дуванним та Урало-Кавказьким насувом [90].

Пласт  $i_3^1$  має більш високі значення газоносності – 22–25 м<sup>3</sup>/т г. м. Газоносність цього пласта у порівнянні з пластом  $k_2^H$  більш витримана за простяганням та падінням, побудовані ізогази пласта (рис. 1.51) мають прямолінійний характер. Вплив насувів на газоносність неоднозначна. У деяких випадках газоносність поблизу насувів збільшується до 16–22 м<sup>3</sup>/т г. м. (св. № E2681, E2873 та ін.), а інколи знижується на тих самих відмітках до 10 м<sup>3</sup>/т г. м. (св. № E2983, E2766 та ін.).

Всі оцінені на ділянці вугільні пласти розташовані в метановій зоні. Глибина поверхні метанової зони в межах ділянки знаходиться на відмітках 200 м



**Рис. 1.51. Фрагмент прогновної карти газоносності вугільного пласта  $i_3$  ( $C_2^4$ ) в межах ділянки Краснодонська Глибока [85, 94]:**

1 – границя поширення вугільного пласта  $i_3$ ; 2 – ізогіпси пласта; 3 – тектонічні порушення; 4 – ізобари; 5 – контур гірських робіт; 6 – зона дегазації; 7 – розвідувальні свердловини; 8 – вертикальні стовбури шахт; 9 – границя шахти (ділянки); 10 – границя області

та нижче. З наближенням до північного крила Сорокінської антикліналі, яка ускладнена дрібними порушеннями, поверхня метанової зони підвищується до значень  $-100$  м, а на західному замиканні антикліналі – до  $0$  м. Зона природної дегазації в межах площі Краснодонська Глибока в пластах каменської світи поширюється до глибин  $-200$  м та  $-300$  м.

Спостерігаються локальні зони підвищеної газоносності пластів, що приурочені до флексурних перегинів, апікальних частин антикліналей, до зон дроблення поблизу розривних порушень. Склад природного газу коливається таким чином: кількість метану перевищує  $75\%$ ; вміст важких вуглеводнів – від  $3-0$  до  $8,0\%$ , азоту – від  $3,0$  до  $10,0\%$ ,  $CO_2$  –  $9,8\%$ , водню – від  $0$  до  $4,5\%$ . Загалом, розподіл компонентного складу газів в межах ділянки підпорядкований загальним закономірностям: відсотковий вміст метану у вугіллі та вмісних породах збільшується зі збільшенням глибини залягання. Вміст метану змінюється від  $91,5\%$  на глибині  $750$  м до  $93,5\%$  на глибині  $1250$  м. Вуглекислий газ на тих самих відмітках має значення від  $0,53$  до  $0,66\%$ . Вміст водню та азоту зменшується зі збільшенням глибин відповідно від  $0,18\%$  та  $8,34\%$  на глибині  $750$  м до  $0,08\%$  та  $4,77\%$  на глибині  $1250$  м. Середні значення компонентного складу газів представлені в табл. 1.71.

*Газоносність вмісних порід.* Прогнозна газоносність вмісних порід на ділянці Краснодонська Глибока коливається від  $0,1$  до  $4,0$   $m^3/m^3$  породи. Газоносність сланців на глибинах  $-950$  м становить  $1,02$   $m^3/t$  [10].

Табл. 1.71. Компонентний склад газів на ділянці Краснодонська Глибока [90]

Склад газу, %			
CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>
Вільний			
0–2,5	0–4,5	0–98,0	0–10
Сорбований			
0–6,6	0,5–82,1	3,4–93,5	0,4–85,7

Проникними пластами-колекторами в районі є товщі пісковиків, які повсюдно заповнені пластовою водою, водою з розчиненим газом, а інколи – газом. Для виявлення пластів-колекторів у товщі вмісних порід та характеру їх заповнення застосовувалися методи промислової геофізики та газового каротажу, визначалася пористість [89].

У світі С<sub>2</sub><sup>6</sup> переважають малопотужні (2–3 м, інколи до 10 м) та невитримані пісковики. Найбільш витриманими є пісковики L<sub>2</sub>sf<sub>2</sub> (потужністю 4–7 м) та L<sub>1</sub>sf<sub>1</sub>, потужність яких в окремих свердловинах сягає 25–30 м. Усі пісковики світи С<sub>2</sub><sup>6</sup> водоносні.

У світі С<sub>2</sub><sup>5</sup> найбільш потужні та витримані пісковики переважають у верхній частині розрізу та у нижній. У верхній частині розрізу розвинений витриманий пісковик K<sub>9</sub>sk<sub>7</sub><sup>4</sup> («рубіжний») потужністю від 6–20 до 47 м, який на більшості території є водо- та водогазоносним. Нижче за розрізом залягає відносно витриманий пісковик K<sub>8</sub>sk<sub>9</sub> незначної потужності (4–8 м.). Під ним залягає достатньо витриманий пісковик K<sub>7</sub><sup>B</sup>sk<sub>7</sub><sup>1</sup> потужністю 7–22 м. Ще нижче залягає пісковик K<sub>7</sub>sk<sub>7</sub><sup>H</sup>, що має потужність від 5 до 33 м.

У середній частині розрізу залягає витриманий за простяганням, але невитриманий за товщиною пісковик K<sub>6</sub><sup>2</sup>sk<sub>5</sub><sup>H</sup>, який є підшовою вугільного пласта k<sub>5</sub><sup>H</sup>. Потужність цього пісковика на ділянці Краснодонська Глибока становить 13 м. Він також є водо- та газоносним. Далі за розрізом залягає невитриманий пісковик K<sub>4</sub>sk<sub>4</sub><sup>1</sup> потужністю від 3–14 до 30 м.

Для нижньої частини розрізу характерним є витриманий пісковик K<sub>3</sub>sk<sub>3</sub><sup>1</sup> («лисій») з потужністю від 5–20 до 35–40 м. Він залягає у покрівлі вугільного пласта k<sub>2</sub><sup>H</sup>. Пісковик водо- та водогазоносний у всьому районі. У самому низу світи С<sub>2</sub><sup>5</sup> залягає характерний та витриманий пісковик K<sub>1</sub>sk<sub>1</sub><sup>1</sup> («кабачковий»).

Світа С<sub>2</sub><sup>4</sup> представлена переважно сланцями піщано-глинистими та глинистими. Пісковики тут рідкісні, невитримані, малопотужні. З найхарактерніших можна виділити такі: I<sub>3</sub>si<sub>3</sub><sup>1</sup>, I<sub>2</sub><sup>2</sup>si<sub>3</sub><sup>H</sup>, I<sub>2</sub>si<sub>2</sub><sup>1</sup>. Потужність їх в середньому змінюється від 3–5 до 9–15 м. Пісковики водо- і водогазоносні.

Найбільш характерними та витриманими за товщиною у світі С<sub>2</sub><sup>3</sup> є такі пісковики: H<sub>10</sub><sup>1</sup>sh<sub>11</sub>, H<sub>6</sub><sup>1</sup>sh<sub>10</sub><sup>H</sup> та потужний «першинський» пісковик H<sub>5</sub><sup>0</sup>sh<sub>6</sub><sup>1</sup>, який поділяється на дві пачки – H<sub>5</sub><sup>1</sup>sh<sub>9</sub><sup>H</sup> і H<sub>5</sub><sup>0</sup>sh<sub>8</sub>. Загальна товщина «першинського» пісковика понад 100 м. Пісковик водо- та газоносний.

На ділянці Краснодонській Глибокій найдетальніше вивчена газоносність порід центрального та північного блоків, меншою мірою – західного та східного. Досліджувались інтервали глибин 452,3–1529,6 м. З більшості свердловин



припливів з пісковиків не отримано, що свідчить про їхню низьку проникність. У свердловинах, які розташовані у донній частині Дуванної улоговини, з пісковика  $K_3sk_3^1$  був отриманий приплив газу та води з газом дебітом від 0,5 до 9 л/хв. Пісковик випробовувався у інтервалі глибин 980–1393 м.

З пісковика  $K_1sk_1^1$  отриманий один приплив газу і у десяти випадках припливи води та води з газом дебітом 2,5–75,0 л/хв. Пористість пісковика невисока – 3,7–7,9%, а проникність – 0,009–0,415 мД. Інтервал випробовування пісковика  $K_1sk_1^1$  – 973–1529,6 м.

У цілому ділянка належить до числа найгазоносніших у Донбасі. Вугілля і газ ділянки віднесені до загрозованих за викидами, у пісковиках прогнозується низький ступінь викидонебезпечності. В Держбалансі України [70, 71] запаси вугілля ділянки становлять: балансові категорій В,  $C_1$  – 86377 тис. т,  $C_2$  – 5009 тис. т, забалансові категорій  $C_1$  – 6473 тис. т. Ці запаси розташовані нижче ізогіпси -700 м у лежачому боці Дуванного насуву до перетину пласта з площиною зміщувача останнього (табл. 1.72–1.74) [94].

Табл. 1.72. Запаси вугілля у північній частині площі Краснодонська Глибока

Індекс пласта	Марка вугілля	Балансові запаси, тис. т					Позабалансові запаси, тис. т ( $C_1$ )
		A	B	$C_1$	A+B+ $C_1$	$C_2$	
$k_5^H$	Кк	-	1045	4273	5318	-	978
$k_3^H$	Кк	-	1367	8497	9864	-	2537
$k_2^H$	Кк	-	13920	14169	28089	1716	241
	Пск	-	549	366	915	-	-
<b>Всього:</b>		-	<b>14469</b>	<b>14553</b>	<b>29004</b>	<b>1716</b>	<b>3756</b>
$i_3^1$	Кк	-	977	8692	9669	1067	354
	Пск	-	4959	17497	22456	978	1347
	Пк	-	2068	4356	6424	-	297
<b>Всього:</b>		-	<b>8004</b>	<b>30545</b>	<b>38549</b>	<b>2045</b>	<b>1998</b>
$i_2$	Пск	-	-	299	299	971	25
	Пк	-	-	3343	3343	277	694
<b>Всього:</b>		-	-	<b>3642</b>	<b>3642</b>	<b>1248</b>	<b>719</b>
<b>Всього кокс.</b>		-	<b>24885</b>	<b>61492</b>	<b>86377</b>	<b>5009</b>	<b>6473</b>
У т. ч. на картах	Кк	-	17309	35631	52940	2783	4110
	Пск	-	5508	18162	23670	1949	1372
	Пк		2068	7699	9767	277	991

Табл. 1.73. Розподіл балансових запасів вугілля за товщиною вугільних пластів (північна частина площі)

Категорія запасів	Інтервали потужності, м					Всього
	Кондиція – 0,70	0,71–1,00	1,01–1,20	1,21–1,50	Понад 1,50	
A+B+ $C_1$ , тис. т	18363	48703	14374	2949	1988	86377
$C_2$ , тис. т	1702	1955	-	1352	-	5009

Табл. 1.74. Розподіл балансових запасів вугілля за глибиною залягання (північна частина площі)

Категорія запасів	Інтервали глибин, м					Всього:
	0–600	600–900	900–1200	1200–1500	1500–1800	
A+B+C <sub>1</sub> , тис. т	-	322	18424	41105	26526	86377
C <sub>2</sub> , тис. т	-	-	910	3275	824	5009

**Ресурси метану вугільної товщі та прогнозна собівартість його видобутку на ділянці Краснодонська.** Вільний газ вмісних порід. У межах площі підрахунки запасів та ресурсів вільного газу в теригенних відкладах карбону не проводились. Враховуючи, що відклади карбону на площі досліджень виходять на денну поверхню, а невеличкі антиклінальні структури знаходяться в зоні метанового вивітрювання, очікувати покладів вільного газу у таких структурах навряд чи можливо. До того ж, на всій площі теригенні колектори відрізняються дуже поганими колекторськими властивостями.

*Сорбований газ вугільних пластів.* Площа ділянки дорівнює 48 км<sup>2</sup>. Вона поділяється на дві зони – північну та південну, кожна з яких характеризується різним ступенем освоєння ресурсів та прогнозних запасів як вугілля, так і газу.

Північна зона за ступенем освоєння запасів вугілля належить до резерву групи «а», тобто є ділянкою для будівництва шахт. Загальна площа цієї ділянки становить 42 км<sup>2</sup>. На частині цієї площі розміром 26 км<sup>2</sup> були оцінені геологічні запаси, величина яких – 2,1 млрд м<sup>3</sup>. В перерахунку на всю площу розміром 42 км<sup>2</sup> геологічні запаси становлять 3,4 млрд м<sup>3</sup> (табл. 1.75). Структура запасів: у робочих вугільних пластах – 1,5; у супутниках – 1,7; у вмісних породах 0,2 млрд м.

Геологічні запаси Південної зони площею 44 км<sup>2</sup> оцінювались на частині цієї території розміром 22 км<sup>2</sup> і становлять 1,0 млрд м. В перерахунку на всю площу – 2,0 млрд м.

Обидві частини ділянки відрізняються як параметрами вугленосності, так і глибинами залягання порід, що оцінюються. У табл. 1.76 представлені характеристики вугільних пластів та розраховані ресурси (геологічні запаси) сорбованого газу, а характеристика площі наведена в табл. 1.77.

Табл. 1.75. Оцінка газоносності на площі Краснодонська

Пласти, що оцінюються	Сумарна потужність вугільних пластів, м		Газоносність, м <sup>3</sup> /т с.б.м.	Межі оцінки за глибиною, м		Середня площа з газоносністю >10 м <sup>3</sup> /т, км <sup>2</sup>	Загальні геологічні запаси газу, млрд. м <sup>3</sup>				Щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
	робочих	супутніх, (>0,3 м)		верхня, м	нижня, м		в робочих пластах	в супутниках, (>0,3 м)	в породах	всього	
Північна частина											
k <sub>5-i2</sub>	4,05	5,0	22	950	1625	42	1,5	1,7	0,2	3,4	81
Південна частина											
C <sub>2</sub> <sup>4</sup> -C <sub>2</sub> <sup>5</sup>	3,06	5,74	18,2	300	850	44	0,9	1,1	-	2,0	45

Табл. 1.76. Ресурси та запаси газу на ділянках та шахтних полях Краснодонської ГРП

Ступінь освоєння запасів вугілля	Назва ділянки (шахти)	Стратиграфічний інтервал	Глибина оцінювання, м	Запаси газу, млрд м <sup>3</sup> C <sub>1</sub> -C <sub>2</sub> /(C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> )	Ресурси газу, млрд м <sup>3</sup>	Марка вугілля
Ділянки	Краснодонська Глибока	$k_5^H-i_2$	-1625	-	1,5-1,7/3,2	К, ПС, П
	Краснодонська Південна	$C_2^4-C_2^5$	-850	-	0,9-1,1/2,0	П, НА
Закриті шахти	Ім. Тюленіна	$l_3^B-i_3^1$	-870	0,4-0,3/0,7	-	Ж, К, ПС
	«Донецька»	$l_3^B-i_3^1$	-600	-	0,6-2,3/2,9	Ж, К
	«Молодої гвардії»	$k_7^{1B}-k_5^4$	-650-750	-	0,8-0,1/0,9	Ж, К

Табл. 1.77. Пошукова характеристика ділянки Краснодонська

Розміщення	У північній зоні дрібної складчастості Донбасу нижче полів закритих шахт ім. Тюленіна, «Молодогвардійська», «Донецька» і діючих шахт ім. Баракова й «Ізваринська» (Росія)
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	48 (північна частина – 26; південна частина – 22)
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Відклади московського та верхньобашкирського ярусів середнього карбону (світи C <sub>2</sub> <sup>3</sup> , C <sub>2</sub> <sup>4</sup> , C <sub>2</sub> <sup>5</sup> ) потужністю від 370 до 1125 м
Марки вугілля	4Ж, 5К, 6ПС, 7П – у північній частині ділянки; 5К, 6ПС, 7П, 8НА – на півдні ділянки
R <sub>o</sub> (серед.)	4Ж-5К (1,15-1,5); 5К-6ПС (1,5-2,2); 7П-8НА (2,2-3,5)
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	На півночі – для пластів світи C <sub>2</sub> <sup>5</sup> (пласти $k_5^H$ ; $k_3^H$ ; $k_2^H$ ) – від 10 до 30 (середні 15-20); для пластів світи C <sub>2</sub> <sup>4</sup> (пласти $i_3^1$ , $i_2$ ) – від 20 до 34,4 (середні 22-25). На півдні – для пластів світи C <sub>2</sub> <sup>4</sup> – від 5 до 15 (мін у виходах пластів у зону метанового вивітрювання); для пластів світи C <sub>2</sub> <sup>3</sup> – від 20 до 37. Аномальні значення поблизу насувів та в межах флексур
Глибини залягання вугільних пластів	На півночі – 950-1650 м; на півдні – 300-850 м
Сумарна потужність: робочих пластів разом з супутниками >0,3 м	На півночі – до 9,05 м; на півдні – до 8,8 м
Щільність сумарних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси, млрд м <sup>3</sup> )	На півночі – 81 (запаси на площі підрахунку 26 км <sup>2</sup> – 2,1); на півдні – 45 (запаси на площі підрахунку 22 км <sup>2</sup> – 1,0)
Газоносність вмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи	1,02 на глибинах до -950 м
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, пісковики. Середні значення пористості 3,7 – 7,9 %, проникності – 0,009-0,415 мД



*Продовження табл. 1.77*

Наявність куполоподібних прирозломних структур	Порічна, Шевирівська, Власівська (Сорокінська антиклінальна зона)
Тектонічна будова	Складна, пов'язана з насувами Дуванним, Урало-Кавказьким, Первомайським, Краснодонським; кути падіння на крилах структур – до 70°
Водоносність порід	Водоприпливи в гірничі виробки – 120–1860 м <sup>3</sup> /год, максимальні – 180–245; мінералізація до 3,4 г/л на глибині 1250 м; до 5,0 г/л – на нижніх горизонтах. Води гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві

## 7. ПЕРШОЧЕРГОВІ НАПРЯМКИ ПОДАЛЬШИХ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

У результаті досліджень з визначення перспективності вугленосних товщ складчастого Донбасу на видобуток вугільного газу-метану, виділено низку полігонів для постановки дослідно-промислових робіт: Самарсько-Гапіївський, поля шахт «Білицька»-«Краснолиманська» Красноармійського ГПР і «Жовтнева»-«Лідіївська» Донецько-Макіївського ГПР, Чапаївсько-Новоаннівський і Санжарівсько-Боржиківський полігони.

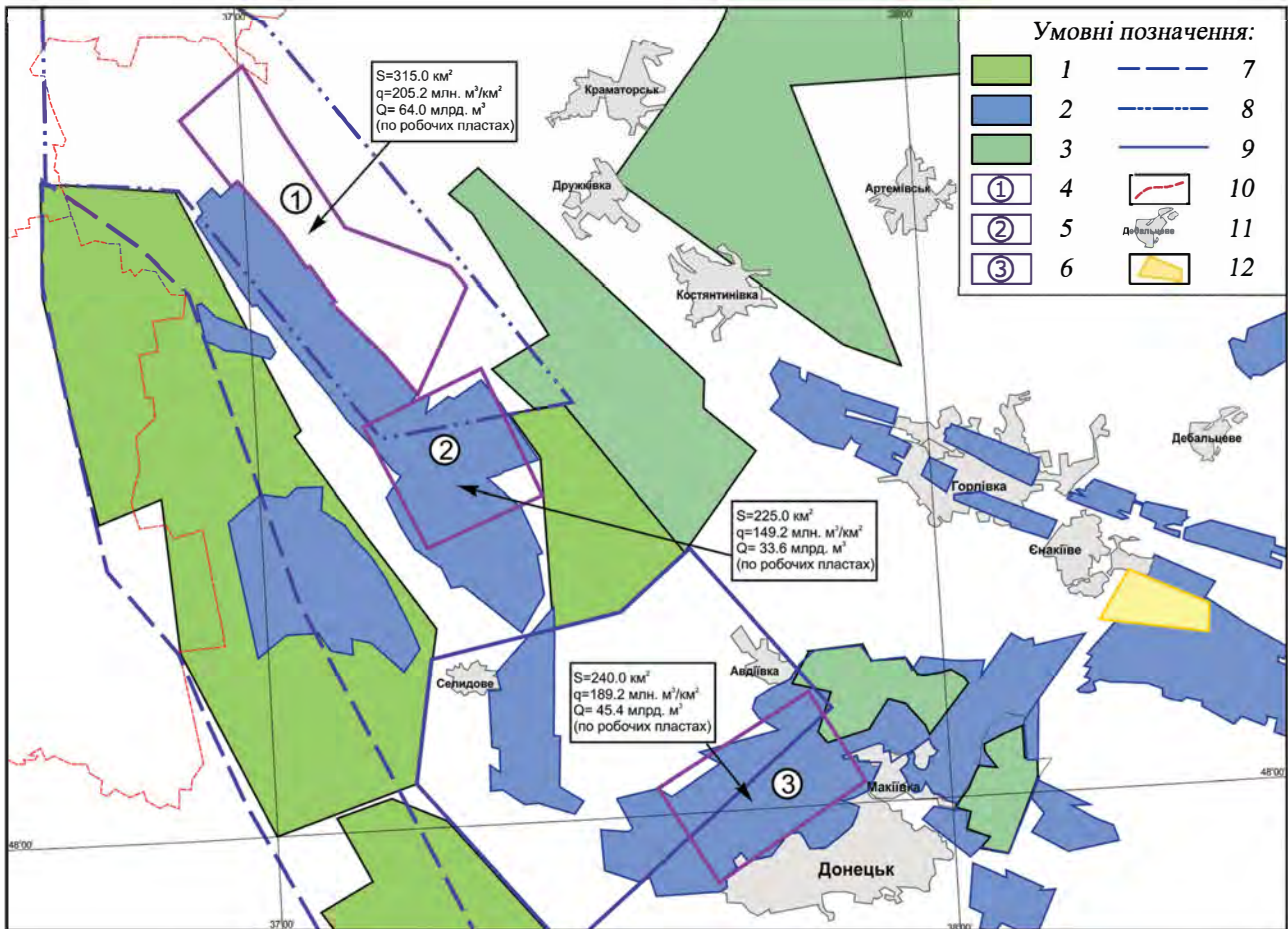
### 7.1. Самарсько-Гапіївський дослідно-промисловий полігон

Самарсько-Гапіївський дослідно-промисловий полігон (ДПП) розміщений у межах Нікольсько-Райської площі, яка характеризується високою щільністю геологічних запасів вугільного газу-метану та, в порівнянні з другими площами, меншим співвідношенням щільності запасів неробочих і робочих вугільних пластів (табл. 1.78). Державним балансом запасів корисних копалин України станом на 01. 01. 2011 р. запаси, перспективні та прогнозні ресурси вугільного газу-метану в межах ДПП не обліковані.

**Табл. 1.78. Прогнозні ресурси вугільного газу в зоні південної дрібної складчастості Донбасу до відмітки -1800 м**

Ділянка	Площа, км <sup>2</sup>	Геологічні запаси (млн м <sup>3</sup> )			Відношення запасів неробочих пластів до робочих	Щільність запасів, млн м <sup>3</sup>
		робочих пластів	неробочих пластів	разом		
Павлоградсько-Петропавлівська	861,6			53419		62,0
Нікольсько-Райська	1116,0	174252	231760	406012	1,33	363,81
Красногорівсько-Авдіївська	1040,0	53104	101951	155055	1,91	149,1
Слов'янківсько-Вугледарська	1561,0	183547	203737	387284	2,11	248,1

Площа полігону становить 315,0 км<sup>2</sup> (рис. 1.52). Він розташований на південно-західному крилі Кальміус-Торецької улоговини, в межах Красноармійської монокліналі. Загальне падіння порід карбону – полого, кути падіння змінюються від 3–5 до 12–15°. Складки другого порядку практично відсутні. Деякі ускладнення типу структурних носів амплітудою 25–50 м спостерігаються вздовж Самійлівського, Гнилушинського скидів і Добропільського насуву. У межах ДПП поширені вугленосні відклади верхнього та середнього карбону, які перекриваються тріасовими (до 90 м) та кайнозойськими (до 40 м) відкладами. Вугленосні відклади представлені багатократним перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, вапняків і вугілля з чітко вираженою циклічністю осадо-накопичення.



**Рис. 1.52. Схема розташування дослідно-промислових полігонів в Південній зоні дрібної складчості Донбасу:**

1 – контури спеціальних дозволів на геологічне вивчення; 2 – контури шахтних полів; 3 – контури ділянок, де очікується отримання спеціальних дозволів на сланцевий газ; 4-6 – площі, які рекомендуються як ДПП на газ вугільних родовищ: Самарсько-Гапіївський ДПП (4), поля шахт «Білицька» – «Краснолиманська» (5), «Жовтнева» – «Лідіївська № 17-17біс» (6); 7-9 – контури площ вивчення: Слов'янсько-Вугледарівська (7), Нікольсько-Райська (8), Красногорівсько-Авдіївська (9); 10 – границі областей; 11 – населені пункти; 12 – контур поля шахти «Комсомолець Донбасу»; буквами позначені: S – площа ділянки, q – щільність геологічних запасів, Q – геологічні запаси

Характерною особливістю робочих вугільних пластів Красноармійського геолого-промислового району, в межах якого розташований Самарсько-Гапіївський ДПП, є складна їхня морфологія, часте розщеплення, виклинювання, нерівномірна потужність.

У світі  $C_2^5$  північно-західної частини полігону виділено 10 робочих пластів, з них 4 з безперервним простяганням потужністю від 0,45 до 1,32 м, а їхня сумарна потужність становить 4,98 м. У південно-східній частині виділено 11 робочих пластів, з яких 3 із безперервним простяганням, потужністю від 0,45 до 0,8 м, сумарною потужністю 4,05 м.

У світі  $C_2^6$  північно-західної частини полігону виділено 7 робочих пластів потужністю від 0,57 до 1,32 м (сумарна 4,8 м); у південно-східній – 12 пластів потужністю від 0,45 до 1,3 м (сумарна 9,17 м). У світі  $C_2^7$  північно-західної частини полігону виділено 7 робочих пластів потужністю від 0,45 до 1,58 м (сума-



рна 4,99 м); в південно-східній – 11 пластів потужністю від 0,45 до 2,60 м (сумарна 8,9 м).

У межах ДПП глибина верхньої границі метанової зони змінюється з південного заходу на північний схід з 200 до 900 м, що пов'язане з різким зануренням вугленосних товщ у цьому ж напрямку.

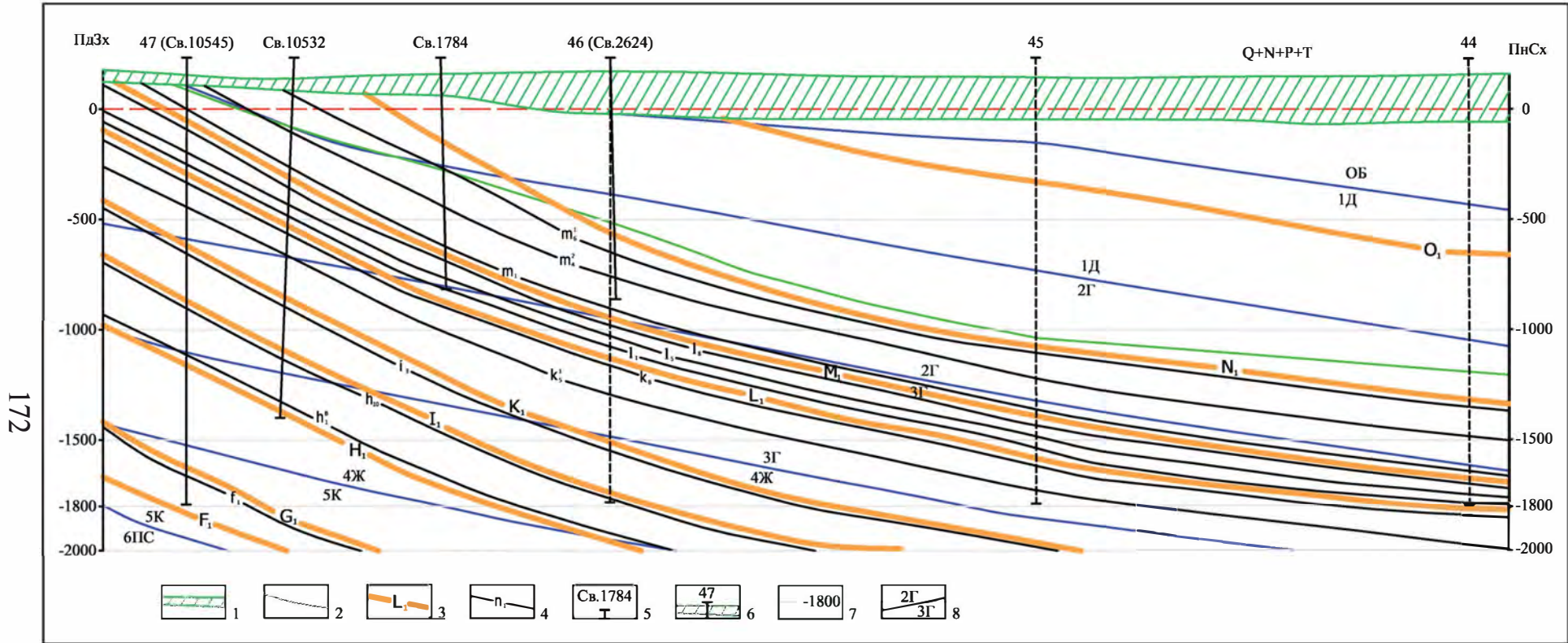
В межах Самарсько-Гапіївського ДПП прогнозується наявність вугілля, зміна якості якого нерозривно пов'язана зі зростанням ступеня метаморфізму з південного заходу на північний схід від ступеня 2Г, 3Г до 4Ж, 5К. Глибини, на яких відбувається стабілізація та поступове збільшення газонасності вугільних пластів, очікуються в інтервалі 600–900 м, що підтверджується матеріалами глибокого буріння та прогнозу в неохопленій бурінням товщі (рис. 1.53).

У межах Самарсько-Гапіївської ДПП сумарна питома газонасність робочих і неробочих вугільних пластів до глибини 1500 м змінюється від  $100 \text{ м}^3/\text{м}^2$  на північному сході до  $400 \text{ м}^3/\text{м}^2$  на південному заході. Сумарна питома газонасність тільки робочих вугільних пластів до тієї ж глибини змінюється від 50 до  $200 \text{ м}^3/\text{м}^2$  у північно-західній та південно-східній частинах полігону. Сумарна питома газонасність робочих вугільних пластів до відмітки -1000 м змінюється від  $0 \text{ м}^3/\text{м}^2$  на північному сході до  $100 \text{ м}^3/\text{м}^2$  у північно-західній та південно-східній частинах полігону. Вищезазначене свідчить, що основні газонасні вугільні пласти залягають на глибинах понад 1000 м.

Газонасність вуглевмісних порід обумовлена їх колекторськими властивостями, які, в свою чергу, залежать від ступеня катагенетичних перетворень у вугленосній товщі. В межах ДПП відклади середнього та верхнього карбону представлені відносно слабометаморфізованими породами і вугіллям із ступенем метаморфізму 2Г, 3Г, 4Ж, 5К. Розвинені досить потужні пласти пісковиків: в північно-західній частині району їх потужність змінюється від 4,9 до 44,75 м, в центральній – від 3,95 до 67,0 м, в південно-східній – від 4,95 до 48,9 м. Мінімальні значення товщин пісковиків відмічені у товщі верхньокарбонівих відкладів, максимальні – у відкладах середнього карбону (світа  $\text{C}_2^5$ ).

Газонасність пісковиків на глибинах понад 600 м становить  $0,3\text{--}1,34 \text{ м}^3/\text{т}$ , пористість від 0,1 до 13,3 %, газопроникність  $0,01\text{--}1,4 \text{ мД}$  (середні значення – 4,35 % і 0,07 мД). Сорбційна газоемність порід у середньому становить 6–9 % від сорбційної газоемності вугільних пластів ( $10\text{--}20 \text{ м}^3/\text{т}$  с. б. м. для відповідного ступеня метаморфізму) [73, 95, 106]. Щільність геологічних запасів ВВ порових ємностей продуктивного скелету, при таких низьких значеннях пористості та газопроникності, становитиме 16–19 % від щільності геологічних запасів вугільних пластів. Отже, незважаючи на досить потужні шари пісковиків, щільність ресурсів метан у цій товщі становитиме не більше 25 % від щільності запасів вугільних пластів ДПП.

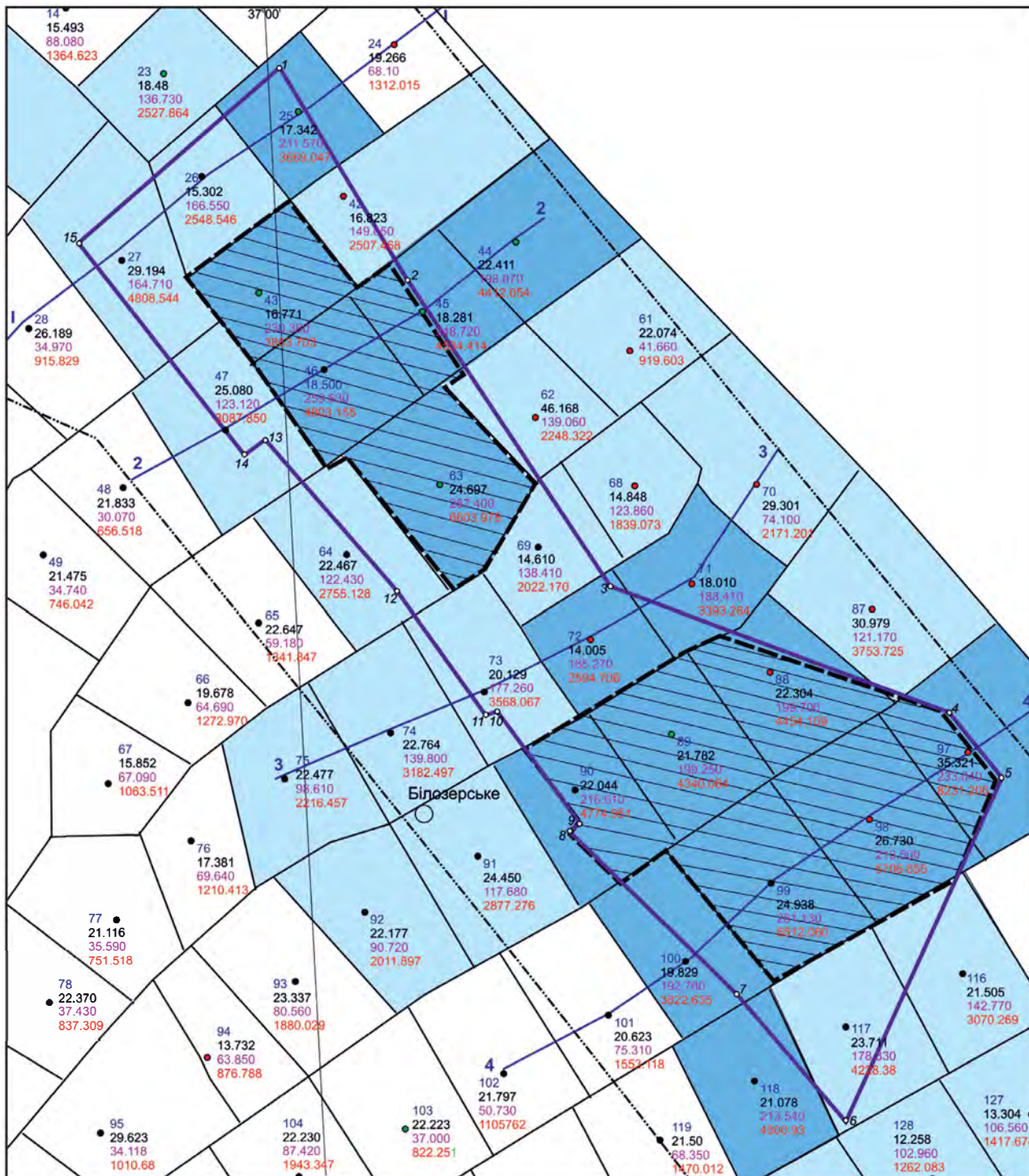
Підрахунок геологічних запасів газу-метану вугільних пластів (робочих і неробочих) на територіях, які включають і Самарсько-Гапіївський ДПП був здійснений у свій час ДРГП «Донецькгеологія» та «Геоінформ» [103]. Геологічні запаси ВВ-газів до відмітки -1800 м при загальній площі  $315 \text{ км}^2$  у робочих вугільних пластах (рис. 1.54) при щільності запасів  $205,0 \text{ млн м}^3/\text{км}^2$  сягають



**Рис. 1.53. Геолого-газовий профіль по лінії II-II. Самарсько-Гапіївський ДПП [103]:**

1 – післяпермські відклади; 2 – верхня поверхня метанової зони; 3 – маркувальні вапняки карбону; 4 – робочі вугільні пласти; 5 – свердловини та їх номери; 6 – опорна точка, матеріали по якій екстрапольовані на відстань до 3-8 км; 7 – нижня межа оцінки газонасності (відмітка -1800); 8 – межі груп метаморфізму





**Умовні позначення**

- контур дослідно-промислового полігону
- контур Нікольсько-Райської площі
- найбільш перспективні ділянки у межах ДПП
- лінії геолого-газових розрізів

- - опорна точка яка суміщена з фактично пробуреною свердловиною
- - опорна точка яка розміщена на відстані 3 км від пробуреної свердловини
- - опорна точка яка розміщена на відстані 3-8 км від пробуреної свердловини
- кутові точки Самарсько-Гапіївського ДПП

- 46 - номер опорної точки (блоку)
- 18.500 - площа блоку, км<sup>2</sup>
- 259.630 - щільність геологічних запасів, млн.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>
- 4803.155 - геологічні запаси блоку, млн.м<sup>3</sup>

Щільність геологічних запасів, млн.м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>

30 - 80	80 - 180	180 - 270
---------	----------	-----------

**Рис. 1.54. Самарсько-Гапіївський ДПП. Карта щільності запасів газу робочих вугільних пластів до відмітки -1800 м [98]**



64,6 млрд м<sup>3</sup>; у неробочих вугільних пластах, при щільності запасів 272,65 млн м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> – 85,9 млрд м<sup>3</sup>. Сумарні запаси у робочих і неробочих вугільних пластах становлять 150,5 млрд м<sup>3</sup>.

Під час визначення запасів газу в пісковиках полігону прогнозується, що вони становитимуть 25 % запасів вугільних пластів і складуть:  $150,5 \times 0,25 = 37,6$  млрд м<sup>3</sup>. У межах ДПП виділяються дві ділянки – на північному заході (у межах ділянок Самарська Капітальна і Добропільська Глибока) і південному сході (у межах ділянок Добропільська Капітальна та Гапіївська), з підвищеними значеннями щільності запасів газу в робочих вугільних пластах. У північно-західній ділянці щільність запасів газу сягає величин 230–267 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>, а в південно-східній – 199,0–261,1 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>.

Сумарні геологічні запаси Самарсько-Гапіївського дослідно-промислового полігону у песимістичному варіанті становлять 102,2 млрд м<sup>3</sup>, а в оптимістичному – 188,1 млрд м<sup>3</sup>.

Геолого-пошукова характеристика полігону наведена в табл. 1.79.

**Табл. 1.79. Геолого-пошукова характеристика Самарсько-Гапіївського ДПП**

Розміщення	Північно-західна частина південної зони дрібної складчастості Донбасу, південно-західне крило Кальміус-Торецької улоговини
Заселеність	Помірна
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Верхня частина башкирського та московського ярусів (світи С <sub>2</sub> <sup>5</sup> , С <sub>2</sub> <sup>6</sup> , С <sub>2</sub> <sup>7</sup> , з середньою потужністю 314, 216 та 375 м)
Розміри площі, км <sup>2</sup>	315,0
Марки вугілля	Г, ГЖ, Ж, К
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	У верхніх пластах до глибин 600–900 м – 2,0–9,9; у нижчезалягаючих – 10,0–21,7
Глибини залягання вугільних пластів	Від 600 до 2000 м та більше
Сумарна потужність (м) і кількість робочих вугільних пластів	Світа С <sub>2</sub> <sup>5</sup> – 4,05–4,98; 7 пластів; світа С <sub>2</sub> <sup>6</sup> – 4,8–9,17; 5–12 пластів; світа С <sub>2</sub> <sup>7</sup> – 4,99–8,9; 7–11 пластів
Щільність запасів вугільних пластів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси в млрд м <sup>3</sup> ) до відмітки -1800 м	У робочих пластах – 205,0 (запаси 64,6). У неробочих пластах – 272,65 (запаси 85,9). У робочих і неробочих пластах разом – 477,65 (запаси 150,5)
Газоносність вмісних порід м <sup>3</sup> /т породи, на відмітках 600–1800 м	Пісковики: 0,3–1,34 при пористості від 0,1 до 13,3% і проникності 0,01–1,40 мД, їх товщини від 3,95 до 67,04; алевроліти, аргіліти, які вміщують вугільні пласти – 0,3–5,6 при товщинах 5,1–21,4 м
Щільність геологічних запасів вмісних порід, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> (запаси млрд м <sup>3</sup> ) до відмітки -1800 м	119,4 (запаси 37,6)
Вмісні породи	Аргіліти, алевроліти, зрідка, пісковики та вапняки
Наявність куполоподібних прирозломних порід	Відсутні

<i>Продовження табл. 1.79</i>	
Тектонічна будова	Просте, спокійне моноклінальне залягання відкладів з кутами падіння 3–15°. У південно-східній частині – Самійлівський, Гнилушинський, Кутузовський скиди, Добропільський насув
Водоносність порід	В інтервалі 600–800 м спостерігається плавне, а з глибини 800 м – різке зменшення водозбагаченості порід. Середній коефіцієнт фільтрації кам'яновугільних відкладів зменшується з глибиною і становить 0,15–0,0015 м <sup>3</sup> /добу

На полігоні щільність геологічних запасів у робочих вугільних пластах становить 205,0 млн м<sup>3</sup> на 1 км<sup>2</sup>; у супутніх вугільних пластах – 272,65 млн м<sup>3</sup> на 1 км<sup>2</sup>; у пісковиках – 120,3 млн м<sup>3</sup> на 1 км<sup>2</sup>. Сумарна щільність запасів становить 598 млн м<sup>3</sup> на 1 км<sup>2</sup>. У межах дослідно-промислового полігону площею 315 км<sup>2</sup> пропонується проведення таких досліджень:

- переінтерпретація матеріалів буріння, створення геологічної моделі вугільної товщі, попередня оцінка щільності запасів метану і рентабельності проведення подальших робіт;
- польові площинні сейсмо-, гравірозвідувальні та свердловинні (каротаж) роботи в наявних чи пробурених пілотних свердловинах з метою створення геолого-геофізичної моделі вугільної товщі;
- комплексна інтерпретація геолого-геофізичних та матеріалів з метою оптимізації місць закладення та траєкторій пілотних свердловин;
- буріння пілотних свердловин з метою апробації технологій буріння та вилучення метану як з вугільних пластів, так і з вмисних товщ, уточнення показників для переведення геологічних запасів у видобувні, пробного та промислового видобутку метану з вуглегазових покладів і подальшої його утилізації.

## 7.2. Південна зона дрібної складчастості Донбасу

На початковому етапі створення і освоєння технологій промислового видобутку і утилізації вугільного метану найперспективнішими є поля діючих високопродуктивних вугільних шахт, їхні фланги, ділянки майбутньої прирізки або нового шахтного будівництва при комбінованому (поверхневому і підземному) способі видобутку метану, коли дегазацію проводять перед запуском шахти. У цьому разі вдається відкачати до 70 % обсягу метану в шахті [60].

На другому етапі, після набуття відповідного досвіду проведення газовидобувних робіт на високоперспективних ділянках, рекомендується постановка та проведення робіт на рядових і менш перспективних ділянках з використанням незалежного від видобутку вугілля методу, який реалізується через буріння спеціальних вертикальних і горизонтальних свердловин на метан вугільних родовищ та застосуванні методів підвищення газопроникності вугільних пластів. У цьому варіанті проведення газовидобувних робіт газ має кращі показники, складається на 95–98 % з метану, на 3–5 % з азоту, на 1–3 % з діоксиду вуглецю.

До таких технологій належить нова гірничо-геологічна технологія «газового горизонту», суть якої у тому, що над відпрацьовуваною лавою проходять

гірничу виробку, з неї бурять дегазаційні свердловини, що дає змогу комплексно вирішувати проблеми дегазації гірничих виробок, супутнього видобування газу-метану, покращення екологічного стану вуглевидобувних районів, підвищення безпеки праці шахтарів [7, 49]. Процеси дегазації вуглепородного масиву за цією технологією досліджували на експериментальних ділянках у межах полів шахт ім. О.Ф. Засядька (над вугільним пластом  $m_3$ ) і «Краснолиманська» (над вугільним пластом  $k_5$ ), у Донецько-Макіївському і Красноармійському ГПР [53].

Ми виходили з того, що постседиментогенні зміни осадових товщ вугленосних формацій здійснювалися внаслідок впливу висхідних мігрувальних флюїдних потоків. Палеоміграція вуглеводневих газів у вуглепородних масивах переважно відбувалася в формі гетерогенної метано-(вуглеводне-)водної флюїдної системи за температур і тисків, що значно перевищували їхні сучасні параметри. Просторовий розподіл таких потоків диктувався літологічним складом гірських порід і тектонічним режимом цих масивів, зокрема, впливом зон розщільнення (тріщинуватості) у них на підвищення флюїдопроникності та зміну екранувальних властивостей пластів. Фіксуєчись під час постседиментаційних перетворень у флюїдних включеннях і закритих порах у мінералах вмісних порід та прожилків і вивільнюєчись як у межах розломних зон підвищеної проникності гірських порід [51], так і під час гірничо-видобувних робіт [45], ці флюїди вносять помітний, ще повною мірою кількісно не оцінений внесок у загальний обсяг вивільнених газів, а, отже, впливають на сучасні газові режими вугленосних товщ і формування техногенних покладів у межах комплексних газо-вугільних родовищ. Саме внеском у формування викидонебезпечності шахтних полів обумовлена важливість досліджень летких компонентів первинно седиментогенних чи глибинних флюїдних систем за їхніми реліктами – включеннями у мінералах. Ці дані використовуються як для здійснення прогнозу газовиділення з вуглепородних масивів під час посування лав з метою покращення безпеки проведення гірничо-видобувних робіт (особливо при переході на глибші горизонти), так і з огляду на сучасний підхід до родовищ кам'яного вугілля як до комплексних газовугільних [24].

Склад летких компонентів флюїдних включень у мінералах і закритих пор пісковиків і аргілітів вуглевмісних відкладів середнього карбону та їхні відносні газо- і водонасиченість на експериментальних ділянках впровадження технології «газового горизонту» шахт ім. О.Ф. Засядька та «Краснолиманська» наведено у табл. 1.80. Для пісковиків і алевролітів характерне переважання метану, іноді спостерігаються сліди етану і пропану. Для аргілітів виявлено різко відмінний склад газу з домінуванням вуглекислого газу та азоту. Розділити гази з різних джерел наразі неможливо, але можна припустити, що метан, присутній у газах, фіксується при постседиментаційних перетвореннях порід у флюїдних включеннях і закритих порах мінералів. Під час гірничо-видобувних робіт він дає помітний внесок в обсяг вивільнених газів і може впливати на сучасний газовий режим вугленосної товщі, а отже на формування її викидонебезпечності.



**Табл. 1.80. Склад легких компонентів включень у мінералах і закритих порах порід карбону розрізів полів шахт ім. О.Ф. Засядька та «Краснолиманська» (за даними мас-спектрометричного хімічного аналізу) [53]**

Номер зразка	Порода	Компоненти, об. %			Відносна газонасиченість, $\Delta P$ , Па	Водонасиченість, $C_{H_2O}$ , об. %
		CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>		
<i>Шахта ім. О.Ф. Засядька (пласт тз)</i>						
4908	Пісковик	20,5	1,4	78,1	0,07	–
4909	– " –	10,0	3,9	86,1	0,08	–
4910	– " –	2,7	6,8	90,5	0,10	–
4911	– " –	2,5	–	97,5	0,13	–
4912	– " –	0,2	–	99,8	0,13	–
4917	Аргіліт	66,5	13,8	19,7	0,63	68,1
4918	Пісковик	8,5	3,6	87,9	0,2	–
<i>Шахта «Краснолиманська» (пласт k<sub>5</sub>)</i>						
4906	Аргіліт	58,2	28,5	13,3	1,27	92,0
4907а	Алевроліт	9,1	2,8	88,1	0,10	–
4907б	Пісковик	4,5	–	95,5	0,11	–
4913	– " –	37,1	4,2	58,7	0,17	–
4914б	Аргіліт	62,4	29,1	8,5	0,93	30,1

*Примітка:* аналітик Б.Е. Сахно (мас-спектрометр МСХ-3А); наважка – 200 мг;  $\Delta P$  – приріст тиску в напускній системі мас-спектрометра відносно початкового тиску порядку  $1 \cdot 10^{-3}$  Па у ній як результат вивільнення легких компонентів із зразків під час їхнього подрібнення;  $C_{H_2O}$  – відсотковий вміст пари води у вивільненій із зразків сумі легких компонентів; у зразку 4912 присутні сліди  $C_nH_{2n+2}$  ( $n = 2,3$ ).

### 7.2.1. Поле шахт «Білицька»-«Краснолиманська» Красноармійського ГПР

Дослідно-промисловий полігон розташований в Донецькій області, в межах полів шахт: «Білицька», «Родинська», «Краснолиманська», «Центральна», ім. О.Г. Стаханова, які належать до Красноармійського ГПР. Площа полігону 225,0 км<sup>2</sup>. Шахти характеризуються великими запасами вугілля високої метаномістності (10,4–22,1 м<sup>3</sup>/т с. б. м.) та розвиненою інфраструктурою, яка полегшить організацію процесу видобутку метану. Північно-західна частина полігону частково збігається з територією Нікольсько-Райської площі.

Геолого-пошукова характеристика полігону подана в табл. 1.81, розрахунок собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі полігону полів шахт південно-східної частини Красноармійського ГПР – в табл. 1.82. При визначенні собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану вважалось, що на території полігону геологічні та економічно-фінансові показники проведення газовидобувних робіт лишаються такими ж як і на шахті «Комсомолець Донбасу».

**Табл. 1.81. Геолого-пошукова характеристика дослідно-промислового полігону полів шахт «Білицька»-«Краснолиманська» південно-східної частини Красноармійського ГПР**

Розміщення	Поля шахт: «Білицька», «Родинська», «Краснолиманська», «Центральна», ім. О.Г. Стаханова
Заселеність	Помірна
Розміри площі, км <sup>2</sup>	225,0
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Верхня частина башкирського та московського ярусів (світи С <sub>2</sub> <sup>4</sup> , С <sub>2</sub> <sup>5</sup> , С <sub>2</sub> <sup>6</sup> , С <sub>2</sub> <sup>7</sup> з середньою потужністю 220, 340, 255, 285 м)
Ступінь метаморфізму вугілля	2Г, 3Г, 4Ж, 5К, 6ПС
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	У верхніх пластах до глибин 10–660 м – 10,4–14,3; у нижчезалягаючих – 16,5–22,1
Глибини залягання вугільних пластів з газоносністю 10,0 м <sup>3</sup> /т с. б. м. та більше	Від 10 до 1770 м
Сумарна потужність робочих пластів, м та їх кількість	Світа С <sub>2</sub> <sup>4</sup> – 0,98–1,14; 2–4 пласти; світа С <sub>2</sub> <sup>5</sup> – 1,1–3,28; 3–7 пластів; світа С <sub>2</sub> <sup>6</sup> – 4,0–9,05; 5–13 пластів; світа С <sub>2</sub> <sup>7</sup> – 1,52–2,35; 1–4 пласти
Щільність запасів вугільних пластів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> до відмітки -1800 м	149,2 (запаси геологічні – 33,6 млрд м <sup>3</sup> )
Газоносність вуглевмісних порід, м <sup>3</sup> /т породи на відмітках 100–1800 м	Пісковики: 0,5–3,0 при пористості 3–10 % та проникності 0,002–3,29 мД; аргіліти, алевроліти 0,2–2,96 при пористості 2–3 % та проникності 0,001–0,2 мД
Водоносність порід	В кам'яновугільних відкладах підземні води знаходяться в тріщинуватих пісковиках та вапняках, грають основну роль в обводненні гірничих виробок шахт. Водоносність порід і коефіцієнт фільтрації зменшуються з глибиною. На глибинах ≥700 м припливи в гірничі виробки практично призупиняються, на них мають вплив в основному тектонічні порушення
Тектонічна будова	Поле шахти «Білицька» розміщене між Добропільським, Центральним (А -300 – -400 м) і Мерцаловським (А -60 – -175 м) насувами; шахт «Краснолиманська» та «Родинська» - між Центральним насувом та Краснолиманською групою скидів (у всьязчому крилі Центрального насуву)

**Табл. 1.82. Параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі дослідно-промислового полігону полів шахт «Білицька»-«Краснолиманська» південно-східної частини Красноармійського ГПР**

Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з глибиною свердловин 1000 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,4
Середня щільність геологічних запасів у робочих вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	149,2
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у робочих вугільних пластах в геологічні запаси метану у неробочих вугільних пластах	1,33
Середня щільність геологічних запасів у неробочих вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	198,4
Сумарна щільність геологічних запасів у робочих і неробочих вугільних пластах, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	347,6

<i>Продовження табл. 1.82</i>	
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів метану у вугільних пластах в геологічні запаси метану у пісковиках	0,25
Прогнозна щільність геологічних запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	86,9
Сумарна щільність, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	434,5
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>	104,7
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1000 м, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	70,7
Вартість витрат з дегазації 1 км <sup>2</sup> з середньою глибиною свердловин 1500 м, млн \$/км <sup>2</sup>	7,9
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> метану при глибині свердловин 1500 м, \$/1 тис. м <sup>3</sup>	75,5

### 7.2.2. Поле шахт «Жовтнева»-«Лідіївська» Донецько-Макіївського ГПР

Дослідно-промисловий полігон розташований в межах Ясинуватського та Макіївського районів Донецької області, в межах полів шахт: «Бутівська-Донецька», «Жовтнева», «Жовтневий Рудник», ім. О.Ф. Засядька, «Панфілівська», «Куйбишевська», ім. М.І. Калініна, ім. М. Горького, «Лідіївська № 17-17 біс», які належать до Донецько-Макіївського ГПР, частково на території Красногівсько-Авдіївської площі. Площа полігону 240,0 км<sup>2</sup>. Шахти характеризуються великими запасами балансового вугілля достатньо високої метаноємності (10,0–25,6 м<sup>3</sup>/т с. б. м.) та розвиненою інфраструктурою, яка полегшить організацію процесу видобутку метану. Геолого-пошукова характеристика полігону наведена в табл. 1.83, а параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану з вугільної товщі полів шахт західної частини Донецько-Макіївського ГПР – в табл. 1.84. Собівартість видобутку 1 тис. м<sup>3</sup> метану визначалась як і на полігоні Красноармійського ГПР.

**Табл. 1.83. Геолого-пошукова характеристика дослідно-промислового полігону полів шахт «Жовтнева»-«Лідіївська» західної частини Донецько-Макіївського ГПР**

Розміщення	Поля шахт «Бутівська»-«Донецька», «Жовтнева», «Жовтневий Рудник», ім. О.Ф. Засядька, «Панфілівська», «Куйбишевська», ім. М.І. Калініна, ім. М. Горького, «Лідіївська №17-17біс»
Заселеність	Густозаселений
Розміри площі, км <sup>2</sup>	240,0
Стратиграфічна приуроченість вугільних пластів	Башкирський та московський яруси, світи C <sub>2</sub> <sup>3</sup> , C <sub>2</sub> <sup>4</sup> , C <sub>2</sub> <sup>5</sup> , C <sub>2</sub> <sup>6</sup> , C <sub>2</sub> <sup>7</sup> середня потужність відповідно 395, 204, 315, 257, 416 м
Ступінь метаморфізму вугілля	3Г, 4Ж, 5К, 6ПС, 7П
Метаноємність, м <sup>3</sup> /т с. б. м.	У верхніх пластах до глибин 80–1180 м – 10,0–14,5; у нижчезалягаючих – 19,0–25,6
Глибини залягання вугільних пластів з газоносністю 10,0 м <sup>3</sup> /т с. б. м. та більше	Від 80 до 1800 м



Розділ 1. МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

<i>Продовження табл. 1.83</i>	
Сумарна потужність робочих пластів, м та їхня кількість	Світа $C_2^3$ – 1,02–3,14; 2–5 пластів; світа $C_2^4$ – 0,91–4,36; 2–5 пластів; світа $C_2^5$ – 1,11–3,4; 2–5 пластів; світа $C_2^6$ – 0,68–0,98; 1–5 пластів; світа $C_2^7$ – 1,63–2,61; 2–3 пласти
Щільність геологічних запасів вугільних пластів, млн $m^3/km^2$ (у робочих пластах) (запаси геологічні – млрд $m^3$ ) до відмітки -1800 м	189,2 (запаси – 45,4)
Газоносність вуглевмісних порід $m^3/t$ породи на відмітках 70–1800 м	Пісковики: 1,8–4,5 при пористості 4,5–9,3% і проникності 0,012–0,72 мД; аргіліти, алевроліти 0,2–1,3 при пористості 2–4 % та проникності 0–0,3 мД
Водоносність порід	Найбільші припливи вод в діючі виробки спостерігаються в зоні активного водообміну до глибин 300–400 м (дебіти 0,5–1,1 л/с), на глибинах 600–1200 м дебіти становлять 0,008–0,15 л/с. Припливи залежать від тектонічних порушень
Тектонічна будова	Поле шахти ім. М.І. Калініна розміщене між Калінінським (А -90 -285 м) та Французьким (А -500 -580 м) насувами

**Табл. 1.84. Параметри та результати розрахунку собівартості видобутку 1 тис.  $m^3$  метану з вугільної товщі дослідно-промислового полігону полів шахт «Жовтнева»-«Лідіївська» західної частини Донецько-Макіївського ГПР**

Вартість витрат з дегазації 1 $km^2$ з глибиною свердловин 1000 м, млн $\$/km^2$	7,4
Середня щільність геологічних запасів у робочих вугільних пластах, млн $m^3/km^2$	189,2
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у робочих вугільних пластах в геологічні запаси метану у неробочих вугільних пластах	1,91
Середня щільність геологічних запасів у неробочих вугільних пластах, млн $m^3/km^2$	361,8
Сумарна щільність геологічних запасів у робочих та неробочих вугільних пластах, млн $m^3/km^2$	551,0
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів метану у вугільних пластах в геологічні запаси у пісковиках	0,25
Прогнозна щільність геологічних запасів метану у пісковиках міжвугільної товщі, млн $m^3/km^2$	137,7
Сумарна щільність, млн $m^3/km^2$	688,7
Коефіцієнт перерахунку геологічних запасів у видобувні	4,15
Сумарна щільність видобувних запасів, млн $m^3/km^2$	165,95
Собівартість видобутку 1 тис. $m^3$ метану при глибині свердловин 1000 м, $\$/1$ тис. $m^3$	44,6
Вартість витрат з дегазації 1 $km^2$ з середньою глибиною свердловин 1500 м, млн $\$/km^2$	7,9
Собівартість видобутку 1 тис. $m^3$ метану при глибині свердловин 1500 м, $\$/1$ тис. $m^3$	47,6

### 7.3. Чапаївсько-Новоаннівський дослідно-промисловий полігон

Чапаївсько-Новоаннівській ДПП розташований в Краснодонському, частково Лутугінському районах Луганської області. Площа полігону 90 км<sup>2</sup>. Він детально вивчений бурінням близько 600 колонковими свердловинами до глибини 1000–1400 м. Крім буріння, на 50 % території проведені сейсморозвідувальні роботи 3D.

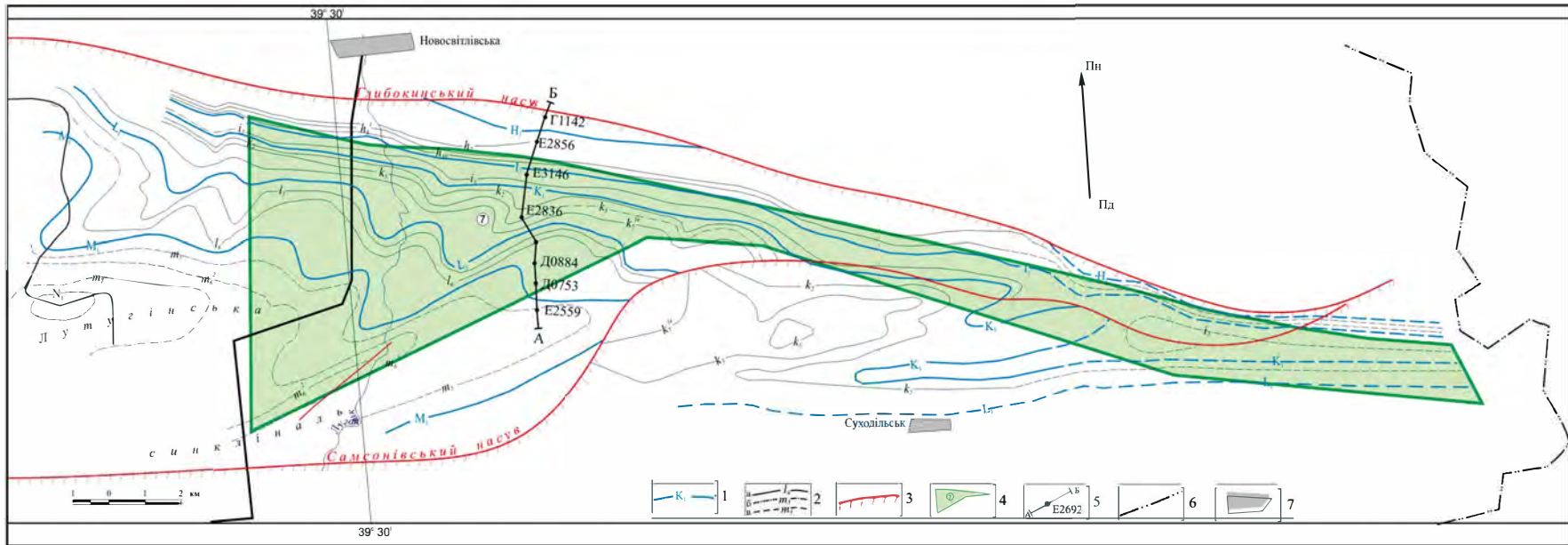
Цільовими для вивчення вугілля на площі є відклади верхньобашкирського та московського ярусів середнього карбону:  $C_2^3$ ,  $C_2^4$ ,  $C_2^5$  та  $C_2^6$ . Перекриті вони відкладами крейди, палеоген-неогену, четвертинної системи потужністю 283 м. Відклади світ  $C_2^3$ – $C_2^6$  загальною потужністю 1859 м складені чергуванням шарів пісковиків, алевролітів, аргілітів з підпорядкованими прошарками вапняків, пластами та пропластками вугілля (близько 95, з яких робочої потужності досягають лише 12 пластів).

У тектонічному відношенні ДПП розташований на сході північної зони дрібної складчастості Донбасу. На півночі та півдні площі проходять регіональні Глибокинський (Алмазний) і Самсонівський насуви. Структурно полігон розміщений на північному схилі та на східній перикліналі Лутугінської синкліналі (рис. 1.55). Товщі середнього карбону мають моноклінальне залягання з ускладненнями флексурними перегинами та двома антиклінальними структурами, що прогноуються на глибинах 600–1200 м (рис. 1.56).

Метан на глибинах 200–440 м (рівень ПМЗ), міститься в значних кількостях у сорбованому вугільними пластами вигляді, а також у зв'язаній і вільній фазах, відповідно, у малопроникних та порово-тріщинних колекторах вуглевмісної товщі. Природна метаноємність вугілля до глибини 700–800 м зростає до 11,0–12 м<sup>3</sup>/т г. м., і досягає максимальних величин 12,4–22,9 м<sup>3</sup>/т г. м. на глибинах 800–1370 м, на рівні 1000–1200 м стабілізується і далі з глибиною практично не змінюється. Склад газу вугільних пластів та вмісних порід: метан – 81,7–95,9 %; вуглекислий газ – 0,45–9,2 %; азот 1,4–9,0 %; важкі вуглеводні – 2,0–10,2 %. Геологічні запаси (ресурси) метану у вугільних пластах та їх супутниках – близько 17 млрд м<sup>3</sup>.

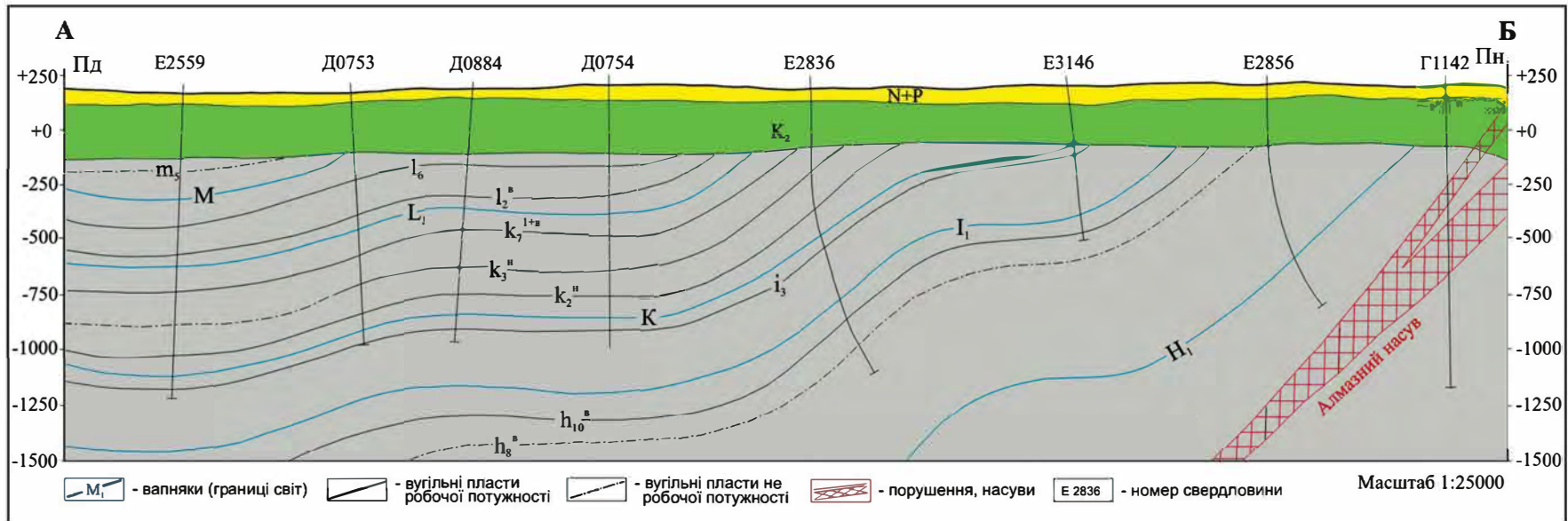
Газоносність вмісних пісковиків, аргілітів, алевролітів змінюється від 1,0 до 5,9 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (частіше 1,39–3,18 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) і збільшується в межах флексурних перегинів пластів товщі до 7,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Вмісні породи з вугіллям марок газових (Г) мають прогнозну газоносність до 1 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; газових (Г) та жирних (Ж) – до 1,0–2,2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; жирних (Ж) – 1,0–5,0 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; коксівних (К) – 1–7 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Пористість пісковиків змінюється від 3,7 до 14,6 %, проникність – 0,009–1,97 мД. Ресурси метану в теригенних відкладах вмісних товщ прогноуються у вільній фазі близько 3 млрд м<sup>3</sup>, у зв'язаній – від 1,0 до 10,8 млрд м<sup>3</sup>.

Водоносні горизонти мезокайнозою поширені плямами на полігоні, в місцях наявності водоупорів. Практичне значення мають водоносні горизонти крейди як надійні постачальники якісної питної води. На обводнення вугільних пластів впливають води карбону. Основними водоносними горизонтами є



**Рис. 1.55. Геологічна карта палеозойського структурного поверху. Чапаївсько-Новоаннівський ДПП [98]:**

1 – граничні вапняки; 2 – вугільні пласти; 3 – тектонічні порушення; 4 – Чапаївсько-Новоаннівський ДПП; 5 – профіль по лінії А-Б; 6 – державний кордон; 7 – населені пункти

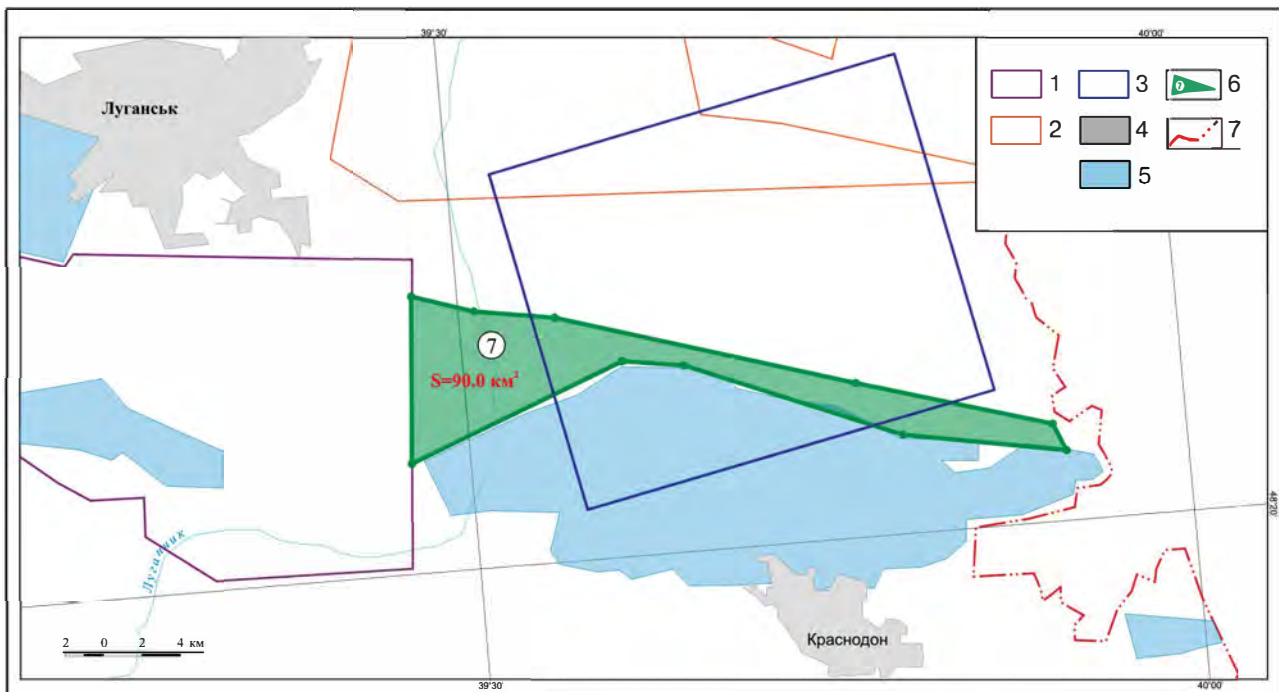


**Рис. 1.56. Геологічний розріз по лінії А-Б. Чапаївсько-Новоаннівський ДПП [98]**



пісковики та вапняки; аргіліти слугують водоупорами. Водопріпливи у виробки шахт на глибині 790 м прогноуються з дебітом 150 м<sup>3</sup>/год, на глибині 990 м – 180 м<sup>3</sup>/год, максимальний дебіт – 230 м<sup>3</sup>/год. Води на глибинах 400–500 м сульфатно-хлоридно-гідрокарбонатно-натрієві з мінералізацією 1,6–3,2 г/л; на глибинах 500–800 м – гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві з мінералізацією 4,5–6,8 г/л; нижче 800 м – хлоридно-натрієві води з мінералізацією до 5 г/л.

Прогнозні ресурси (геологічні запаси) метану на полігоні оцінюються в 17,7–30,8 млрд м<sup>3</sup>; щільність видобувних запасів – від 32,3 до 109,7 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Видобувні запаси метану: за песимістичною оцінкою – 3,0 млрд м<sup>3</sup> при собівартості \$230 за 1 тис. м<sup>3</sup> газу, за оптимістичною оцінкою – 10 млрд м<sup>3</sup> при собівартості \$67,5 за 1 тис. м<sup>3</sup> (рис. 1.57). Геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону наведена в табл. 1.85.



**Рис. 1.57. Карта-схема перспективного полігону на пошуки метану у вугільній товщі. Чапаївсько-Новоаннівський ДПП [98]:**

1 – контури ділянок спеціальних дозволів на геологічне вивчення надр, у тому числі ДПР родовищ корисних копалин загальнодержавного значення (газ метан природний вугільних шахт) 2 – контури спеціальних дозволів на нафту, газ та конденсат; 3 – границя площі 3Д сейсмозвідки; 4 – населені пункти; 5 – контури шахтних полів; 6 – контур Чапаївсько-Новоаннівського дослідно-промислового полігону; 7 – державний кордон

На Чапаївсько-Новоаннівському ДПП площею 90 км<sup>2</sup> планується проведення таких досліджень:

- інтерпретація матеріалів буріння з побудовою геологічної моделі вугільної товщі, попередньої оцінки щільності запасів метану та рентабельності проведення подальших робіт;
- проведення гравірозвідувальних і каротажних робіт в наявних чи пробурених пілотних свердловинах з метою створення геолого-геофізичної моделі вугільної товщі;

- комплексна інтерпретація геофізичних та геологічних матеріалів з метою оптимізації місць закладення та траєкторій свердловин
- буріння 5 пілотних свердловин для апробації технологій вилучення метану з вугільних пластів і з вмісних товщ, уточнення показників переведення геологічних запасів у видобувні, пробного і промислового видобутку метану з вуглегазових покладів, подальшої його утилізації, в тому числі для оцінки екологічних наслідків.

**Табл. 1.85. Геолого-пошукова характеристика Чапаївсько-Новоаннівського ДПП**

Розміри площі, км <sup>2</sup>	90
Стратиграфічний інтервал	$C_2^3 - C_2^6, h_7 - l_7$
Глибина оцінки, м	400–1400
Кількість вугільних пластів робочої потужності (0,52–1,14 м)	до 12
Марки вугілля	Г, Ж, К
Метаноємність вугілля, м <sup>3</sup> /т г. м.: середня	14,0
максимальна	24,4
Сумарна щільність видобувних запасів ВВ, млн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> :	
оптимістичний варіант: у робочих пластах вугілля	29,4
у супутніх пластах	15,3
у вмісних породах та вільний газ	65,0
Разом:	109,7
песимістичний варіант	32,3
Видобувні запаси ВВ, млрд м <sup>3</sup> : оптимістичний варіант	10,0
песимістичний варіант	3,0
Собівартість видобутку 1 тис. м <sup>3</sup> газу, \$: оптимістичний варіант	67,5
песимістичний варіант	230,0

#### 7.4. Санжарівсько-Боржиківський дослідно-промисловий полігон

Санжарівсько-Боржиківський полігон розміщений в межах Попаснянського і Перевальського районів Луганської, частково Артемівського району Донецької області, в західній частині північної зони дрібної складчастості Донбасу. На сході і північному сході він обмежений границями полів шахт «Вергелівська», «Ніканор-Нова», «Ломоватська», ім. Артема, на заході – розміщений в 10 км на схід від західної границі ГПР Алмазний. Територія ДПП є перспективною для розвідки в межах Алмазного та Селезнівського ГПР. Площа полігону дорівнює 73,5 км<sup>2</sup>. Територія помірно вивчена розвідувальними свердловинами до глибини 1400 м (середня щільність 1,8 св./км<sup>2</sup>).

Цільовими до вивчення вугілля є відклади верхньобашкирського (світа  $C_2^5$ ) та московського ( $C_2^6, C_2^7$ ) ярусів середнього карбону, перекриті товщею (0,5–7,0 м) четвертинних відкладів. Відклади карбону  $C_2^5 - C_2^7$  загальною товщиною 1400–1518 м складені чергуванням шарів пісковиків, глинистих сланців, з підпорядкованими їм прошаркам вапняків, пластів і пропластків вугілля (53, з яких робочої потужності досягають лише 16 пластів).

Територія полігону розташована на заході північної зони дрібної складчастості Донбасу, на північно-східному борту Бахмутської улоговини, південному схилі Калинівської синкліналі. Відклади середнього карбону мають складну морфологію, ускладнені флексурними перегинами, асиметричними структурами, розломами різного рангу (рис. 1.58). Основними порушеннями є Краснопільський Північний, Санжарівський, Вільхівський, Брянський та інші насуви.

В межах полігону визначено 16 вугільних пластів робочої потужності: пласти  $m_3, m_4, m_4^6, m_5, m_5^1, m_6^1, m_6^2, m_7$  у світі  $C_2^7$ ;  $l_3, l_4, l_6^6$  – у світі  $C_2^6$ ;  $k_3^6, k_5, k_6, k_7, k_7^{6-n}$  – у світі  $C_2^5$ . Вугілля має такі геолого-пошукові характеристики:

- марки вугілля – К, ПС, П, НА ( $R_o$  від 1,67 до 3,10);
- корисна (промислова) потужність робочих пластів – від 0,58 до 1,07 м (максимальна до 2,0 м), при сумарній середній потужності від 6,3 до 11,3 м;
- глибина залягання – від 300 м до 1700 м;
- будова пластів переважно проста за винятком складнобудованого пласта  $m_6^1$ .

Водовмісними є породи четвертинних і карбонівих відкладів. Водонесний горизонт четвертинних відкладів поширений на окремих ділянках за наявності водоупорів. Водонапірність їхня незначна, підпитка в основному атмосферна. Основними водонесними горизонтами, що впливають на обводненість вугільних пластів, є шари пісковиків і вапняків карбону (у світах  $C_3^2, C_2^7, C_2^6, C_2^5$ ); аргіліти слугують водоупорами. Потужності водонесних горизонтів 10–15 м, інколи 70 м. Водозбагаченість порід зменшується з глибиною, зростають у зонах підвищеної тріщинуватості. Існує вертикальна зональність хімічного складу, води мають такі характеристики на глибинах:

- 100–700 м – переважно сульфатно-хлоридні з мінералізацією 1,4–3,8 г/л;
- 700–1200 м – хлоридно-гідрокарбонатно, хлоридно-натрієві, мінералізація 1,7–1,9 г/л;
- понад 1200–1400 м – хлоридно-натрієві з мінералізацією до 30,8 г/л.

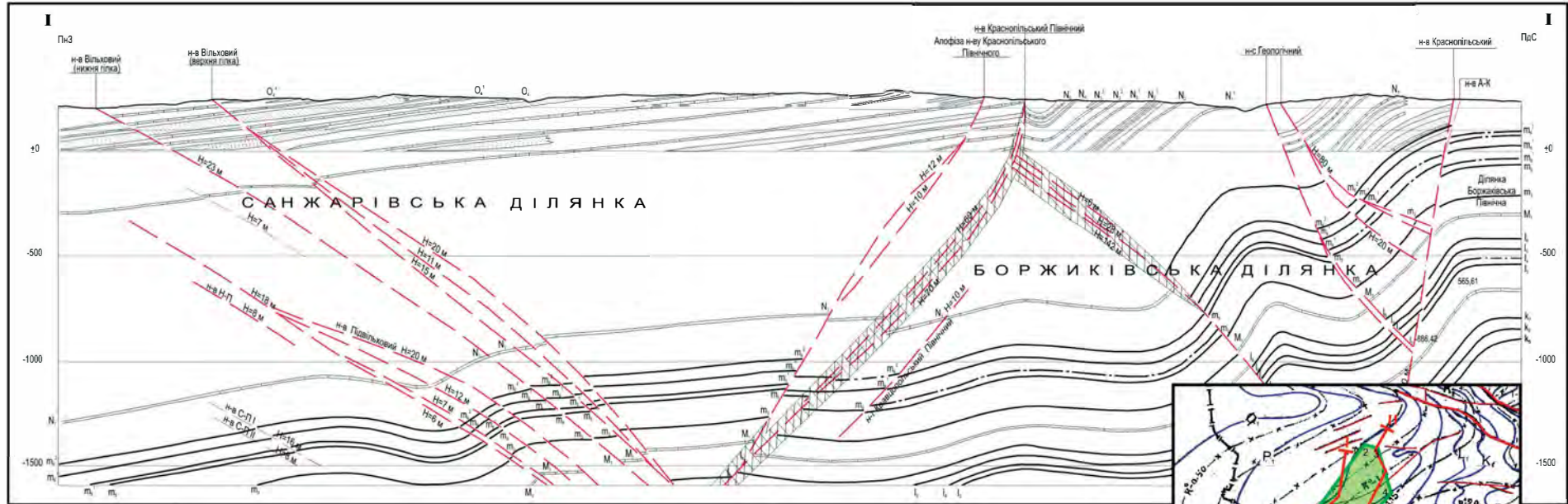
Полігон характеризується середньою метаноємністю 15–25 м<sup>3</sup>/т г. м. (максимальна 28,0–38,6 м<sup>3</sup>/т г. м), є найбільш високогазоємним в західній частині північної зони дрібної складчастості Донбасу. Вугільні пласти представлені марками вугілля: коксівним (К), пісним спікливим (ПС), пісним (П) і напівантрацитом (НА). Глибина ПМЗ змінюється від -100–200 м до -200–500 м; спостерігається її поглиблення в північно-західному та західному напрямках, мінімальні абсолютні відмітки (0–100 м) простежуються на південному сході полігону.

Метан міститься у вугільних пластах в сорбованому вигляді. Метаноємність їх становить (у світах):  $C_2^7$  – 11,13–27,3 м<sup>3</sup>/т г. м. (на глибинах 897,3–2017,6 м, марки вугілля К, ПС, П);  $C_2^6$  – 15,4–38,6 м<sup>3</sup>/т г. м. (на глибинах 1191,0–2298,5 м, марки вугілля П, НА);  $C_2^5$  – 10,0–31,9 м<sup>3</sup>/т г. м. (на глибинах 885,0–2439,8 м, марки вугілля П, НА) (табл. 1.86). Геохімічний склад газу містить (%): метану – 88,6–96,5; водню – 0,26–0,36; азоту – 0,8–10,5; вуглекислого газу – 0,54–3,56; важких вуглеводнів – до 2,6 м<sup>3</sup>/т г. м. Геологічні запаси метану вугільних пластів та їх супутників становлять близько 15 млрд м<sup>3</sup>.

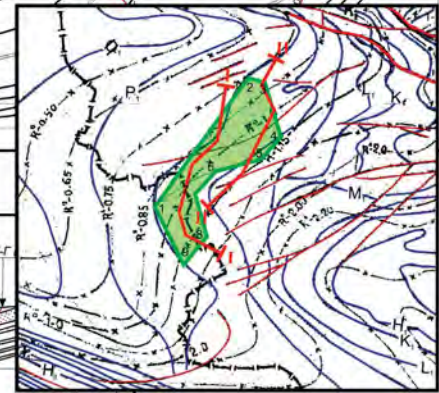
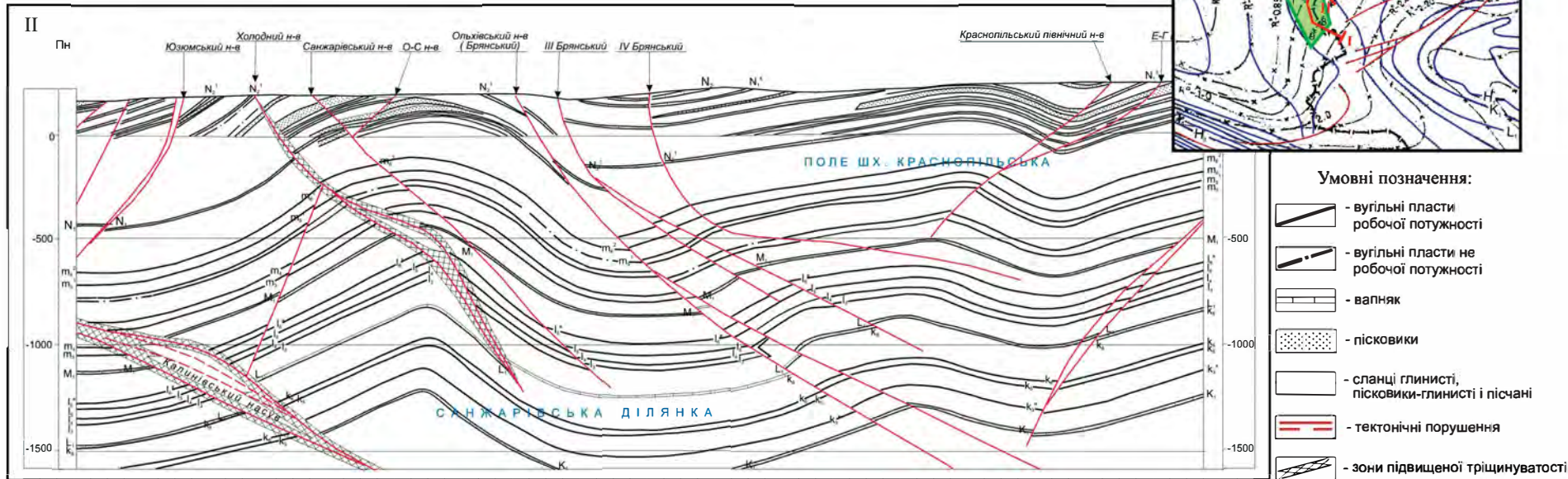
Газоносність вмісних порід змінюється від 0,04 до 3,38 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> п. (частіше 0,28–0,52 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> п.) і збільшується в межах флексурних перегинів пластів товщі



Геологічний розріз по лінії I-I



Геологічний розріз по лінії II-II



- Умовні позначення:
- вугільні пласти робочої потужності
  - вугільні пласти не робочої потужності
  - вапняк
  - пісковики
  - сланці глинисті, пісковики-глинисті і пісчани
  - тектонічні порушення
  - зони підвищеної тріщинуватості

Рис. 1.58. Геологічні розрізи по лініях I-I та II-II. Санжарівсько-Боржиківський ДПП [98]

до  $3,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$  п. Вуглевмісні породи середнього карбону мають прогнозну газоносність (у світах):  $C_2^7 - 0,28-3,38 \text{ м}^3/\text{м}^3$  п.,  $C_2^6 - 0,29-0,52 \text{ м}^3/\text{м}^3$  п.;  $C_2^5 - 0,04-0,165 \text{ м}^3/\text{м}^3$  п. Пористість пісковиків змінюється від 1,82 до 8,06 %, проникність – 0,004–0,03 мД. Ресурси (геологічні запаси) газу у теригенних відкладах вмісних товщ прогноуються у кількості близько 2,4 млрд  $\text{м}^3$ .

Табл. 1.86. Зміни з глибиною газоносності вугільних пластів

Вугільні пласти	Прогнозна природна газоносність вугільних пластів ( $\text{м}^3/\text{т г. м.}$ ) за глибинами залягання (м)		
	<1000	1000–1500	>1500
$m_7^6, m_6^2, m_6^1, m_5^1 + m_5$	10,0–11,13	11,00–25,09	12,74–26,7
$m_4, m_3, m_2$	5,0–20,0	14,68–27,9	15,51–23,97
$l_6^6, l_5, l_4, l_3$	7,5–26,0	18,72–30,6	15,39–35,6
$k_7^6, k_6, K_5, K_3$	10–20,62	28,74–31,0	21,81–38,9

Прогнозні ресурси (геологічні запаси) на полігоні оцінюються в розмірі від 10,0 до 17,7 млрд  $\text{м}^3$ ; щільність видобувних запасів – від 29,2 до 55,4 млн  $\text{м}^3/\text{км}^2$ . Видобувні запаси метану: за песимістичною оцінкою – 2,1 млрд  $\text{м}^3$  при собівартості \$276,5 за 1 тис.  $\text{м}^3$  газу; за оптимістичною оцінкою – 4,1 млрд  $\text{м}^3$  при собівартості \$145,6 /1 тис.  $\text{м}^3$ . Геолого-пошукова характеристика Санжарівсько-Боржиківського ДПП представлена в табл. 1.87.

Табл. 1.87. Геолого-пошукова характеристика Санжарівсько-Боржиківського ДПП

Розміри площі, $\text{км}^2$	73,5
Стратиграфічний інтервал	$C_2^7 - C_2^5, m_6 - k_3$
Глибина оцінки, м	300–1700
Кількість вугільних пластів робочої потужності (0,58–1,074 м)	16
Марки вугілля	К, ПС, П, НА
Метаноємність вугілля, $\text{м}^3/\text{т г. м.}$ : середня	15–25
максимальна	38,6
Сумарна щільність видобувних запасів ВВ, млн $\text{м}^3/\text{км}^2$ :	
оптимістичний варіант: у робочих пластах вугілля	25,9
у супутніх пластах	26,2
у вмісних породах	3,3
Разом	55,4
песимістичний варіант (без супутніх вугільних пластів)	29,2
Видобувні запаси ВВ, млрд $\text{м}^3$ : оптимістичний варіант	4,1
песимістичний варіант	2,1
Собівартість видобутку 1 тис. $\text{м}^3$ газу, \$: оптимістичний варіант	145,6
песимістичний варіант	276,5

## ВИСНОВКИ

1. Враховуючи необхідність зростання видобутку природного газу в Україні з метою скорочення імпорتنих поставок вуглеводнів і унезалежнення від зарубіжних енергоносіїв актуальною проблемою сьогодення є використання нетрадиційних видів вуглеводневої сировини і, насамперед, вуглеводневих газів газувугільних родовищ, у вугільних пластах та вмисних породах яких міститься значна кількість газу, головню, метану. Виділення газів у гірничі виробки шахт у вигляді суфлярів або раптових викидів вугілля і порід, зокрема, метану, істотно погіршує безпеку проведення гірничих робіт на вуглевидобувних підприємствах, створюючи серйозну загрозу для життя і здоров'я шахтарів, а винесення з шахт в атмосферу разом з вентиляційними потоками повітря негативно впливає на стан довкілля. Водночас метан вугільних родовищ – прекрасна енергетична сировина і запаси його є досить значними [5, 23, 24 та ін.], а реальний придатний для вилучення обсяг перевищує 3,0–3,5 трлн м<sup>3</sup>, що істотно переважає запаси природного газу решти родовищ України [2].

З огляду на це, вугільні родовища Донбасу слід вважати комплексними газувугільними, роль яких у стабілізації паливно-енергетичного балансу України важко переоцінити. Тому їхню розробку потрібно здійснювати комплексно з роздільним видобутком вугілля і метану. При цьому ресурси метану оцінюються як супутня корисна копалина, вилучення якої технологічно необхідне для підтримки безпеки гірничих робіт при видобутку вугілля, або ж як самостійна корисна копалина, видобуток якої здійснюється незалежно від розробки вугільних пластів за принципом економічної доцільності і рентабельності.

2. Вугільні верстви Донбасу представляють газопошуковий інтерес у вугільних пластах, малопроникних пісковиках і сланцях міжвугільної товщі, а також у вільному газі. Геологічні запаси сорбованого у вугіллі газу та вільний газ підраховані на більшій частині території Донбасу, у малопроникних пісковиках та сланцях – фрагментарно. Останні потребують інвентаризації з вивченням метаноемності та газовіддачі. Всі три типи резервуарів потребують довивчення з метою переведення геологічних запасів у видобувні.

3. Оптимальними для метану вугільних пластів слід вважати глибини до 1200 м, тоді як малопроникні пісковики та сланці на цих глибинах мають підпорядковане значення. І, навпаки, для глибин понад 1200 м на перше місце виходять малопроникні пісковики та сланці, тоді як вугільні пласти розглядаються як перспективні об'єкти, що потребують вивчення з точки зору можливості вилучення з них сорбованого газу.

4. Поклади вільного газу в кам'яновугільних відкладах рекомендується розвідувати разом з покладами газу основних типів резервуарів – вугільних, малопроникних, сланцевих. Це пов'язане з відсутністю надійних гідро- та газоекрануючих товщ всередині кам'яновугільних товщ Донбасу, а дрібні поклади вільного газу можливі здебільшого лише під першою відносно надійною екра-



нуючою товщею, представленою недислокованою чи малодислокованою товщею мезозойських порід, що перекривають відклади карбону.

5. Мінливість метаноємності за поширенням вугільних пластів, малопроникних пісковиків і сланців у міжвугільній товщі пов'язана з просторовою невитриманістю ерозійно-врізової системи руслових потоків; контурів поширення вугілля необхідних марок та достатньої товщини; контурів «газових колон» – вертикальних потоків ВВ з мантиї чи зі зруйнованих інверсією покладів ВВ, що залягають нижче.

6. Підвищена метаноємність вугільних товщ Донбасу зумовлена насамперед їх підвищеною тріщинуватістю, яка виникла ще на стадії первинного, доскладчастого кліважу та була значно посилена в ході наступної кількохкілометрової інверсії. Зони покращеної метановіддачі вугільної товщі пов'язані насамперед з пліквативними структурними формами – флексурними перегинами та іншими, завдяки розвитку в них зон інтенсивної початкової тріщинуватості та більшої гідроізолюваності цих зон порівняно з диз'юнктивними. За сприятливих інших умов, особливо гідродинамічних, такі зони можуть стати першочерговими об'єктами для проведення газовидобувних робіт.

7. Дослідні роботи з вивчення можливості промислового видобутку метану з вугільних товщ Донбасу з вибором ділянок для постановки пілотних проектів проведені на таких площах:

- Петриківсько-Новомосковській (південний борт крайової частини південного сходу Дніпровсько-Донецької западини);
- у південній зоні дрібної складчастості Донбасу – на прикладі 4 площ (Павлоградсько-Петропавлівської, Нікольсько-Райської, Красногорсько-Гапіївської та Слов'янківсько-Вугледарської);
- у північній зоні дрібної складчастості Донбасу – на прикладі 4 площ (Гірської Глибокої, Алмазної, Лугансько-Краснодонської, Краснодонської Глибокої).

8. За щільністю ресурсів (до 0,5 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) та прогнозним щорічним видобутком (до 2–3 млрд м<sup>3</sup>) Донбас належить до перспективних регіонів. Наразі ГРР з метою розробки технологій вилучення метану з вугільних пластів за спецдозволами проводяться на 16 ділянках вугільного Донбасу. Але відсутність необхідних технологій вилучення сорбованого та зв'язаного газу не дозволяє очікувати на позитивні результати від проведення ГРР з явно недостатнім для подібних робіт техніко-технологічним озброєнням.

## ЛІТЕРАТУРА

### Опубліковані джерела

1. Анциферов А.В. и др. Угленосность угольных месторождений Донбасса. – К., 2004. – 367 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України. – В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга, Ю.О. Арсірій, Я.Г. Лазарук. – Львів: Центр Європи, 1998. – 2354 с.
3. Багринцева К.И., Васильев В.Г., Ермаков В.И. Роль угленосных толщ в процессах генерации природного газа // Геология нефти и газа. – 1968. – № 6. – С. 7–11.
4. Брижанев А.М., Галазов Р.А. Перспективы эксплуатации Донбасса как крупнейшего газоугольного месторождения Украины // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1993. – № 6. – С. 15–21.
5. Булат А.Ф. О фундаментальных проблемах разработки угольных месторождений Украины // Уголь Украины. – 1997. – № 1. – С. 14–16.
6. Булат А.Ф. Вступительное слово директора Института геотехнической механики, чл.-кор. НАН Украины, докт. техн. наук А.Ф. Булата // Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. – Днепропетровск, 2000. – Вып. 17. – С. 3–5.
7. Булат А.Ф. Создание «газовых горизонтов» – путь эффективного решения проблем комплексной разработки углегазовых месторождений // Мат-лы Междунар. энергетического форума. МЭФ СНГ – 2002 (Украина, Крым, 16–21 сент. 2002 г.). – Симферополь, 2002. – С. 583–584.
8. Взрывоопасные компоненты рудничного газа / В.А. Канин, А.М. Тихолиз, А.А. Голубев, А.В. Пашенко // Уголь Украины. – 2005. – № 7. – С. 28–30.
9. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, В.А. Канин и др. – Донецк: Вебер, 2009. – Т. 1: Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса. – 456 с.
10. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, В.А. Канин и др. – Донецк: Вебер, 2010. – Т. II: Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, ДДВ и Львовско-Волынского бассейна. – 478 с.
11. Газоносность угольных месторождений Донбасса / А.В. Анциферов, М.Г. Тиркель, М.Т. Хохлов и др. – К.: Наук. думка, 2004. – 431 с.
12. Гаркаленко И.А. О глубинных разломах юга и юго-востока Украины // Геолог. журнал. – 1970. – Т. 30, вып. 3. – С. 3–14.
13. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР / Под ред. И.А. Кузнецова. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – Т. 1. – 1210 с.
14. Геолого-технологічні передумови виділення першочергових об'єктів з видобутку метану в межах північної зони дрібної складчастості Донбасу / М. Павлюк, І. Наумко, І. Рибчич і ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2006. – № 3–4. – С. 38–57.
15. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. – К.: Наук. думка, 2001.
16. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: КНТ, 2009. – 376 с.
17. Грим Р.Е. Минералогия глин. – М.: Изд-во иностр. лит., 1956. – 452 с.
18. Джерела метану палеофлюїдів осадових палеозойських товщ Львівського прогину / І. Наумко, І. Зінчук, Б. Сахно, В. Узіюк // Проблемні питання геологічної освіти та науки в Україні: Тези доп. наук. конф., присвяченої 60-річчю геол. ф-ту Львів. нац. ун-ту ім. І. Франка (Львів, 19–21 жовт. 2005 р.). – Львів: ЛНУ ім. І. Франка, 2005. – С. 81–82.

19. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Смирнова М.Н. Механизмы, масштабы и темпы восполнения нефтегазовых залежей в процессе их разработки // Генезис нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 106–109.
20. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок мало-розмірних родовищ. (Наукові основи). – К.: Наук. думка. – 1997 – 278 с.
21. Жикаляк М.В. Геолого-технологічні передумови розвитку метановидобувної галузі в Донбасі // Геотехніч. механіка. – 2010. – Вип. 87. – С. 167–185.
22. Забигайло В.Ю., Караваев В.Я., Иванцов О.Е. Особенности распространения и ресурсы метана угленосных обложений Львовско-Волынского бассейна // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1994. – № 1. – С. 69–74.
23. Забигайло В.Ю., Півняк Г.Г. Метан вугільних родовищ України // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1993. – № 2–3 (83–84). – С. 53–56.
24. Закономірності розподілу метану у кам'яновугільних басейнах України та перспективи його видобутку і використання / С.О. Лизун, О.Є. Іванців, І.В. Дудок, І.М. Наумко, З.Я. Кухар // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 2. – С. 122–128.
25. Зінчук І.М. Геохімія мінералоутворюючих розчинів золото-поліметалевих рудопроявів Центрального Донбасу (за включеннями у мінералах): Автореф. дис. ... канд. геол. наук. – Львів, 2003. – 21 с.
26. Зінчук І. Особливості мінерального складу гідротермальних утворень північної частини зони лінійних складок Донбасу // Мінералогія: історія, теорія і практика: Тези доп. міжнар. наук. конф., присвяченої 140-річчю каф. мінералогії Львів. нац. ун-ту ім. І. Франка (Львів–Шацьк, 3–6 вересня 2004 р.). – Львів: ВЦ ЛНУ ім. І. Франка, 2004. – С. 22–23.
27. Инструкция по определению прогноза газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. Мингео СССР. ГКЗ СССР. – М.: Недра, 1977.
28. Кондратюк И.Т. Забигайло В.Е. Газоносность каменноугольных отложений западного Донбасса. – Днепропетровск, 1966.
29. Кононенко М.О., Колесник В.В., Орлик В.М. Знешкодження та утилізація викидів шахт // Уголь Украины. – 1997. – № 12. – С. 25–26.
30. К основам методологии оценки газоносности угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа / А.А. Майборода, Л.А. Иванов, В.А. Анциферов, А.В. Савченко // Наук. праці УкрНДМІ. – 2010. – № 7. – С. 6–13.
31. Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. – М.: Недра, 1977. – 100 с.
32. Лукинов В.В., Пимоненко Л.И. Тектоника метанугольных месторождений Донбасса. – К.: Наук. думка. – 2008. – 351 с.
33. Малышев Ю.Н., Айруни А.Т. Комплексная дегазация угольных шахт. – М.: Академия горных наук, 1999.
34. Метан угольных месторождений Украины: бизнес-план проекта по извлечению метана на шахте «Комсомолец Донбасса» / Д.Р. Триплетт и др. – К.: Логос, 2000 – 28 с.
35. Мировой опыт и перспективы применения в Украине сейсмического метода при поисках, разведке и добыче метана угольных месторождений / А.В. Анциферов, С.В. Гошовский, Н.В. Жикаляк и др. // Геол. журн. – 2008. – № 6 – С. 4–22.
36. Овчаренко В.А., Лукинов В.В., Задара Г.З. Выбор наиболее перспективных объектов для добычи метана угольных месторождений Донбасса // Геотехнічна механіка. – Дніпропетровськ: Ін-т Геотехн. механіки, 2002. – Вип. 32. – С. 77–82.
37. Наумко І. Принципи термобарично-геохімічного районування України // Проблемні питання геологічної освіти та науки на порозі ХХІ століття: Тези доп. наук. конф., присвяченої 60-річчю геол. ф-ту Львів. нац. ун-ту ім. І. Франка (Львів, 19–21 жовт. 2005 р.). – Львів: ЛНУ ім. І. Франка, 2005. – С. 79–81.
38. Наумко І.М. Флюїдний режим мінералогенезу породно-рудних комплексів України (за



- включеннями у мінералах типових парагенезисів): Автореф. дис. ... д-ра геол. наук. – Львів, 2006. – 52 с.
39. Наумко І.М., Бекеша С.М., Сворень Й.М. Флюїди глибинних горизонтів літосфери: зв'язок з родовищами нафти і газу у земній корі (за даними вивчення включень у мінералах глибинного походження) // Доп. НАН України. – 2008. – № 8. – С. 117–120.
  40. Наумко І.М., Калюжний В.А. Питання флюїдного режиму і дегазації Землі в поглядах М.П. Семененка // Минералог. журн. – 1996. – Т. 18. – № 2. – С. 39–45.
  41. Наумко І.М., Калюжний В.А. Підсумки та перспективи досліджень термобарометрії і геохімії палеофлюїдів літосфери (за включеннями у мінералах) // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 2. – С. 162–175.
  42. Наумко І.М., Калюжний В.А. Відділ геохімії глибинних флюїдів // Інститут геології і геохімії горючих копалин / Під ред. І.В. Дудка. – 2-ге вид., доп. – Львів: Ліга-Прес, 2003. – С. 101–109. – Парал. англ.: С. 109–117.
  43. Наумко І.М., Сворень Й.М. Про шляхи втілення глибинного високотемпературного флюїду у земну кору // Доп. НАН України. – 2008. – № 9. – С. 112–114.
  44. Оценка современной газоносности угленосных толщ Донбасса на базе формационного анализа / А.А. Майборода, Л.А. Иванов, В.А. Анциферов, С.А. Шурховецкий // Наук. праці УкрНДМІ. – 2010. – № 6. – С. 140–151.
  45. Павлюк М.І., Наумко І.М. Флюїдопровідні розломні зони як показник міграційних процесів у вуглепородних масивах і нафтогазоносних верствах та їхня фіксація термобарично-геохімічними методами // Наук. праці УкрНДМІ. – Донецьк: УкрНДМІ, 2009. – № 5 (ч. II). – С. 114–121.
  46. Перерва В.М. Апвеллинг над геофлюидодинамическими структурами литосферы // Доп. НАН України. – 2000. – № 8. – С. 127–131.
  47. Перспективы опережающей дегазации на шахтных полях Донбасса / Н.В. Жикаляк, М.А. Писковой, В.П. Лишин и др. // Геотехн. механика. – 2002. – Вып. 33. – С. 100–103.
  48. Приходченко В.Ф., Приходченко С.Ю. Особливості малоамплітудної порушеності вугільних пластів Павлоградсько-Петропавлівського району Донбасу // Наук. вісн. НГАУ. – 2000. – № 4. – С. 4–5.
  49. Проветривание и газовый режим шахты им. А.Ф. Засядько: состояние и пути совершенствования / Е.Л. Звягильский, А.Ф. Булат, И.А. Ефремов и др. – Донецк; Днепрпетровск, 2003. – 187 с.
  50. Прогнозування геодинамічних зон та перспективних площ для видобутку шахтного метану вугільних родовищ Донбасу / І.Д. Багрій, П.Ф. Гожик, В.І. Почтаренко та ін. – К.: Фоліант, 2011. – 236 с.
  51. Розломні зони підвищеної проникності гірських порід та їх значення для виявлення екологонебезпечних ділянок / І.І. Чебаненко, В.М. Шестопалов, І.Д. Багрій, В.М. Палій // Доп. НАН України. – 2000. – № 10. – С. 136–139.
  52. Рудько Г., Ловинюков В. Підрахунок запасів метану вугільних родовищ (стан та перспективи) // Геолог України. – 2011. – № 2 (34). – С. 74–75.
  53. Склад легких компонентів флюїдних включень і закритих пор у породах дільниць впровадження технології «газового горизонту» вугільних шахт Донбасу / А.Ф. Булат, І.М. Наумко, І.М. Зінчук та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2005. – № 2. – С. 93–104.
  54. Соколов В.А., Гусева А.Н. О возможной быстрой современной генерации нефти и газа // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. – 1993. – № 3. – С. 39–46.
  55. Тиркель М.Г., Анциферов А.В., Глухов А.А. Изучение газоносности угольных формаций. – Донецк: Вебер, 2008. – 208 с.
  56. Труфанов В.Н., Труфанов И.В. Основные итоги и перспективы развития работ по проблеме угольного метана Восточного Донбасса // Разведка и охрана недр. – 2006. – № 9–10.

57. Узіюк В.І., Бик С.І., Ільчишин А.В. Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001 – № 2 – С. 110–121.
58. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины / А.Я. Радзивилл, А.В. Иванова, И.А. Майданович и др. – К.: Наук. думка, 1990. – 220 с.
59. Svoren'Yo. Nature of coal methane // 7-th European Coal Conference (Lviv, Ukraine, August 26–29, 2008): Abstracts. – Lviv, 2008. – P. 158–159.

#### Електронні джерела

60. Газовые кладовые Украины / Є. Бакулин, Ю. Борисов, Я. Яремчук, И. Шваченко // <http://ruska-pravda.org/>
61. Метановий потенціал шахти «Самсонова-Західна» ВАТ «Краснодонвугілля» – сучасний стан, перспективи сумісного видобутку вугілля та метану / Абакумова О. В., Денисенко В. П., та ін. // [www.nbu.gov.ua/portal/natural/Geotm/2010\\_88/37.pdf](http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Geotm/2010_88/37.pdf)

#### Науково-виробничі звіти

62. Бенделиани А.М. и др. Геологический отчет о детальной разведке участка Горского Глубокого № 1 и переоценке запасов реконструируемой шх. «Горская» комбината «Первомайскуголь» в Донбассе. – Ворошиловград, 1973.
63. Брижанев А.М. Изучение закономерностей распределения углеводородных газов в угленосных отложениях Донецкого бассейна и проблема их использования в народном хозяйстве. – Донецк, 1987.
64. Брижанев А.М. Оценка ресурсов углеводородных газов в пределах наиболее перспективных для их попутной добычи шахтных полей и участков в Красноармейском, Донецко-Макеевском, Торезско-Снежнянском, Боково-Хрустальском, Селезневском и Краснодонском геолого-промышленных районах Донбасса, 1987–90 гг. – Донецк, 1990.
65. Бурение и исследование глубоких скважин в Донбассе для изучения природы, источников, распределения и миграции газов в угольных пластах и вмещающих породах / М.Л. Левенштейн, О.И. Спирина и др. – Артемовск, 1986.
66. Вивчення можливостей підвищення ефективності видобування метану з вугільних родовищ. Геологічний звіт / Д. Єгер та ін. – К., 2008 р.
67. Геолого-генетичний прогноз промислових скупчень газу у відкладах осадової товщі Кальміус-Торецької улоговини та її схилів за межами діючих шахтних полів на основі аналізу матеріалів буріння вуглерозвідуваних та структурних свердловин. Звіт про НДР / В.В. Бережний, С.В. Горяйнов та ін. – Харків: Укр НДІГаз, 1999. – 138 с.
68. Геолого-технологічне обґрунтування вибору еталонних об'єктів (полігонів, шахтних полів) з метою можливого видобутку метану вугільних родовищ Луганської області / М.І. Павлюк, І.М. Наумко, С.І. Бик і ін. – Львів: ІГГК НАН України та НАК «Нафтогаз України», 2004. – 226 с.
69. Герасимов Є.С. Підготовка геологічної основи для виділення та оцінки найбільш перспективних об'єктів для дегазації, вилучення і використання метану вугільних родовищ Луганської області. – Луганськ, 2010.
70. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2010 р. Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2010. – 185 с..
71. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2011 р. Метан кам'яновугільних родовищ. – К., 2011. – 185 с.
72. Дубровская О.Г., Кривега Т.А. Составление карт метаморфозма и марочного состава углей по западному Донбассу. – Павлоград, 1978.
73. Душенко И.С. Оценка угленосности Петриковского месторождения с целью выделения перспективных участков для поисковых работ. – Новомосковск, 1996.

74. Закономерности распределения и прогноз газоносности углевмещающих пород северной полосы складчатости Донбасса / Г.З. Задара и др. – К., 1979.
75. Зося А.Н. Оценить ресурсы углеводородных газов угольных месторождений Донбасса. – Артемовск, 1989.
76. Комплексная оценка газоносности вмещающих пород Ворошиловградского и Селезневского геолого-промышленных районов по данным пластоиспытателей, газового каротажа и промышленно-геофизических исследований с целью совершенствования методов прогноза газоносности пород и подсчета запасов газа в них. Отчет / М.М. Лукманов и др. – Луганск, 1987.
77. Кондратюк И.Т. Газоносность каменноугольных отложений юго-западной части Донбасса. (Донецкая обл.). – Артемовск, 1969.
78. Кондратюк И.Т. Забигайло В.Е. Газоносность каменноугольных отложений западного Донбасса. – Днепропетровск, 1966.
79. Косорог Н.М. Звіт «Виконати пошукові роботи з виявлення перспектив промислової вугленості відкладів нижнього карбону на сполученні Західного та Південно-Західного Донбасу» (2006–2010). – Павлоград, 2011.
80. Кот Н.К. Отчет по теме: «Составление морфолого-технологических карт угольных пластов масштаба 1:25 000 Павлоградско-Петропавловского угленосно-промышленного района Западного Донбасса». – Артемовск, 1993.
81. Красицкий С.И. и др. Геологический отчет о результатах глубокого поискового бурения на Надеждинской и Пархоменской площадях (Ворошиловградская обл. УССР) за 1976–1980 гг. – Изюм, 1983.
82. Красицкий С.И. и др. Геологический отчет о результатах глубокого поискового бурения на Ольговской, Варваровской, Сиротинской, Ореховской, Трехизбенской, Гречишкино-Новоайдарской, Николаевской, Синегорской площадях (Ворошиловградская обл. УССР) за 1958–1982 гг. – Изюм, 1986.
83. Лагутина В.В. Отчет по теме «Составление карт распространения основных горизонтов в отложениях среднего карбона Ворошиловградской области по состоянию на 01.01.1983 г.». – Ворошиловград, 1983.
84. Левенштейн М.Л. Комплект карт мощности и строения угольных пластов среднего карбона Донецкого каменноугольного бассейна, масштаб 1:500 000. – Артемовск, 1991.
85. Левенштейн М.Л., Голубев А.А. Изучение закономерностей распределения газов в угольных пластах и вмещающих породах в зависимости от геологических факторов и разработка критериев их учета при количественной оценке газоносности угольных месторождений юго-западной части Донбасса. – Артемовск, 1985.
86. Левенштейн М.Л., Спирина О.И. Составление сводных карт метаморфизма углей по Донецкому бассейну. – Артемовск, 1982.
87. Левенштейн М.Л., Спирина О.И. Бурение и исследование глубоких скважин в Донбассе для изучения природы, источников, распределения и миграции газов в угольных пластах и вмещающих породах. – Артемовск, 1986.
88. Лизанець А. та ін. Звіт за темою «Аналіз і узагальнення матеріалів структурного буріння по відкладах середнього та нижнього карбону в межах Донецької складчастої споруди з метою виявлення найбільш перспективних зон нафтогазонакопичення». – Харків, 2006.
89. Лукманов М.М. Отчет по теме «Комплексная оценка ресурсов углеводородных газов и совершенствование прогноза горно-геологических условий разведываемых месторождений Луганской области». – Луганск, 1992.
90. Люлько Р.П. Изучение природы и вещественного состава газа и его распределение в условиях угольных месторождений Ворошиловградской области. – Ворошиловград, 1971.



91. Мерикл Е.Д. Метан угольных пластов: презентация для Украины «Ексон Мобил Експлорейшн Компани» (ЭМЕК). – Февраль 2011. – 12 с.
92. Мурич В.Н., Шустин Б.Г. Отчет по теме «Обобщение результатов работ по изучению малых элементов в гулях ранее разведанных участков с коксующимися углями». – Луганск, 1987.
93. Невзоров О.І. «Узагальнення матеріалів і створення комп'ютерної бази даних з газоносності вугільних пластів Красноармійського, Південно-Донбаського і заходу Донецько-Макіївського геолого-промислових районів Донбасу». – К., 2003.
94. Невзоров О.І. Звіт за темою «Інвентаризація розвіданих запасів вугілля та визначення геолого-вугленосної характеристики ділянок вугільних родовищ для будівництва нових шахт і розрізів». – К., 2006.
95. Несіна Н.І., Маркова Г.Г., Здоровенко М.М. та ін. Звіт про виконані сейсморозвідувальні дослідження 3D на Суходільській площі південно-східної частини ДДЗ. – К., 2011.
96. Овчаренко В.А. Геологический отчет о детальной разведке каменного угля на участке Краснодонском Северном (Луганская обл.). – Ворошиловград, 1984.
97. Охотник А.К. Отчет о поисково-оценочных работах в северной части Новомосковского угленосного района и в зоне южных краевых дислокаций. – Новомосковск, 1980.
98. 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 надання послуг з виконання геолого-тематичної роботи. – К., 2012.
99. Савицький В.І., Говорова З.І. Складання електронної бази даних ГДС по нафтогазоперспективній території Луганської області. – Луганськ, 2008.
100. Спирина О.И. Составление комплекса карт метаморфизма и марочного состава углей по юго- западной части Донецкого бассейна. – Артемовск, 1979.
101. Тердовидов А.С. Оценить ресурсы углеводородных газов угольных месторождений Донецкого бассейна и разработать рациональный комплекс поисково-разведочных работ. – Харьков, 1991.
102. Удосконалення методики вивчення газоносності вугільних родовищ з оцінкою перспектив вугленосних площ Луганської області з метою видобування та використання вуглеводневих газів / Г.З. Задара. – К., 2003.
103. Узагальнення матеріалів і створення комп'ютерної бази даних з газоносності вугільних пластів Красноармійського, Південно-Донбаського і заходу Донецько-Макіївського геолого-промислових районів Донбасу / О.І. Невзоров та ін. – К., 2003.
104. Фальшин М.Н. Геологический отчет о поисково-оценочных работах на уголь на Санжаровской площади в Алмазно-Марьевском геолого-промышленном районе. – Ворошиловград, 1987.
105. Харченко М.В., Вакарчук С.Г., Коваль А.М. Звіт за темою «Вивчення особливостей геологічної будови, напрямків та об'єктів пошуків родовищ вуглеводнів в межах слабовивчених територій і стратиграфічних комплексів нафтогазонасних басейнів України». – Івано-Франківськ, 2010.
106. Шемет В.Г., Омельченко В.В. Результаты комплексных геофизических исследований в межах південного борту ДДЗ на ділянці Білоцерківсько-Левенцівська. – Дніпропетровськ, 2008.
107. Шкуровский Е.Ф., Фальшин М.Н. Курилова Л.М. Геологический отчет о предварительной разведке участка Боржиковско-Селезневского геолого-промышленного района Донбасса за 1974–1977 гг. (подсчет запасов по состоянию на 01.09.1977 г.). – Ворошиловград, 1977.

---

---

## Розділ 2

# ГАЗОГІДРАТИ

### ВСТУП

Цей розділ базується на матеріалах звіту, підготовленого співробітниками Відділення морської геології та осадочного рудоутворення Національного науково-природничого музею під керівництвом академіка НАН України Є.Ф. Шнюкова на замовлення НАК «Нафтогаз України» [14]. Було зроблено узагальнення матеріалів численних морських геологічних експедицій НАН України, що вивчали газо- і гідратоносність північного заходу та північного сходу акваторії Чорного моря. Описані райони розвитку газогідратів, ресурси яких в Чорному морі оцінюються в 25 трлн м<sup>3</sup>. Узагальнено дані про газові факели в акваторії Чорного моря, наведено їх характеристику. Охарактеризовано понад 40 грязьових вулканів та площі їх поширення у Чорному морі.

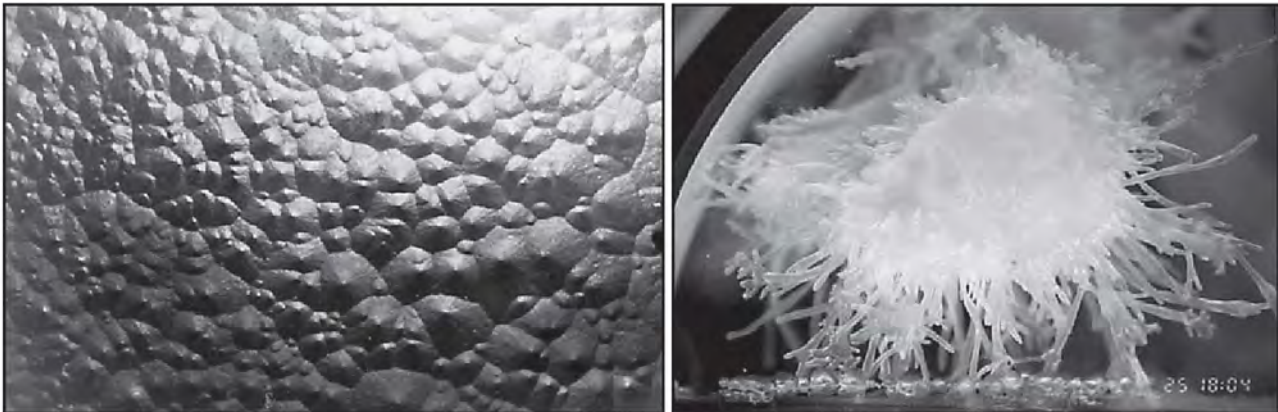
Висока газоносність акваторії Чорного моря фіксувалася здавна. Під час Кримського землетрусу 11 вересня 1927 р. в морі зафіксовані вогняні спалахи, які, вірогідно, супроводжували викиди горючих газів. Про високий ступінь загазованості Чорного моря свідчать результати робіт НДС «Гломар Челленджер» в 1975 р., «Кнорр» – в 1988 р. коли була зафіксована аномальна загазованість донних відкладів [71, 79, 82]. Є численні описи виходу газу на болгарському шельфі [23, 66], північному заході Чорного моря [8, 51, 77], Ломоносівському масиві [73]. Проведені роботи показують високу перспективність нафтогазоносності не тільки шельфової, але й глибоководної частини Чорного моря [11, 12, 41, 57, 69, 75], зокрема, ознакою такої нафтогазоносності є численні газові факели, широкий розвиток яких зафіксовано на північному заході Чорного моря. Поряд з газовими факелами в Чорному і Азовському морях знайдено численні грязьові вулкани, котрі також є ознакою нафтогазоносності [21, 34, 46, 68].

З діяльністю останніх пов'язана більша частина знахідок газогідратів в Чорному морі, через це з'ясування ролі грязьових вулканів в процесі гідратування становить великий інтерес. Газогідрати метану – можливість України в перспективі повною мірою забезпечити себе газом. Загалом Чорне море характеризується аномально високою газовіддачею і заслуговує на першочергове вивчення як потенційно нафтогазоносний полігон. За останні роки в економзоні України працювали наукові судна Франції, Німеччини («Метеор»), проведено кілька європейських експедицій на судні «Професор Водяницький». Аби не опинитись осторонь під час вивчення власної економзони, необхідно якомога швидше розгорнути роботи з дослідження газогідратів у Чорному морі.

Видобуток газів із газогідратів планується «Газпромом» у 2020 р., Японія передбачає почати видобуток газогідратів у западині Нанкай у 2017 р. [3, 15].

## 1. ГАЗОГІДРАТИ ЧОРНОГО МОРЯ

Одним з потенційних нетрадиційних джерел енергії є газогідрати метану (клатрати) – кристалічні тверді сполуки води з вуглеводневими газами, в першу чергу з метаном, які візуально нагадують звичайний лід (рис. 2.1). Кристалічна решітка газогідратів – поліедри – мають до 8 молекул газу на 46 молекул води, найчастіше одну молекулу метану на 6 молекул води у випадку, коли діаметр молекули газу менший  $5,8 \times 10^{-8}$  см ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ). Для крупніших молекул газу – до  $6,7 \times 10^{-8}$  см – (пропан, ізобутан) на одну молекулу газу необхідно 136 молекул води. Н-бутан та пентан газогідратів не утворюють, їх молекули занадто великі. В  $1 \text{ м}^3$  газогідратів метану міститься до  $180\text{--}200 \text{ м}^3$  метану [32, 81].



а

б

**Рис. 2.1.** Масивний кристалогідрат метану, який сформувався на вільному контакті газ–вода (98 атм., 12°C) (а); масивні кристалогідрати метану, утворені в газовому середовищі (86 атм., 3,3°C) (б) [96]

### 1.1. Газові гідрати Світового океану

Припущення про можливість існування газогідратів в газоносних пластах було висунуто ще І.М. Стрижовим у 1946 р., але довгий час реальність цієї ідеї у багатьох дослідників викликала сумніви. Природні газогідрати були вперше встановлені наприкінці 60-х років минулого століття в Мессояхському газовому родовищі в Єнисей-Хатангському прогині, яке довгий час розглядалося як єдиний в світі приклад родовища, де видобуток газу здійснювався з природних гідратів [53, 64]. Відтоді проблема газогідратів в багатьох країнах набула державного значення (США, РФ, Англія, Японія, Індія, Південна Корея та ін.). Зокрема, Конгрес США ухвалив законопроект про фундаментальні дослідження в області розвідки, оцінки запасів і технології розробки газогідратів метану; Японія з 1999 р. здійснює випробування технології видобутку газогідратів у трозі Нанкай з глибини 950 м; в Росії діє довгострокова газогідратна програма ОАО «Газпром», в якій беруть участь співробітники ВНДГАЗ, ІПГН РАН, РДУ наф-



ти та газу ім. І.М. Губкіна, МДУ ім. М.В. Ломоносова, Інституту неорганічної хімії Сибірського відділення РАН, Інституту океанології РАН та ін.

Газогідрати широко розповсюджені у всьому світі в океанічних осадах активних і пасивних континентальних окраїн, глибоководних осадах внутрішньоматерикових морів і озер, у полярних осадах районів вічної мерзлоти [87] (рис. 2.2).

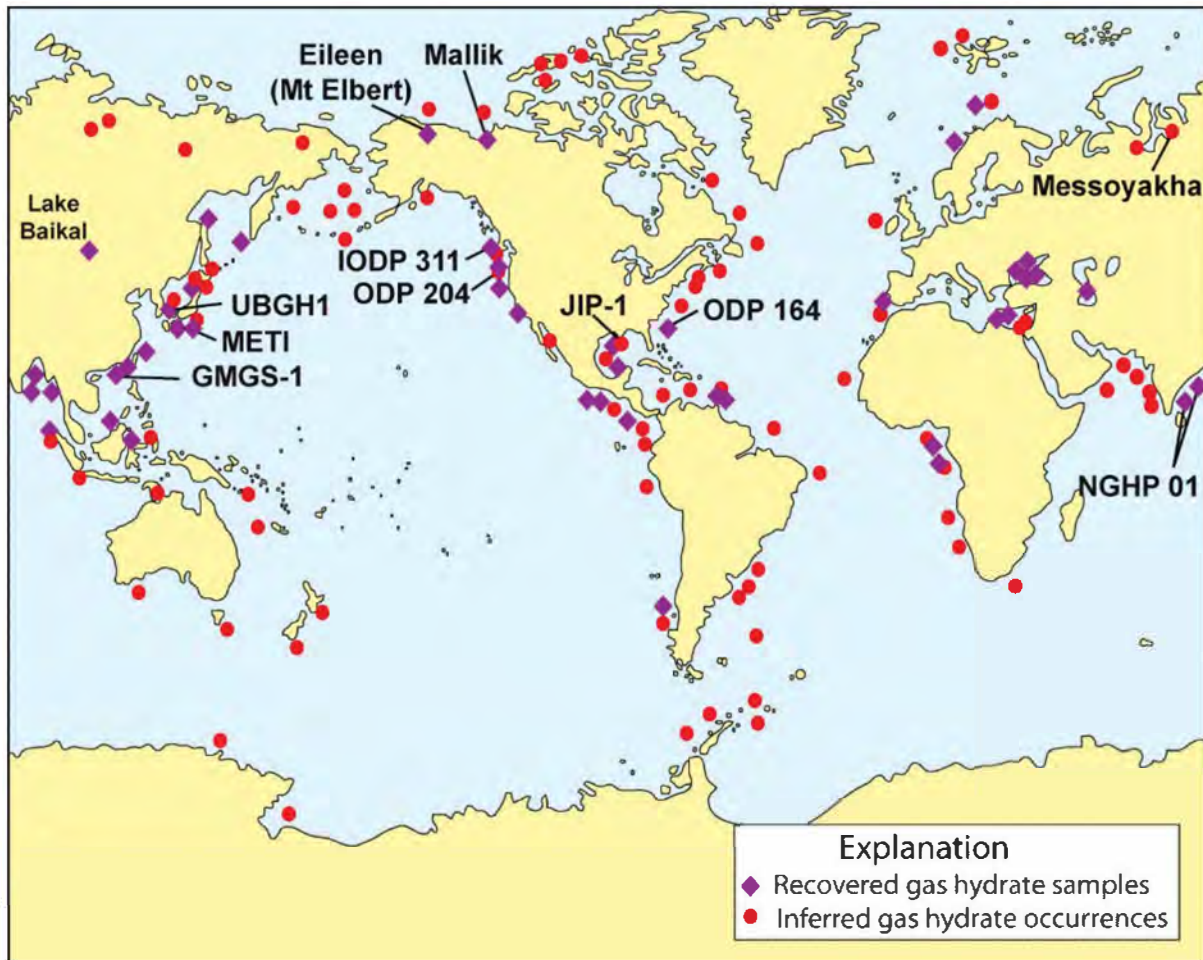


Рис. 2.2. Розповсюдження газогідратів у світі [87]

За оцінками різних дослідників сумарні запаси газогідратів в Світовому океані коливаються від  $2 \cdot 10^{14}$  до  $7,6 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$ . Вочевидь, реальнішою є песимістична оцінка, але й вона в сотні разів більша початкових сумарних газових ресурсів суші –  $0,18 \times 10^{12} \text{ м}^3$  [38, 58-60, 64]. Річ у тім, що глибоководне буріння в ряді регіонів (хребет Блейк-Аутер на Атлантичній окраїні США, Гвінейська затока та ін.) не підтвердило високий ступінь насичення газами (як передбачалося) осадових порід нижче границі BSR (bottom simulating reflection – псевдодонна границя) [24], що й призвело до різкого зниження оцінки ресурсів газогідратів.

Газові гідрати розглядаються як одна з форм знаходження природного газу в надрах (поряд з вільним, водорозчинним та сорбованим), яка жорстко детермінована термодинамічними та геологічними умовами, чому газогідратоносність акваторій зумовлюється скупченнями газових гідратів, а не рівномірним їх розподілом в породах [60]. Положення скупчень гідратів контролюється тем-

пературним полем (зумовлює розчинність газу в воді), полем проникання (зумовлює умови міграції флюїдів), соленистістю вод (впливає на розчинність газу), умовами генерації газу. Основну роль у формуванні скупчень газогідратів у низьких і середніх широтах має фільтрація газовмісних флюїдів. Отже, для формування скупчень газогідратів повинні існувати джерела газу, умови для газогенерації та геологічні умови, сприятливі для газогідратоутворення (у першу чергу – певні температура і тиск).

Існують два головних типи скупчень гідратів: 1) пов'язані з осередками розвантаження флюїдів на дні, які утворюються біля дна та контролюються флюїдопровідниками (грязьові вулкани, діапіри, розломи); 2) не пов'язані з осередками розвантаження, які знаходяться на значній піддонній глибині, але також контролюються потоками флюїдів. Це підтверджується результатами глибоководного буріння, яке виявило приуроченість таких скупчень до зон опріснення та до відносно грубозернистих відкладів. Форма та розмір скупчень, пов'язаних з осередками розвантаження флюїдів, а також розподіл вмісту гідратів у їхніх межах контролюються концентрованим потоком газовмісних флюїдів та дифузійним ореолом розсіювання.

Зокрема, газогідратоносні скупчення хр. Блейк-Аутер, найбільші з відомих, пов'язані з висхідним потоком опрісненої газонасиченої води, який контролюється структурою хребта, а розміщення гідратів у розрізі зумовлене літологічними особливостями відкладів, головним чином їх гранулометричним складом.

Формування газогідратних покладів визначається багатьма факторами, головними з яких є термодинамічний режим, інтенсивність міграції вуглеводнів, склад газу, ступінь насиченості газом і мінералізація пластових вод, структура пористого середовища, літологічна характеристика розрізу, геотермічний градієнт в зоні гідратоутворення, фазовий склад і таке інше.

Утворення газогідратів в субмаринних умовах задовільно описується фільтраційними моделями, які передбачають поставку газу в зону їхнього утворення в фільтраційному потоці. Це може бути як водорозчинний газ, так і газ у вільній фазі. Фільтраційні моделі розрізняються за тим геологічним процесом, який забезпечує фільтраційний напір. Найчастіше це відбувається за елізійною, грязьовулканічною чи газоструминною моделлю. На арктичних шельфах можливе формування скупчень газових гідратів за кріогенною моделлю, яка передбачає їх утворення при екзогенному охолодженні надр у ході багаторічного промерзання. Верхня межа гідратоутворення в акваторіях знаходиться в товщі води, нижня – в породах.

Кількість метану в газових гідратах Світового океану оцінюється від  $1 \cdot 10^{15}$  до  $7,6 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$ , а питомий вміст метану в гідратах – в  $2\text{--}4 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{км}^2$ . В основу оцінки покладені уявлення про широке регіональне поширення газогідратів в значних інтервалах піддонних глибин при значній гідратонасиченості відкладів. Але це, як зазначено вище, не підтверджується фактичними даними. Тому при оцінці газогідратоносності океанічних надр необхідно опиратися на дані прямих спостережень, які характеризують конкретні локальні скупчення. Були до-

сліджені такі скупчення: грязьові вулкани Буздаг у Каспійському морі, Хаакон-Мосбі в Норвезькому морі, Мілано в Середземному морі; осередок розвантаження газу в Охотському морі; аномалії типу VAMP's (Velocity Amplitude features) в Беринговому морі; хр. Блейк-Аутер в Північно-Західній Атлантиці; станції глибоководного буріння: 658 у Перуанському жолобі, 570 і 1041 у Центральноамериканському жолобі, 889 у прибережжі о. Ванкувер. Глибоководним бурінням газогідрати розкриті на шельфі США, Канади, Перу, Коста-Рики, Мексики, Гватемали, біля берегів Японії.

Геологічні запаси газогідратного скупчення хр. Блейк на південно-східній континентальній окраїні США оцінюються в 37,7 трлн м<sup>3</sup> у гідратній формі та 19,3 трлн м<sup>3</sup> вільного газу під газогідратами. Газогідратні поклади на континентальному шельфі Каскадія в Канаді площею близько 6000 км<sup>2</sup> може вміщувати приблизно 2,8 трлн м<sup>3</sup> газу. Ресурси газу в газогідратному покладі Маллік у Північній Канаді можуть сягати 110 млрд м<sup>3</sup> [80].

Скупчення газових гідратів, пов'язані з підводним грязьовим вулканом Хаакон-Мосбі в Норвезькому морі одне з найбільш вивчених. Поширення гідратів в цьому скупченні характеризується концентричною зональністю. В центральній найбільш прогрітій зоні діаметром близько 200 м гідрати не виявлені. Далі від неї розташована зона, в межах якої вміст гідратів не перевищує перші відсотки. Наступна зона зі значними вертикальним і горизонтальним градієнтами температури поблизу дна характеризується найбільшим вмістом гідратів (в середньому 10–20 %). В зовнішній зоні вміст гідратів зменшується від 10 до 0 % з віддаленням від центральних зон. Максимальне віддалення від центру вулкана, на якому були знайдені гідрати, становить близько 700 м.

В акваторіях Японії виявлено 14 гідратних покладів. Наприклад, поклад в жолобі Нанкай площею 160 км<sup>2</sup> складається з трьох пластів на глибині 207–265 м загальною товщиною 17 м, коефіцієнтом гідратонасиченості 40–80 %, вміщує понад  $6 \cdot 10^8$  м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> метану, сумарні запаси оцінюються в 60 трлн м<sup>3</sup> [80]. Інше скупчення газогідратів відкрито на дні Японського моря в 30 км північніше Дзьопу (префектура Ніігата); його запаси оцінюються в 7 трлн м<sup>3</sup> [2].

Для оцінки площі потенційно газогідратоносних акваторій Світового океану виконано прогнозне картування в масштабі 1:15 000 000 [60]. Загальна кількість газу оцінювалася помноженням середнього значення глобальної питомої щільності запасів газу в скупченнях гідратів ( $5 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) на сумарну площу потенційно гідратоносних акваторій ( $35,7 \cdot 10^6$  км<sup>2</sup>) з обмеженням цієї площі ділянками з потужністю осадового чохла не менше 2 км. У результаті встановлено, що в субмаринних газових гідратах міститься не менше ніж  $2 \cdot 10^{14}$  м<sup>3</sup> метану. Ця оцінка може розглядатись як мінімально можлива. За оцінками, прогнозні ресурси газу в газогідратних скупченнях США становлять 9056 трлн м<sup>3</sup>, Індії – 1894 трлн м<sup>3</sup>, Канади – від 45 до 800 трлн м<sup>3</sup> [89, 93, 94].

Оцінювалася кількість газу, що міститься в скупченнях гідратів. Фактичний матеріал свідчить, що за розміром ці скупчення можуть співставлятись як з малими родовищами звичайного газу ( $10^8$ – $10^9$  м<sup>3</sup> газу в скупченнях гідратів, пов'язаних з осередками розвантаження), так і з унікальними родовищами



(до  $10^{13}$  м<sup>3</sup> у скупченні гідратів на хр. Блейк-Аутер). Скупчення гідратів, які пов'язані з осередками розвантаження флюїдів, залягають на дуже малих піддонних глибинах (практично біля дна) і характеризуються найбільшим гідратоутворенням у самих верхніх частинах. Є підстава вважати, що ресурси газу в таких скупченнях можуть розглядатися як відновлювані, тому що газогідратоутворення в умовах розвантаження флюїдів на дні є процесом сучасним. Необхідно зазначити, що, згідно з оцінками, в скупченнях гідратів, приурочених до осередків розвантаження флюїдів, у цілому знаходиться приблизно на порядок менше газу, ніж в інших скупченнях гідратів.

У 2000 р. спільною російсько-бельгійською експедицією в рамках проекту «ІНТАС» було досліджено газопрояв у південній западині оз. Байкал, приурочений до одного з осередків розвантаження флюїдів, раніше виявленого зйомкою локатором бокового огляду і сейсмоакустичним профілюванням [58]. Осередки розвантаження просторово асоційовані з розломною зоною. Гідрати були розкриті ґрунтовим пробовідбірником з льоду при глибині води близько 1380 м і на піддонній глибині всього 16–30 см. Вони являли собою численні включення (до 2 см) як ізометричні, так і пластинчасті, масивні агрегати (до 7 см) з тонкими тріщинами, заповненими мінеральними частинками. За візуальною оцінкою кількість гідратів у відкритій частині гідратовмісного інтервалу сягала 80 % об'єму породи. Переважним компонентом гідратного газу є метан (до 99 %) з домішкою важких вуглеводнів (до 0,13 %). Дані хімічного й ізотопного складу озерної, порової та гідратної води свідчать, що скупчення газогідратів асоціюється з осередками розвантаження газонасиченої, відносно мінералізованої води. Виявлена кореляція між ізотопним складом кисню та водню, пов'язана з вмістом гідратів і обумовлена ефектом ізотопного фракціювання при гідратоутворенні. За даними ізотопного складу кисню та водню порової води кількість газогідратів з осередків розвантаження у відкритій частині скупчення оцінена в 5–10 % об'єму породи. Вважається, що це скупчення газогідратів зумовлене саме вихідною фільтрацією води, а не розвантаженням вільного газу, причому, якщо джерелом газу може бути нижче розташована потужна товща кайнозойських відкладів, то джерело води, ймовірно, знаходиться за межами акваторії озера. Про це свідчить склад радіогенної складової рідкісних газів (аргон, гелій), виділених з газогідратовмісних зразків.

Про глибинну природу метану в скупченнях газогідратів свідчить нерівномірність поширення та велика різниця в масштабах цих скупчень [24]. Річ у тім, що формування крупних та гігантських традиційних нафтогазових скупчень пояснюють латеральною міграцією, концентрацією вуглеводнів в скупченнях з великих нафтогазозбірних площ. Для газогідратів подібні механізми підживлення скупчень, які формуються латеральними перетоками вуглеводнів, як правило, не можуть бути залучені. Газогідрати найчастіше приурочені до приповерхневих обводнених пухких відкладів, у розрізі яких витримані ізолюючі покривки відсутні, що виключає можливість широкомасштабної латеральної міграції вуглеводнів. В багатьох випадках відсутні умови для термokatалітичної генерації газів

(температура 10–20 °С), внутрішньобасейнової латеральної міграції, збереженості від окиснення, а тим більше консервації газів біохімічної генерації.

Ще більші складнощі виникають з джерелами вуглеводнів при формуванні газогідратів у глибоководних умовах (з глибиною океану понад 3 км): у Беринговому морі, на Атлантичній континентальній окраїні США взагалі й хребта Блейк-Аутер зокрема, в ряді глибоководних жолобів на периферії Тихого океану, де осадовий розріз на значних площах є малопотужним (до 1–2 км). У таких регіонах неможлива значна генерація метану, а тим більше рідких вуглеводнів за рахунок органічної речовини осадових порід. Залишаються варіанти зі значною латеральною міграцією глибинних вуглеводнів із зони субдукції в горизонтах зриву в океанічній корі на активних окраїнах і вертикальною міграцією – для пасивних окраїн. Вірогідно, механізми генерації глибинних вуглеводнів на активних (з зонами субдукції) і пасивних окраїнах відрізняються. Для формування скупчень газогідратів в приповерхневих осадах дна океану ці відмінності не принципові, важливішим є те, що газогідратний резервуар сформувався в результаті зледеніння Арктики за декілька останніх мільйонів років з швидкістю  $10^{12}$ – $10^{13}$  г/рік. Ця величина на декілька порядків перевищує можливі щорічні темпи генерації вуглеводнів за рахунок розсіяної органічної речовини осадових порід в катагенезі та діагенезі і вимагає підтоків глибинних флюїдів (ювенільних або рециклічних за своєю природою).

## 1.2. Газові гідрати Чорного моря

Встановлено, що донні відклади Чорного моря мають добрі перспективи щодо наявності покладів газогідратів, які за наявності певних технологій видобутку можуть мати промислову цінність. У Чорному морі газогідрати вперше описані в донних відкладах з глибини 2000 м, де в колонці в 0,5 м від поверхні дна спостерігалися паморозеподібні білі мікрочастинки в порожнинах мулів [27]. Газогідрати були виявлені під час 21 рейсу НДС «Євпаторія» у западині Сорокіна, де на глибині моря 2000 м вони були приурочені до глинистої брекчії в ядрі діапирової структури. Тут в колонці довжиною 70 см знайдено прошарок мономінерального газогідрата потужністю 8 см, білі прожилки в мулі [65].

У 1989–1991 рр. дослідниками «Південморгеологія» знахідки газогідратів зафіксовано в грязьових вулканах МДУ, Вассоевича, академіка Страхова, Безім'яному [6]. У Західно-Чорноморській западині проби газогідратів були підняті на борт НДС «Феодосія» у 1988 р. в інтервалі колонки осадків 0,60–1,95 м, де в брекчійоподібних глинах конусів виносу вулкана, іноді на контакті брекчії з сапропелем, зафіксовані «таблетки» криги (до 7,5 см), дрібні білі кристали і стяжіння [65]. Газогеохімічна зйомка на 200 станціях показала аномальне насичення мулів газами, що, можливо, пов'язане з руйнуванням газогідратів, коли вони потрапляли в несприятливі термодинамічні умови [36, 40].

Пізніше грязьові вулкани западини Сорокіна та газогідрати в сопочній брекчії неодноразово випробувалися спеціалістами МДУ [83], там працювала

німецька експедиція НДС «Метеор» (2001 р.), експедиція НАН України НДС «Професор Водяницький» (2002, 2003 рр.). Газогідрати були знайдені в Гиресунській западині в межах економзони Туреччини [6], на північному заході Чорного моря в 1989 р. під час експедиції на НДС «Михайло Ломоносов» [61].

Наводимо повний розріз колонки ст. 6154:

- 0–0,22 м – мул сірий пелітовий рідкий;
- 0,22–0,44 м – мул сірий, зеленувато-сірий м'якопластичний;
- 0,44–0,60 м – мул білясто-сірий діатомовий гелеподібний, нагадує розмоклий папір, гранульований, піщаної розмірності, гранично газонасичений; при виділенні газів виникали численні каверни та тріщини, був сильний запах сірководню;
- 0,82–2,90 м – мул глинистий зеленувато-сірий в'язкий грудкуватий, з включеннями гідротроїліту та листуватих сапропелевих мулів;
- 2,90–3,07 м – мул глинистий темно-сірий смолистий.

Сильна газовіддача спостерігалася практично повсюдно в інт. 0,44–2,90 м, але найінтенсивніше в інт. 0,44–0,60 м. В кавернах під бінокляром видно білясті кристалики, що швидко зникали; склад газів в інт. 0,44–0,60 м (%):  $\text{CH}_4$  – 68,11,  $\text{CO}_2$  – 24,14,  $\text{N}_2$  – 7,74 (сірководень не визначався). В інт. 0,30–0,60 м муловий розчин при нормальній хлорності характеризується аномальними значеннями лужності (30,766 мг-екв/л) та вмістом сірководню 150 мл/л. Для порівняння: у муловому розчині поверхневого шару (0–0,22 м) лужність 13,064 мг-екв/л і вміст сірководню 2 мл/л.

Існують і інші знахідки газогідратів [7]. Однак у цілому, якщо враховувати більш ніж двадцятирічні зусилля великих наукових колективів, кількість знахідок газогідратів в акваторії Чорного моря відносно незначна. Слід відзначити частий взаємозв'язок знахідок газогідратів з грязьовими вулканами, навіть висловлювалася думка, що приуроченість газогідратів до зон грязьового вулканізму може вказувати на їх генетичний взаємозв'язок [18].

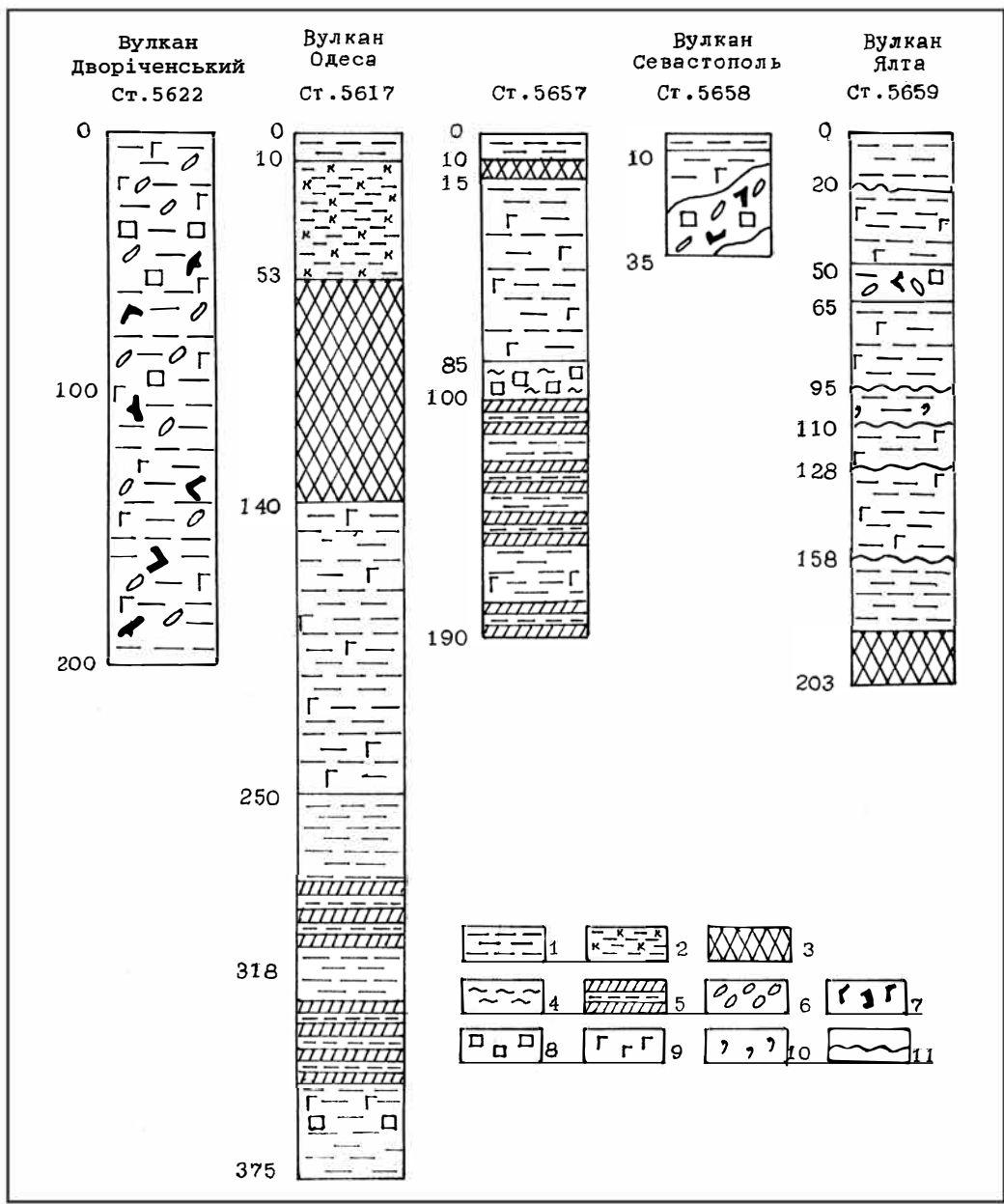
Газогідрати у сопочній брекчії грязьових вулканів виявлені також на Каспії, де в глибоководних грязьових вулканах на підняттях Аби́ха і Шатського знайдені снігоподібні білі або жовтуваті тверді включення, які швидко розкладаються, виділяючи вуглеводневий газ, що легко горить [22].

При вивченні 5 з 26 відомих грязьових вулканів западини Сорокіна (Дворіченський, Севастополь, Ялта, Одеса, Тбілісі) під час 57 і 59 рейсів НДС «Професор Водяницький» було виконано 25 відборів, в 6 колонках виявлені газогідрати, переважно в інтервалі 10–100 см від поверхні дна. Лише на грязьовому вулкані Одеса (ст. 5617) газогідрати виявлено в інтервалі 350–370 см (рис. 2.3). Газогідрати утворюють ксеноморфні стяжіння розмірами до 1 см, частіше за все – 2–5 мм у розрідженій сопочній брекчії, в глинистих і гідротроїлітових мулах.

При складанні моделі передбачуваного Дворіченського родовища газогідратів враховувалися такі їхні особливості [58]:

- в газогідратах стабілізується лише від 1 до 10 % газів, що надходять в зону гідратування;
- дискретність розвитку газогідратів, відсутність їх суцільних покривів;
- відсутність повсюдних виходів і наявність останніх лише в окремих точках;
- газогідрати займають лише 10 % загальної площі зони гідратування;
- поклад газогідратів створює потік висхідної газонасиченої води, а не одних газів.





**Рис. 2.3. Колонки станцій, що містять газогідрати [14]:**

1 – мул; 2 – мул кокколітовий; 3 – сапропель; 4 – глина; 5 – гідротроїліт; 6 – глиняна брекчія; 7 – кам’яна брекчія; 8 – газогідрат; 10 – раковинний детрит; 11 – ерозійний контакт

Прикладом моделі родовища газогідратів є модель, створена для газогідратного покладу грязьового вулкана Хаакон-Мосбі у Норвезькому морі. Тут у центрі кратерного поля в радіусі 100 м зафіксована найвища температура сопочної брекчії +15,4 °С за температури придонної води -0,77 °С. При цьому на відстані близько 200 м від кратера вулкана вміст газогідратів в осадах є найвищим – до 20 %. Вони залягають в донних осадах у самої поверхні дна, з глибиною колонок (довжина до 3 м) вміст газогідратів зменшується. Зовнішній контур покладу газогідратів розміщений на відстані 750 м від кратера. Вважається, що він зумовлений інтенсивністю дифузії газу та розмірами дифузійного ореолу розсіювання [58].

Щодо грязьового вулкана Дворіченський, поклад навколо вулкана має фо-

рму овалу, який повторює контур діапирової складки. Найімовірніше, як і на вулкані Хаакон-Мосбі, в центрі овалу, навколо фонтана, газогідратів немає, що зумовлене температурою потоку висхідних газонасичених вод і газів. В кратері температура сягає  $+9\text{ }^{\circ}\text{C}$  на поверхні дна, а на глибині 6 м –  $+16\text{ }^{\circ}\text{C}$  (данні експедиції на НДС «Метеор» у січні 2002 р.). Тепловий потік досить великий для Чорного моря і становить  $283\text{ мВт/м}^2$  [17]. Концентрації газогідратів значно нижчі, ніж у Норвезькому морі. В той же час осади насичені газогідратами прямо біля поверхні в радіусі сотень метрів від жерла, що нагадує вулкан Хаакон-Мосбі. Величезна потужність і висота газових факелів на вулкані Дворіченський (іноді до 850 м при діаметрі 300–400 м) дозволяють прогнозувати великі розміри покладу.

Вважається, що товщина покладу газогідратів Дворіченського вулкана може сягати 400 м від поверхні дна, він приурочений до четвертинних і неогенових утворень. Щільність насичення осадів газогідратами, вірогідно, з глибиною зростає, тому під шапкою газогідратів можна очікувати існування підгідратного покладу газів. Газогідратний поклад, очевидно, обрамляє смуга газонасичених мулів. Дуже імовірно, що цей поклад перебуває в динамічній рівновазі, розвантажуючись по жерлу вулкана, утворюючи потужні фонтани й у той же час поповнюючись за рахунок газових покладів в глибших поверхах у надрах, найімовірніше в майкопі або в крейді. Походження газів, мабуть, глибинне (рис. 2.4).

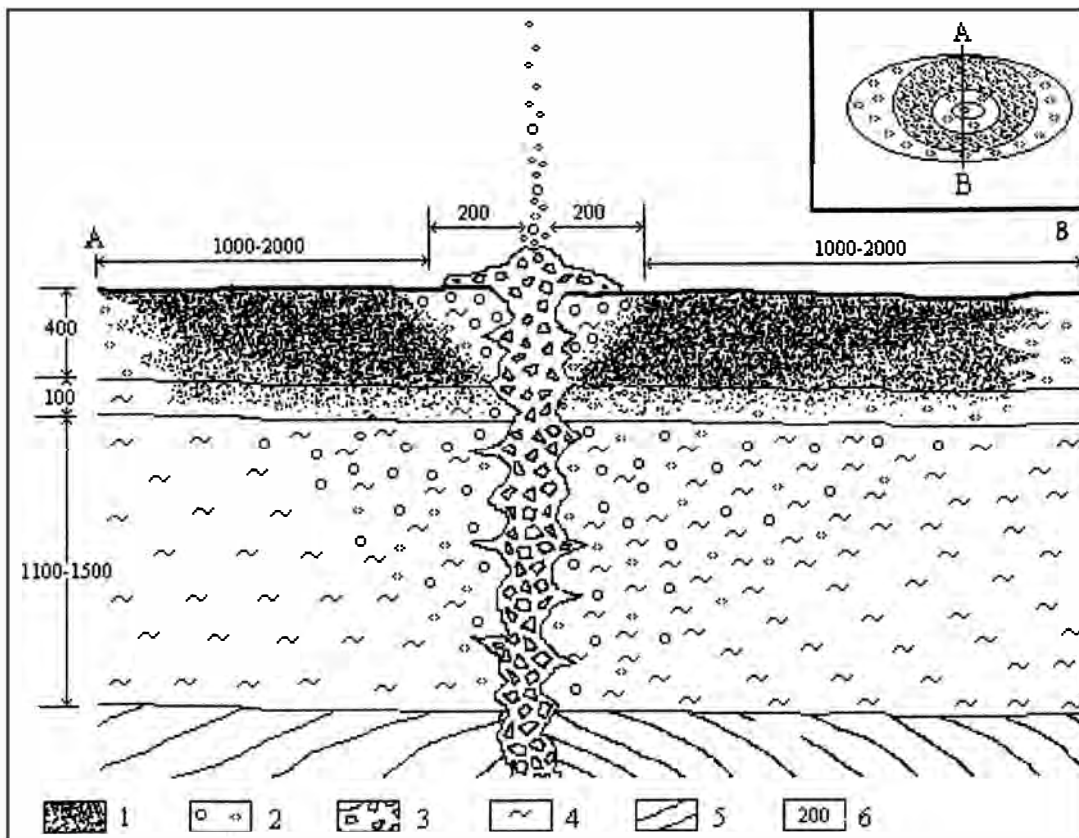


Рис. 2.4. Модель покладу газогідратів грязьового вулкана Дворіченський [14]:

1 – мули, насичені газогідратами; 2 – підгідратний газовий поклад; 3 – сопочна брекчія; 4 – мули; 5 – складки корінних порід; 6 – відстані, м

Газовий склад газогідратів має важливе значення для визначення термодинамічних умов їх утворення, якими визначається розповсюдженість газогідратів як за площею, так і в розрізі. Присутність  $\text{CO}_2$  обумовлює виникнення карбонатних споруд над структурами витікання газів, які можуть бути критеріями знаходження точок витікання газів і газогідратів. Ю.А. Бяков, Р.П. Круглякова [6] виділяють два типи газогідратів. У першому типі (грязьові вулкани МДУ, академіка Страхова, Безім'яний) метан міститься в кількості 93,3–95,7 %, його гомологи – 4,3–6,7 %, присутні азот (0,7–1,8 %), вуглекислий газ (0,85 %), сірководень (0,25 %). У другому типі газогідратів (грязьовий вулкан Вассоєвича) міститься лише метан.

Газогідрати з глибоководної частини Чорного моря (на південь від Ялти) містять у середньому 95 % метану і до 4 % етану [18]. Газогідрати з сопочної брекчії грязьового вулкана містять 97–98 % метану, 0,02–0,4% етану, 0,5–0,9 %  $\text{CO}_2$ , 0,25 % сірководню [65]. На північному заході Чорного моря газогідрати містять (%):  $\text{CH}_4$  – 44;  $\text{C}_2\text{H}_6$  – 16,6;  $\text{C}_3\text{H}_8$  – 17,1;  $\text{C}_3\text{H}_6$  – 10,2;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  – 1,7;  $\text{H-C}_4\text{O}_{10}$  – 10,3, виявлені пентан і бутан. Отже, склад чорноморських газогідратів змінюється в широких межах, але переважає метан з домішкою інших газів. Ізотопний склад вуглецю ( $\delta^{13}\text{C}$  – 61,80–63,55 ‰) свідчить про змішану (біохімічну і термокаталітичну) природу вуглеводню [6].

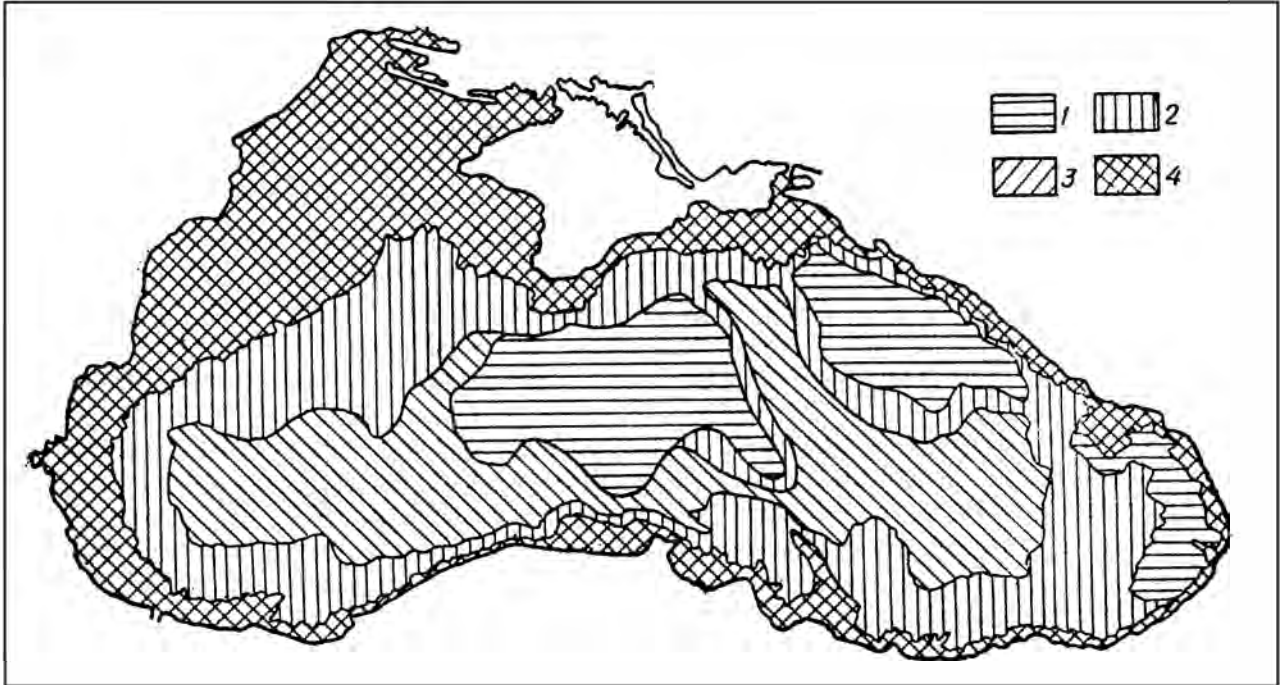
Для виникнення газогідратів метану необхідні високий тиск та низькі температури, що зумовлює їх розвиток в зонах вічної мерзлоти або в глибинах морів і океанів.

За оцінкою О.Д. Корсакова та ін. [36, 37], майже на всій глибоководній западині Чорного моря існують сприятливі умови для утворення газогідратів (рис. 2.5). Встановлено, що їх утворення можливе при глибинах води 300–350 м, а для чистого метану – починаючи з глибин 700–750 м. Нижня межа розвитку гідратів у товщі осадових за геотермічними даними становить в середньому 400–500 м – так звана зона гідратоутворення. Ці зони в Чорному морі локалізовані переважно в четвертинних осадах, потужність яких сягає 1–3 км, зрідка (прогин Сорокіна) – навіть у неогені. Найперспективнішою є центральна глибоководна частина Чорного моря, що включає склепінні ділянки валів Шатського і Андрусова, схід Західно-Чорноморської западини, материковий схил між Анапою і Сочі, Туапсинську западину, материковий схил, починаючи від глибин 700–800 м до його підніжжя, конуси виносу палеорічок, зони суспензійних потоків і зсувів. Заслужують на увагу і діапирові структури, особливо ускладнені грязьовими вулканами, де можливі сприятливі термобаричні умови гідратоутворення (рис. 2.6).

За даними геофізичних досліджень потужність покладів газогідратів може становити до 300–500 м. Вважається, що при заповненні газогідратами 65–70 % обсягу пор осади стають непроникними і можуть слугувати покривками в пастках вуглеводневих газів [19, 64]. У результаті під шапками газогідратів можуть утворюватися підгідратні поклади газів, що є важливим для оцінки перспективності чорноморської западини. Сейсмогеологічна модель газогідратного покладу виглядає як відносно однорідний пласт, що має знижену щільність і підви-

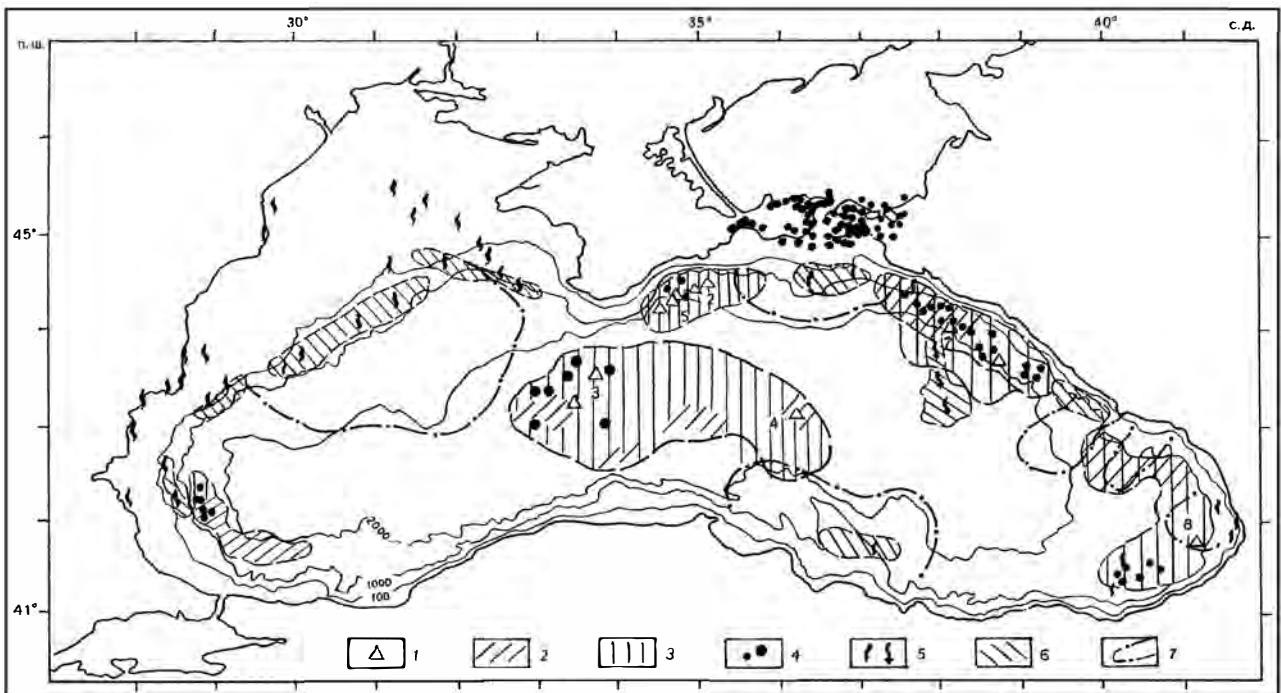


щону швидкість пружних хвиль, з контрастними межами. Верхня межа майже збігається з поверхнею дна, нижня відповідає граничній глибині термобаричної стабільності гідратів, грубо повторює рельєф дна і нерідко перетинає літологічні межі.



**Рис. 2.5. Карта перспектив газоносності зони гідратоутворення Чорноморської западини [36]:**

1 – високоперспективні; 2 – перспективні; 3 – малоперспективні; 4 – безперспективні



**Рис. 2.6. Ознаки присутності в осадках газогідратів та газу, що залягає неглибоко [47]:**

1 – знахідки газогідратів; 2 – сейсмічні ознаки газогідратів (BSR, VAMP); 3 – найперспективніші райони для пошуку газогідратів; 4 – грязьові вулкани; 5 – зони інтенсивного розвантаження флюїдів; 6 – газові джерела; 7 – підводні конуси

Сумарні ресурси газу в глибоководній частині Чорного моря оцінюються в 20–25 трлн м<sup>3</sup>, в тому числі для центральної частини – в 7,0–7,7 трлн м<sup>3</sup> і для східної – в 5,7–7,0 трлн м<sup>3</sup> [36, 37]. За іншими оцінками ресурси газогідратів у донних осадах Чорного моря становлять 300–350·10<sup>9</sup> м<sup>3</sup>, причому вміст газу в них становить 42–49·10<sup>12</sup> м<sup>3</sup> метану [7].

Пошуки газогідратів здійснюються геофізичними методами, зокрема встановленням відбивного сейсмічного горизонту, що відповідає морському дну, вивченням теплових аномалій (температури води), геотермічними вимірами донних відкладів. Геофізичні дослідження останніх років дозволили розширити та уточнити уявлення про розвиток газогідратів. Так, румунськими геофізиками були проведені сейсмічні дослідження в глибокій частині дельти Дунаю. Характерні ознаки газогідратів (границя BSR та інші) виявлені на площі 2900 км<sup>2</sup> (рис. 2.7). Зокрема, встановлене місцями п'ятикратне повторення цієї межі в розрізі відкладів, що призвело до дискусії відносно природи цього явища. Обговорюються питання різниці хімізму газогідратів а також впливу на їх утворення змін температури під час зледенінь [90].

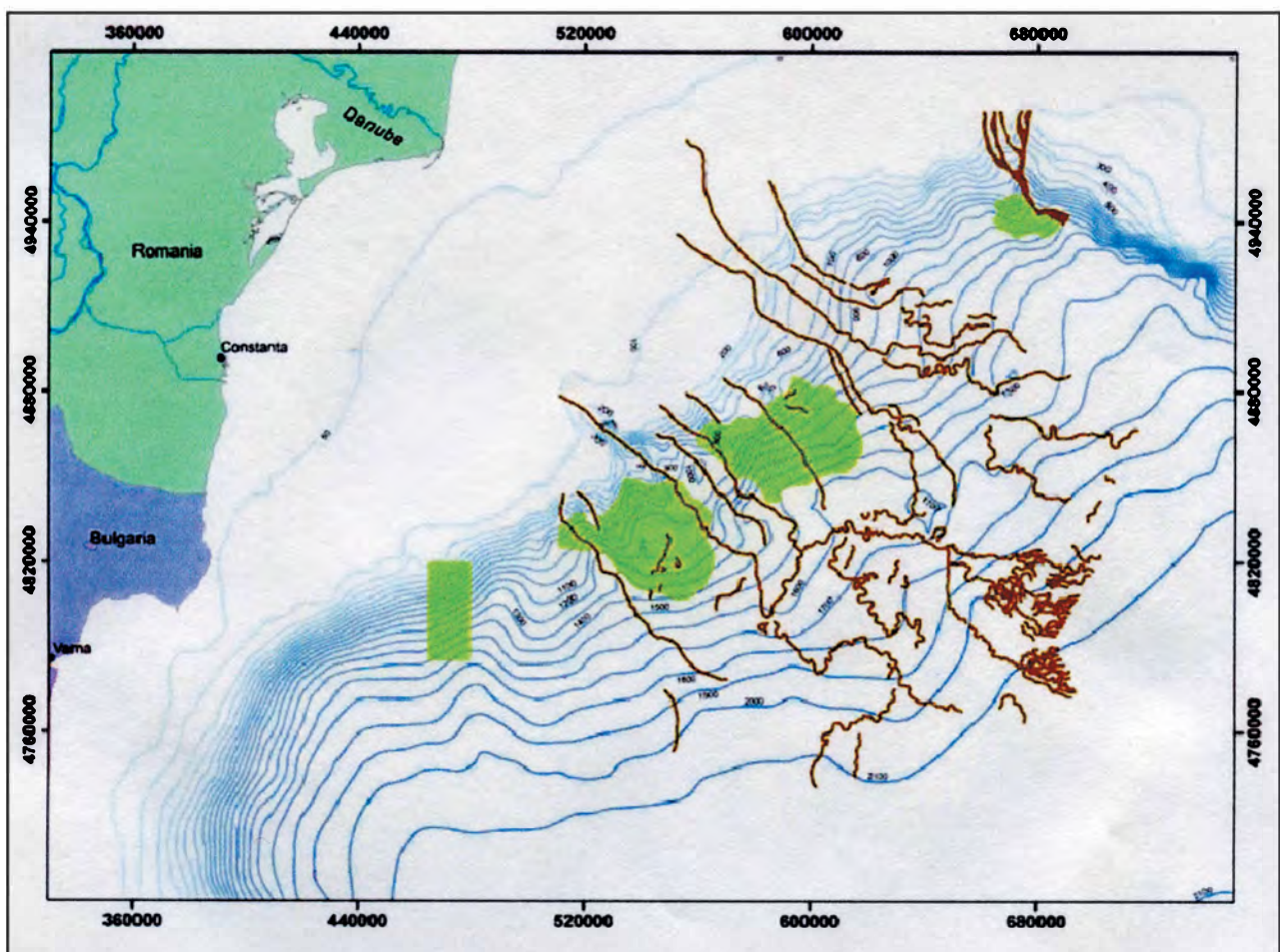


Рис. 2.7. Площі розповсюдження BSR (псевдодонної границі) (світло-зелене) і руслових каналів північно-західного шельфу Чорного моря [86, 90, 95]

За замовленням компанії «Роснафта» вивчення газогідратів в Туапсинській западині було проведене співробітниками Московського університету. Знайде-



но декілька площ розвитку газогідратів, між якими розміщені грязьові вулкани, часом з викидом нафти. Колонки з нафтою підняті в декількох місцях Туапсинської западини. В розрізі виявлені границі BSR, що повторюються тричі, природа яких є предметом дискусії.

Геофізичні роботи на газогідрати проведені німецькими фахівцями в економічній зоні України під час біологічних досліджень на захід від Севастополя у в усті палео-Дніпра (палео-Каланчака). Площа розвитку газогідратів оцінюється в  $805 \text{ км}^2$  при товщині газогідратного шару до 100 м та глибинах води 700–1350 м [86, 95]. Дослідження газогідратів в цьому районі в 2010–2011 рр. здійснили співробітники Інституту геофізики НАН України. Газогідрати в западині Сорокіна вивчали німецькі фахівці в 2010 р. з борту судна «Марі Мерієн». Результати цих робіт поки не опубліковані.

Пошуковими ознаками газогідратів є високий вміст органічної речовини в донних осадах, взаємозв'язок газогідратів з газонасиченими мулами. Зокрема, на полігоні на південь від Криму газогідрати приурочені до смуги осадів з аномальною газонасиченістю метаном – від 20 до  $350 \text{ см}^3/\text{т}$  на фоні  $0,2-1 \cdot 10^{-2} \text{ см}^3/\text{т}$ ; важкими вуглеводнями –  $0,2-11,6 \cdot 10^{-2} \text{ см}^3/\text{т}$  на фоні  $5 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{т}$  [37]. Такий характер дегазації, вірогідно, залежить від термодинамічного руйнування кристалогідратів при підйомі їх на поверхню і може розглядається як одна з ознак гідратоутворення. Ознакою газогідратних покладів може бути зниження температури покладу, зміна складу газів, опріснення пластової води [40, 64, 65]. Нерідко знахідки газогідратів приурочені до ділянок опріснення придонних вод, особливо в каньйонах і на північно-західному материковому схилі. Вважається, що підвищення мінералізації води призводить до зниження тиску пари води над поверхнею розчину, а, отже, ускладнює процеси гідратоутворення; у той же час є дані, що наявність у воді NaCl в межах 2–6 % суттєво не змінює параметри гідратоутворення. Є думка, що розкладання газогідратів призводить до виділення прісної води, збагаченої дейтерієм, отож, гідратоутворення супроводжується фракціонуванням ізотопів водню і, можливо, кисню.

Отже, газогідрати Чорного моря є дуже важливим джерелом вуглеводнів і проблема їх видобутку є однією з провідних для енергетичного забезпечення країн чорноморського регіону. Тому пошуки, розвідка і розробка газогідратних покладів будуть дуже актуальними у найближчому майбутньому.

### 1.3. Технологія розробки газогідратних покладів

Для отримання газу з газогідратів необхідно перевести газ із твердого стану в вільний безпосередньо в пласті. Це досягається нагріванням колектору вище температури утворення гідратів, зниження пластового тиску нижче тиску рівноваги гідратів, закачування в колектор інгібіторів (метанол, глюколь та ін.) для зниження стабільності гідратів [2, 80].

Складнощі видобування газогідратів обумовлені їх фізичними властивостями, умовами залягання і формування [44]. Річ у тім, що в морських осадах гі-



драти перебувають в переохолодженому стані і є цементуючим компонентом, а коли кількість гідрату в породі перевищує 15 %, вона стає непроникною для газу, що може сприяти виникненню газових покладів під газогідратами. Газогідрати в природному стані є твердою речовиною, яка спонтанно газифікується при зниженні тиску чи підвищенні температури. Однак зниження тиску без теплового впливу призводить до ендотермічного охолодження, завдяки чому зовнішня поверхня покривається кіркою льоду, що обмежує дифузію і подальше утворення газу. Тому в континентальних умовах видобуток газу з газогідратів завжди пов'язаний з термальним впливом на пласт. Це досягається закачуванням у свердловину гарячої води, розчинів чи пари з наступним поверненням газо-водяної пульпи в режимі ерліфту через введену до свердловини відвідну трубу [97].

Основним способом відбору газогідратів у морських умовах вважається їхнє перетворення в пласті у вільний стан з наступним відбором традиційними засобами. Перевід газогідратів у вільний стан може здійснюватися зниженням пластового тиску, інжекцією в пласт реагентів, які сприяють розкладу гідратів, під впливом високочастотних полів і таке інше. Ці методи мають свої переваги та обмеження в залежності від геологічних умов та термодинамічних характеристик газогідратного покладу. Наприклад, для розробки газогідратних покладів невеликої потужності, які мають непроникну літологічну покривку та низькопроникні породи на межі газовадноного контакту, при незначному переохолодженні гідратних пластів ефективною технологією може бути зниження пластового тиску нижче рівноважного з наступним відбором газу. За умови значного переохолодження газогідратного покладу, коли для розкладу гідрату потрібні високі депресії на пласт, зниження пластового тиску для розкладу гідратів неможливе без використання спеціальних методів обробки пласта.

Оригінальний спосіб видобутку газогідратів запропонувала компанія ІНЕКОТЕХ [98]. Він застосовується у випадку, коли кривля підводних газогідратних покладів збігається з поверхнею дна, чи перекрита малопотужними (не більше 1–2 м) пухкими осадами. З борту судна на ґрунт, якій вміщує поклад газогідрату, опускається полусферичний ковпак-уловлювач з трьома шлангами. Одним з них на кривлю покладу насосом нагнітають відносно теплу поверхневу морську воду (при необхідності штучно підігріту), яка розкладає газогідрат. Прісна вода, яка при цьому виділяється, накопичується в корпусі уловлювача над шаром солоної, більш важкої води, і може відкачуватися другим шлангом. Газоподібний метан поступає з верхньої частини уловлювача по третьому шлангу в бортові ємності. Якщо температура поверхневого шару морської води занадто низька (нижче +10 °С), з аналогічних ковпаків-уловлювачів викачують морську воду за його межі, знижуючи тим самим усередині уловлювача гідростатичний тиск. При цьому газогідрат розкладається з утворенням прісної води і метану, які відкачують аналогічним чином. Оптимальний діаметр ковпака-уловлювача – 5 м, одночасно з судна може бути задіяно декілька апаратів.

Обмежуючими факторами розробки газогідратних покладів можуть бути винос піску з призабійної зони свердловини і величина припустимої депресії на

пласт, яка виключає руйнування порового простору та винос вмісних порід. Остання визначається геологічними факторами і залежить від ступеня переохолодження газогідратних покладів, яка для газогідратних покладів Чорного моря дорівнює 14 °С [44]. У газогідратних покладах великої потужності з високим ступенем переохолодження для розкладу гідрату доцільно використовувати методи теплового або термохімічного впливу на пласт, з урахуванням кількості тепла, потрібного для розкладу гідрату, а також теплоємності гідрату та вмісних порід. При значному переохолодженні газогідратних покладів, коли для розкладу гідрату необхідно прогрівати всю товщу вмісних порід на 10–20 градусів, видобуток газу може бути нерентабельним.

На основі досліджень утворення та розкладу форм кристалогідратів розроблені технології запобігання утворенню гідратних пробок при видобутку, транспортуванні та переробці газів за допомогою кінетичних інгібіторів і антиагломератів на базі різних полімерів, які знижують ступінь переохолодження, необхідний для початку утворення гідратів [44]. Гідрати, які утворюються, у вигляді гідратної пульпи транспортуються до пунктів сепарації з подальшим розділом. Такі інгібітори ефективні короткий час і при зупинках систем транспортування газу на декілька годин гідрати можуть повністю перекрити трубопровід. Для ліквідації гідратних скупчень у свердловинах і трубопроводах існують різні технології. Для розробки глибоководних родовищ передбачається інгібування гідратоутворення та вилучення гідратів, які утворюються (наприклад, Мексиканська затока, шельф Західної Африки, де високі пластові тиски та низькі температури на морському дні сприяють прискореному утворенню гідратів) [48]. Витрати на боротьбу з гідратними пробками в глибоководних трубопроводах можуть бути дуже великими, тому що для розкладу кожної такої пробки може знадобитися від декількох днів до декількох місяців.

У 2002 р. пробурено три свердловини і здійснені експерименти з видобутку газу газогідратів родовища Маллік в дельті р. Маккензі. Приплив газу викликаний зниженням тиску на забої свердловини і за допомогою теплової дії. Забійний тиск знижувався пластодослідником спеціальної конструкції. В результаті досліджень одержані криві відновлення тиску та проби пластових флюїдів. При циркуляції гарячої води на забої з  $t=90$  °С протягом 5 діб було добуто 468 м<sup>3</sup> газогідратного газу [3]. В Японії в 2004 р. планувалося пробурити дві свердловини (одна з них – горизонтальна) на газогідратному родовищі Нансей, пробний видобуток газу провести в 2007 р., а в 2017 р. планується розпочати його промислову розробку.

#### 1.4. Газонасичені мули

У різних районах Чорного моря знайдено мули, насичені газами, в основному метаном, зокрема, на шельфі Болгарії (рейси судів «Професор Штокман» і «Витязь»). Підвищений вміст метану виявлено в природних водах і в донних осадах. З глибиною в голоценових відкладах (від 0,5 до 1,75 м) вміст метану

зростає від 0,013 до 37,1 мл/дм<sup>3</sup>. Газонасичені мули знайдено й у Західно-Чорноморській западині, де вміст газу становить 3–200 см<sup>3</sup> на 1 кг вологого мулу. Гази представлені переважно метаном і СО<sub>2</sub>, у підпорядкованих кількостях присутні азот і сірководень [9, 66]. Газонасичені мули зафіксовано в діатомових мулах Дунайського каньйону [65].

Вміст метану в четвертинних відкладах Керченсько-Таманського шельфу варіює від десятих часток до 1 мл/кг осаду, соті частки мл/кг становлять гомологи метану [67]; аномальний вміст метану зафіксовано у водах цього району [18]. Вуглеводневі газу присутні в донних осадах Чорного моря [40]. При проведенні робіт у північно-західній частині Чорного моря у 1989 р. Є.Ф. Шнюковим та ін. були підняті й вивчені газонасичені мули [14].

Під час експедиції на НДС «Іхтіандр» у 1993 р. на південний захід від м. Севастополь виявлено дві аномалії газонасичених мулів у підшві материкового схилу (рис. 2.8) [68]. Мули пелітові, кокколітові, діатомові, сапропелеподібні, характеризуються високими, на 2–3 порядки вище фону, концентраціями метану. В газонасичених мулах з глибиною відмічається зростання газонасиченості і площа аномалії збільшується. Крім метану в газах газонасичених осадів встановлено водень у кількості від слідів до  $61,5 \cdot 10^{-3}$  мл/л.

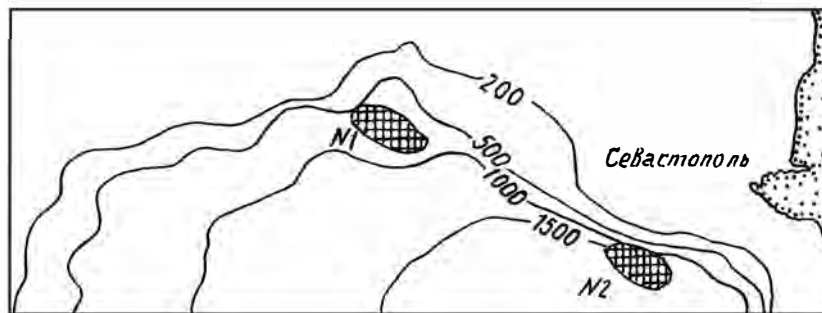


Рис. 2.8. Розташування аномальних зон газонасичених мулів (№ 1, 2), вивчених в експедиції на НДС «Іхтіандр» [10]

Отже, газонасичені мули значно поширені в Чорному морі. Вірогідно, такі мули вміщують велику кількість газів, у першу чергу метану, і у майбутньому можуть мати промислове значення, хоча їхній потенціал ще треба встановити.

Багато авторів відстоюють ідею щодо біохімічного генезису метану в голоценових відкладах [5, 66], інші вважають, що метан мігрує в них з глибоких горизонтів підстелюючих товщ [23, 77]. На користь останньої точки зору свідчить, зокрема, розташування газонасичених мулів у зоні порушень під материковим схилом. Ймовірно, газонасичені мули формуються за рахунок розвантаження глибинних джерел у розломах, які можуть бути певною пошуковою ознакою. Вірогідно, вони є продуктами руйнування газогідратів в цих зонах.



## 2. ІНШІ ПРОЯВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ У ЧОРНОМУ МОРІ

### 2.1. Газовий вулканізм

Газовий вулканізм – широке поняття, що включає як уявлення про грязьовий вулканізм, так і відомості про газові факели та явища, що їх супроводжують. Грязьові вулкани поширені в межах нафтогазоносних басейнів у багатьох районах земної кулі, хоча далеко не всі нафтогазоносні басейни є зонами розвитку грязьового вулканізму. За підрахунками Р.Р. Рахманова [55], грязьовий вулканізм проявився у 25 нафтогазоносних басейнах, тоді як приблизно в 170 басейнах грязьових вулканів немає. Це пояснюється розвитком грязьового вулканізму лише в тих регіонах, де нафтогазоносні пласти характеризуються аномально високим тиском [30], хоча існують райони, де нафтогазоносні пласти мають аномально високий тиск, а грязьові вулкани відсутні. Для виникнення останніх разом з аномально високими тисками в нафтогазоносних пластах необхідні ще певні геологічні умови. Таким чином, грязьові вулкани є індикаторами нафтогазоносності, хоча тривалий час вважалось, що грязьовулканічна діяльність свідчить про останні стадії руйнування нафтогазоносних покладів.

Взаємозв'язок міграції вуглеводнів з грязьовулканічною діяльністю встановлений для Південно-Каспійської западини на прикладі грязьового вулкана Локбатан і однойменного нафтопромислу [1, 45]. У 1933 р. свердловина № 45 в 1,5 км на схід від кратера вулкана дала величезний нафтовий фонтан – 20 тис. т/добу. На грязьовому вулкані відбулося понад 20 вивержень, але розробка нафти продовжується і досі. Більше того, буріння глибоких, до 5000 м, експлуатаційних свердловин і розробка покладу практично не зменшили активності вулкана Локбатан. Усього на промислі добуто 30 млн т нафти, понад 800 млн м<sup>3</sup> вільного газу і понад 1 млрд м<sup>3</sup> нафтового газу. Встановлено кореляцію між обсягами викинутих газів і частотою виверження грязьового вулкана. Численні подальші знахідки нафтових і газових родовищ у районах розвитку грязьових вулканів в Азербайджані остаточно похитнули тезу про руйнівну роль грязьових вулканів.

Існують різні погляди на джерело діяльності грязьових вулканів Азербайджану. Одні автори вважають, що обсяги вуглеводневих газів, необхідні для діяльності грязьових вулканів, були генеровані осадовою товщею Південно-Каспійської западини [30]. Інші, навпаки, вважають, що джерелом активності грязьових вулканів не можуть бути поклади газів в осадовому чохлі, джерело вуглеводнів – глибинне, що лежить нижче подошви осадового розрізу і діяльність грязьових вулканів можлива лише при постійному інтенсивному підживленні їх глибоких (проміжних) осередків у подошві осадового розрізу за рахунок глибинної дегазації [39]. Нафтонакопичення і грязьовулканічна діяльність парагенетично пов'язані як такі, що живляться продуктами глибинної дегазації і мають єдині підвідні канали – розривні порушення.

Для пояснення глибинного походження газів розроблена концепція корових хвилеводів [26, 31]. Згідно з цією концепцією, у верхній корі на глибинах 10–15 км існують горизонтальні тріщинувато-пористі насичені шари (корові хвилеводи), які періодично стискаються та розширюються. Через це в них закачуються і викачуються флюїди (в основному водні) з верхньої кори. При низхідних рухах флюїди розчиняють вуглеводні та поставляють їх у зону хвильоводів. Розчинність вуглеводнів у воді в термодинамічних умовах зони хвильоводів різко підвищується, виникають умови для концентрації вуглеводнів, які при потраплянні у висхідні потоки при зустрічі з пастками створюють нафтогазові родовища, а в зонах розломів призводить до виникнення газових викидів чи грязьових вулканів.

Одним з активних проявів грязьового вулканізму є Керченсько-Таманська область. На відміну від Азербайджану тут максимальна активність грязьовулканічної діяльності припадає не на антропоген (як в Азербайджані), а на неоген. У Керченсько-Таманській області встановлено потужний (до 13–15 км) осадовий чохол, в якому виділяються тріасово-юрський, нижньокрейдовий, верхньокрейдово-палеогеновий і олігоцен-неогеновий поверхи нафтогазоносності [25]. Вірогідно, існують і давніші поверхи нафтогазоносності. Можна припускати, що корені грязьових вулканів простежуються до глибин 18–20 км і глибше. Вірогідно, що грязьові вулкани Керченсько-Таманської області дренують, сприяють спустошенню верхніх поверхів нафтогазоносності й у той же час є шляхами їх підживлення за рахунок глибших надр, хоча прямих доказів ідеї про постійне підживлення грязьових вулканів за рахунок мантийної дегазації поки не існує. Грязьові вулкани району дренують не лише верхні, а й мезозойські поверхи нафтогазоносності, оскільки вони розташовані на склепіннях мезозойських позитивних структур. Підживлення палеозойського поверху і дронування нафтоносних поверхів, що лежать вище, було найінтенсивнішим у неогені; в антропогені ці процеси були менш активні.

Відомі випадки прямого використання грязьових вулканів. Наприклад, гази Центрального озера Булганацького грязьовулканічного осередка (дебіт близько 100 м<sup>3</sup> на добу) використовувалися як підсобне паливо для кухні борного заводу в 20–30-х років ХХ ст. На жаль, наявність у складі газів СО<sub>2</sub> (до 42,8 %) ускладнювала експлуатацію цього джерела [6].

Однією з ознак скупчень вуглеводнів на глибині є природні поверхневі виходи нафти та газу, пов'язані з просякненням нафти, газу й бітумів із надр землі. Встановлено, що поверхневі нафтопрояви приурочені до зон розломів, по яких нафта надходить до поверхні з глибоких горизонтів. Вони є об'єктами детального вивчення і вважаються важливою пошуковою ознакою. Однак багаті нафтопрояви не завжди вказують на наявність крупних скупчень нафти й газу в надрах землі. Так, під інтенсивними поверхневими виходами нафти й газу на Сураханській площі в Азербайджані, на площі Міккітрі в Каліфорнії (США) виявлені крупні родовища нафти, але під величезним асфальтовим озером на острові Тринідад, чи під асфальтовим озером на Сахаліні в Росії виявлені дуже невеликі прояви нафти. Не виправдало надій і Мертве море, з dna якого підніма-

ються величезні брили асфальту, але там не виявлено крупних родовищ нафти чи газу.

Цікаві дані отримані щодо газоносності Чорного моря. Зокрема, саме з дна Чорного моря вперше в світі були підняті кристали газогідратів, завдяки чому тут у 1975 р. проводило дослідження наукове судно «Гломар Челленджер». Було пробурено шість свердловин на станціях № 379, 380 і 381 загальним метражем 2738 м, при цьому в центральній частині моря при глибині 2115 м було пройдено 1073,5 м. Породи виявились дуже загазованими. Керн зі свердловини 379А на інт. 44–444 м аналізувався на наявність газогідратів, які були виявлені в усіх зразках. Американські дослідники дійшли висновку про високі перспективи гідратоносності Чорного моря. При проведенні сейсмічних досліджень були виявлені грязьові вулкани в глибоководній частині моря, переважно в западині Сорокіна.

Ознакою перспективності донних осадів Чорного моря є дані про високу загазованість його глибинних вод, зокрема, дослідження американського науково-дослідного судна «Кнорр» у 1988 р. довели, що води Чорного моря містять метан в кількості 11  $\mu\text{M}$ , починаючи з глибини 550–600 м до самого дна. Загальну кількість метану в глибинних водах Чорного моря можна оцінити в 80 млрд  $\text{m}^3$  метану. В Чорному морі виявлено 1200 виходів метану. Газ, що надходить з дна моря, включає: метан (97%), етан (до 4,7%), і пропан (0,7%) і за своїм компонентним складом подібний до газів Голіцинського і Штормового газоконденсатних родовищ.

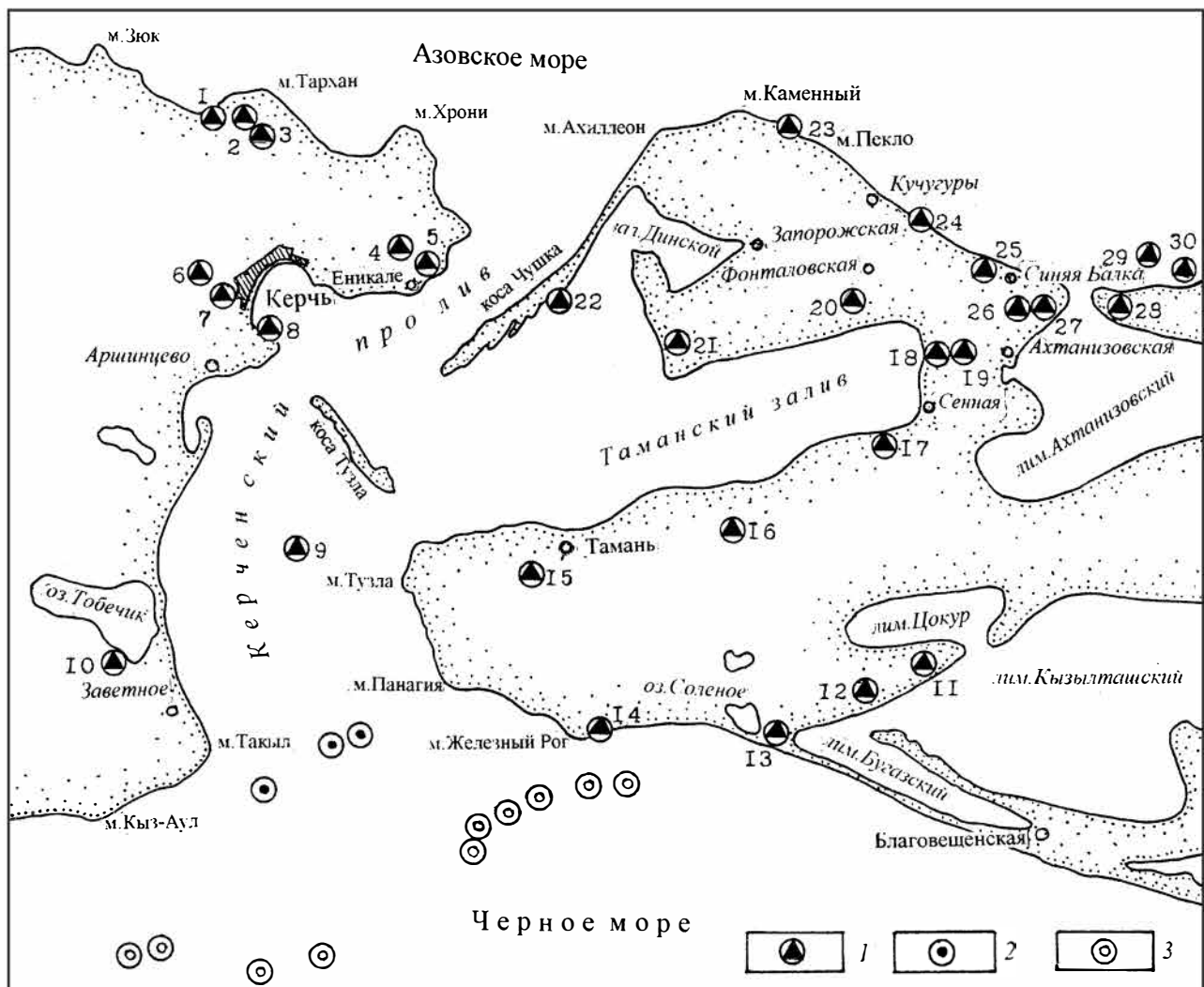
Отже, наявність численних виходів газу з дна Чорного моря, широкий розвиток газогідратних скупчень, активний грязьовий вулканізм, а також інтенсивна загазованість донних осадків дозволяють дійти висновку, що Чорне море є одним з найперспективніших щодо газо-, нафто-, і гідратоносності регіонів світу [91, 92].

### 2.2. Грязьовий вулканізм Азово-Чорноморського басейну

Грязьовий вулканізм – одне з найцікавіших явищ природи. Протягом багатьох років його вивчали в межах суші, особливо в Кримсько-Кавказькому регіоні. Останніми роками з'являється все більше матеріалів вивчення грязьових вулканів у Чорному морі, на Каспії та в інших водних басейнах. Причини інтересу до грязьового вулканізму очевидні. В районах шельфу грязьові вулкани – це пошукова ознака при розвідці нафтових і газових родовищ. Крім того, в деяких мілководних акваторіях Чорноморського басейну грязьовий вулканізм може призвести до раптового утворення небезпечних для судноплавства мілин, що вже трапилося в Керченській протоці. Вивчення сірководневих джерел, що супроводжують грязьові вулкани, має екологічне значення, оскільки сірководень бере участь у формуванні гідрохімічного складу чорноморських вод, що дуже важливо для біологічного стану моря. Масштабні викиди газів можуть виявитися небезпечними для мореплавства навіть в глибоководних районах моря.



Перші згадки про грязьові вулкани в акваторії Азово-Чорноморського басейну належать ще давнім грекам. У XVIII ст. виникнення грязьовулканічних островів у південно-східній частині Азовського моря біля станиці Голубицька поблизу Темрюку описував П. Паллас [50]. У подальшому неодноразово згадувалися виверження азовських вулканів, описано кілька грязьових вулканів в акваторії Керченської протоки, в тому числі 3 в її південній, відносно глибоководній частині [16, 54, 72] (рис. 2.9, 2.10). Численні грязьові вулкани і діапірові структури були виявлені в глибоководних западинах Чорного моря наприкінці минулого століття [21, 29, 35, 43, 46, 52, 62, 84, 85].



**Рис. 2.9. Грязьові вулкани Керченської протоки та прилеглої суші [14]:**

1 – грязьові вулкани встановлені (1 – Велико-Тарханський, 2 – Мало-Тарханський, 3 – Булганацький, 4 – Баксинський, 5 – Єнікальський, 6 – Восходовський (Джарджава), 7 – Солдатсько-Слободський, 8 – Мис Ак-Бурун, 9 – Тузлинський, 10 – Чонгелецький, 11 – Північно-Кизилтаський, 12 – Поливадіна, 13 – Бугазський, 14 – Пекло Чорноморське, 15 – Карабетова гора, 16 – г. Чиркова, 17 – Шопурський, 18 – Цимбали Західні, 19 – Цимбали Східні, 20 – Фонталовський, 21 – г. Горіла, 22 – Коси Чушка (Блевака), 23 – Пекло Азовське, 24 – Кучугурський, 25 – Синя Балка (Тиздар), 26 – Ахтанизівський, 27 – Північно-Ахтанизівський, 28 – г. Сопка, 29 – Темрюцький, 30 – Голубицький); 2-3 – грязьові вулкани передбачувані: 2 – за даними геоакустики, 3 – за космічними знімками



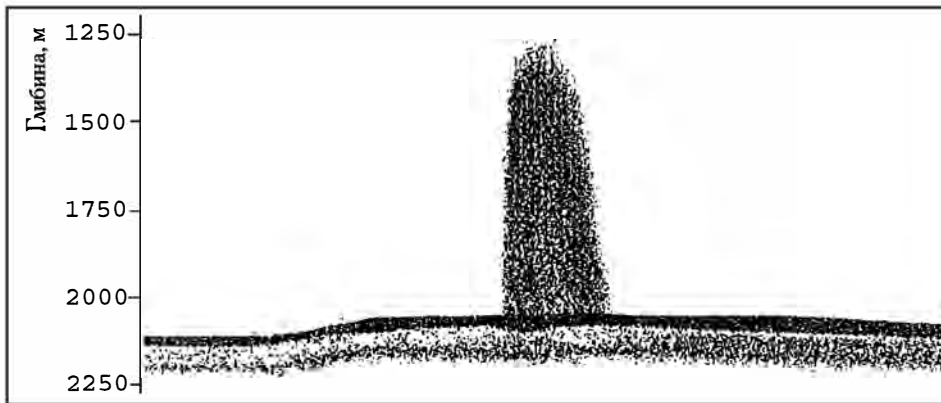
**Рис. 2.10.** Початкова стадія виверження грязьового вулкана Голубицький (1999 р.) [14]

Надзвичайно цікавим районом розвитку грязьового вулканізму є западина Сорокіна, яка є частиною глибоководної западини Чорного моря. Вона простягається від меридіана мису Чауда до меридіана м. Ялта, на півдні обмежена підняттям Тетяєва і валом Шатського. Прогин витягнутий з південного заходу на північний схід на 150 км при ширині 45–50 км. Північний борт западини крутий – до 30–40°, південний похилий [62]. Западина, де товщина відкладів сягає 5–6 км, складена переважно майкопською серією, де розвинені орієнтовані з південного заходу на північний схід брахіантиклінальні складки, які утворюють кілька ланцюжків довжиною до 40 км. Товщина перекривних відкладів сягає 1 км, антропогенових – 1,5 км. В межах западини встановлено від 16 до 26 грязьових вулканів [18, 29].

Одним з найцікавіших є вулкан Дворіченський [43], який вивчався німецькою експедицією на судні «Метеор» на початку 2002 р., а влітку того ж року – експедицією НАН України на судні «Професор Водяницький». В результаті останньої експедиції вдалося спостерігати два потужних газових фонтана. Вони приурочені до кальдери грязьового вулкана. Діаметр кожного з фонтанів становить до 400 м, вони піднімалися на висоту 850 м над рівнем дна при глибині моря близько 2000 м. Європейська експедиція у травні 2003 р. (58–1 рейс НДС «Професор Водяницький») не виявила фонтанів на грязьовому вулкані Дворіченський. Експедиція ВМГОР НАН України в 59-му рейсі на НДС «Професор Водяницький» в липні 2003 р. знову спостерігала потужний газовий фонтан висотою близько 800 м на вулкані Дворіченський (рис. 2.11). Можна припустити, що грязьовий вулкан Дворіченський належить до вулканів локбатанського типу і пульсаційно час від часу викидає грязьові фонтани.

На сьогоднішній день у глибоководній частині моря налічується 25–30 грязьових вулканів, стисла характеристика найважливіших з них наведена в табл. 2.1. Всі грязьові вулкани утворюють позитивні форми у вигляді підводних конусів висотою до 110–120 м. Розміри поперечників конусів на дні до 4×4 км. Вулкан МДУ увінчаний кільцевим валом висотою до 10 м. Часто конуси роз-

ташовані у крупніших кальдерах просідання, що неодноразово заповнювалися сопочною брекчією. Вони простежуються на глибинах до 2 км. Інколи фіксуються більш крупні поля з кількох вулканічних осередків, локалізовані у просадочних лійках. Лійка грязьового вулкана Тредмар найсвіжіша і добре простежується до глибини 1 км. Межі полів просадочних лійок – тектонічні.



**Рис. 2.11.** Ехограма газоподібного фонтана висотою близько 800 м (над рівнем морського дна) на грязьовому вулкані Дворіченський (2003 р.). Матеріали 59-го рейсу НДС «Професор Водяницький» [14]

**Табл. 2.1.** Грязьові вулкани глибоководної частини Чорного моря [46]

Вулкан	Координати		Глибина моря до вершини конуса, м	Висота конуса над дном, м	Розміри конуса у підшві, км
	півн. ш.	схід. д.			
МДУ	43°32'	33°07'	2100	65	4×4
Південморгеологія	43°31'	33°12'	2066	110	2,5×4
Малишева	43°38'	33°21'	2027	75	1,5×2,5
Корнева	43°44'	33°28'	1985	95	1×1
Гончарова	43°41'	33°41'	2010	120	1×1
Страхова	43°39'	33°53'	2140	20	0,5
Вассоевича	43°21'	33°27'	2156	40	1×1
Ковалевського	43°14'	33°43'	2140	40	2×2
Тредмар	43°15'	33°06'	2150	30–40	1,5
Григор'єва	43°49'	32°37'	1825	30	2×2
Дворіченський	44°17'	34°59'	2066	40	2×1,4
Севастополь	44°17'	34°53'	2085	25	–
Ялта	44°17'	34°54'	2038	60	–
Одеса	44°23'	35°08'	1834	66	–

Основним матеріалом сопочної брекчії є майкопські глини. На вулкані Григор'єва спостерігалися газові виділення. Уламковий матеріал становить до 15 %. Це переважно уламки майкопських глин, іноді аргілітів, глауконіт-кварцових пісковиків, вапняків. Викинуті глинисті частинки утворювали над вулканом своєрідні хмари у водній товщі. На конусі Малишева піднято уламок доломіту вірогідно пізньоеоценового віку [4, 78]. Брекчія грязьового вулкана Григор'єва представлена брекчієоподібним мулом з ознаками розшарування, в



якому зосереджені крупні (до 2–3 см) уламки щільних глин і мергелів вірогідно крейдового віку. Цей мул підстелюється чорним гідротроїлітовим мулом.

Пошуковою ознакою грязьового вулканізму можуть бути позитивні форми рельєфу, переважно пологі конуси, іноді локалізовані у прогинах просідання, висота яких зазвичай не перевищують 50–100 м. На основі вивчення первинної документації гідрографічної зйомки 1960-х років створено схему розташування пагорбів, які можуть відповідати грязьовим вулканам в глибоководній частині Чорного моря (рис. 2.12, табл. 2.2).

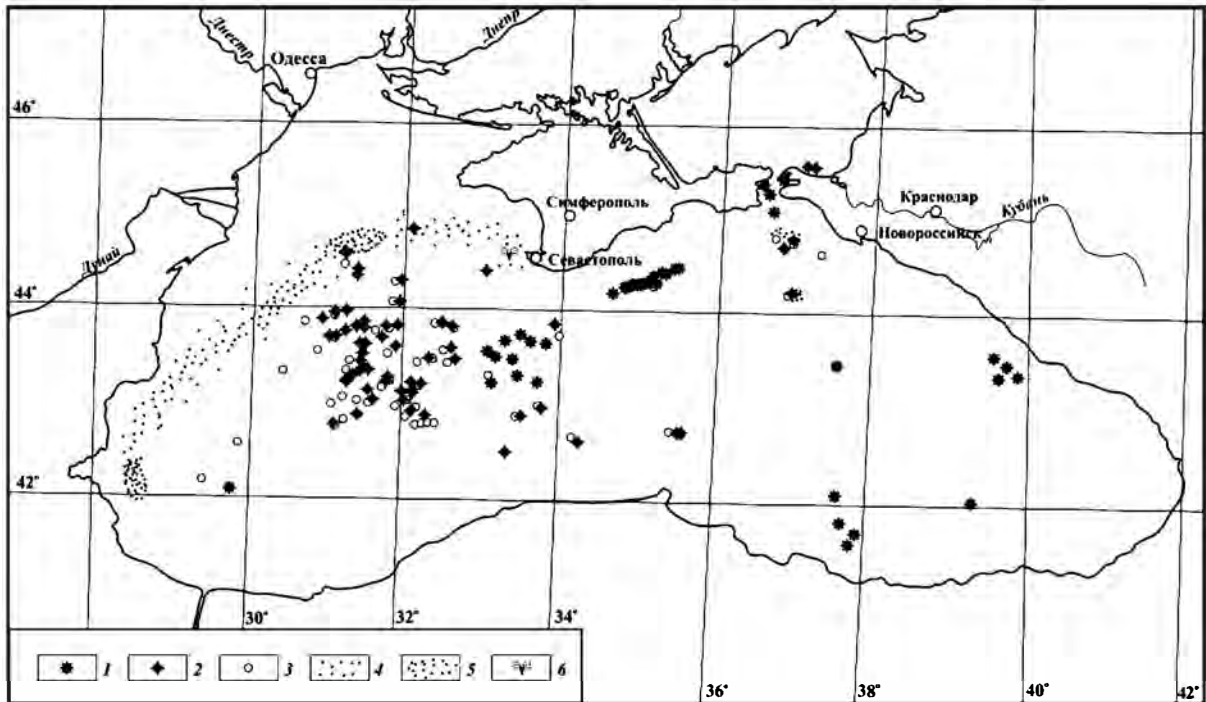


Рис. 2.12. Прогнозна карта грязьових вулканів Чорного моря [14]:

грязьові вулкани: 1 – описані в літературі; 2 – нові знахідки грязьових вулканів та грязьовулканічних проявів; 3 – такі, що прогноуються за матеріалами архівного пошуку; 4-5 – виходи газових факелів; 6 – підводні фонтани газу

Ряд грязьовулканічних морфоструктур вдалося виявити при сейсмоакустичних дослідженнях гідроакустичним комплексом «Бук» у західній частині глибоководної западини Чорного моря (рис. 2.13).

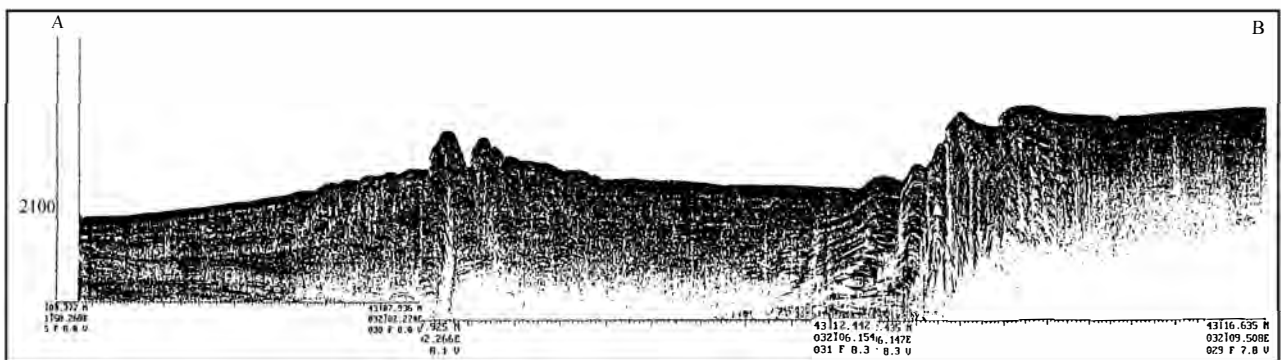


Рис. 2.13. Акустичний профіль морського дна по лінії А–В. Знято за допомогою гідроакустичного комплексу «Бук» на НДС «Київ» (1999 р.) [68]

Табл. 2.2. Конусоподібні підвищення на дні Чорного моря [14]

Номер точок	Координати		Номер точок	Координати	
	півд. ш	схід. д		півд. ш	схід. д
1	43°26',50	31°27',35	41	43°35',6	32°37',3
2	43°36',39	31°28',59	42	42°51',9	31°25',6
3	43°37',91	31°28',65	43	43°29'	32°19',8
4	43°07',93	32°08',27	44	43°28'	32°40',1
5	43°47'	31°29',02	45	43°06'	32°08',6
6	43°51'	31°29',40	46	43°10',8	32°13',1
7	43°51'	33°54'	47	42°55',1	32°08',6
8	43°13',28	32°07',22	48	42°52'	32°19',6
9	44°36',94	31°11',83	49	42°52',5	31°31',9
10	44°37',22	31°11',68	50	42°57',2	33°47',1
11	43°47',5	31°21',4	51	42°29',8	33°20',9
12	43°11',9	31°16'	52	42°37'	34°16',2
13	43°13',39	31°17',41	53	42°43',7	35°31',5
14	44°21',2	31°21',4	54	42°44'	35°35',2
15	43°56',5	31°05'	55	43°13'	31°47',5
16	43°41',9	31°07',5	56	43°16',7	31°48',7
17	43°52',8	30°53',5	57	42°46',1	31°06',7
18	43°58',5	31°13',2	58	44°41',2	36°48',3
19	43°44',7	31°,13'	59	44°41',3	36°48',2
20	43°48',8	31°44',5	60	44°44',2	36°55'
21	43°49',2	31°55',1	61	44°13',4	36°55',1
22	43°41',2	31°01'	63	44°26',1	31°21',6
23	43°36'	31°53',5	64	43°01'	31°37'
24	43°30',6	31°27',7	65	43°49',2	32°37',3
25	43°19',5	31°25',2	66	44°04'	31°56',1
26	43°21',1	31°28',8	67	44°18',1	31°58'
27	43°20',3	31°32',1	68	43°12'	31°16'
28	43°07',6	31°33'	69	44°25'	33°02'
29	43°00',8	32°01',2	70	43°41',1	31°42'
30	43°52',4	32°28',8	71	44°52'	32°05'

### 2.3. Газові факели Чорного моря

Грязьові вулкани – не єдине джерело газовіддачі Чорноморської западини. Дихання надр проявляється й в іншому – в існуванні на периферії глибоководної западини, в першу чергу на материковому схилі і на зовнішньому шельфі, газових факелів – «сипів». Її виявлено на північному заході Чорного моря [5, 76], на керченсько-таманському шельфі [12, 13, 63], біля берегів Болгарії [23], біля берегів Грузії [47]. Судячи з наявності газових виходів у прибережній смузі суші Туреччини, газові факели існують і на турецькому шельфі. Всього у Чорному морі зафіксовано до 1200 газових факелів [33].

У місцях розвитку газових факелів зазвичай немає потужних глинистих

осадочних товщ. Це відрізняє їх від грязьових вулканів, для яких характерні розвиток діапїрізму, наявність потужних товщ глинистих порід, наявність крупних газових скупчень в надрах і аномально високий (до 300–400 атм) тиск у газових покладах, наявність розривних порушень над газовими покладами [20]. Звідси й різниця в типі матеріалу, що виноситься, масштабі і характеру їх діяльності.

Одним з районів, де вивчені газові факели, є північний захід Чорного моря, де встановлено вже кілька сотень «сипів» різної інтенсивності, переважно на зовнішньому шельфі і материковому схилі, де вони утворюють смугу, витягнуту зі сходу на захід (рис. 2.14) [11].

Основна кількість газових джерел локалізована в межах шельфу, факели зустрічаються на мілководдях глибиною до 30 м, окремі газові джерела спостерігалися і у глибоководній западині. Розподіл факелів за глибинами відбувається так: 51–100 м – 53 % джерел, що спостерігалися; 101–150 м – 14 %; 151–200 м – 16 %; 201–250 м – 4 %; 251–300 м – 6 %; 301–350 м – 2 %; 351–400 м – 0,5 %; 401–450 м – 3 %; 601–650 м – 1 %. Факели найчастіше мають подовжену конусоподібну форму, місцями розташовуються групами, зрідка група факелів утворює своєрідні туманності (рис. 2.15).

Висота газових факелів коливається від 10 до 250 м (у більшості 10–50 м), майже всі газові викиди не виходять на поверхню. Середній діаметр газових факелів змінюється частіше за все від 10 до 40 м. На багатьох ехограмах фіксується пульсаційний режим роботи газових джерел. Цікаво, що записи зображень однієї і тієї самої групи факелів, зняті з інтервалом в один рік, показують подібну картину.

На південний захід від описаних газопроявів простежено продовження поля газових факелів, де зафіксовано 108 сипів [76]. Це, найімовірніше, лише частина з розвинених тут газовиділень. У більшості газові струмені тут малопотужні, висота їх не перевищує 100–130 м, частіше за все 50–70 м. Лише окремі крупні сипи сягають висоти 200–300 м, а іноді навіть 400–500 м (рис. 2.16). Великі газові струмені розташовуються компактно, в основному у верхній частині материкового схилу, наприклад в межах акваторії Дунаю. В рельєфі дна факели зазвичай приурочені до вершин дрібних піднять, але зустрічаються й на їх схилах, в депресіях рельєфу, на рівнинних ділянках дна. Більшість вивчених факелів (52–61 %) локалізована в межах глибин до 300 м, але зустрічаються газові факели (менше 1 %) і на глибинах понад 1000 м. В деяких точках виявлено газові струмені, що витікають безпосередньо з неотектонічних порушень товщі мулів, встановлено, що лінійні газові джерела мають протяжність не менше 0,5 км.

Газові факели мають різну інтенсивність і глибину. Лише окремі струмені газу досягають поверхні. Нерідко вони супроводжуються карбонатними новоутвореннями до 1,5 м висотою в точках виходу газу, іноді у формі труб, складених арагонітом і кальцитом сферолітової будови у вигляді дрібних, у кілька міліметрів кульок [8]. У підшві деяких газових фонтанів спостерігаються скупчення черепашок, зцементованих карбонатними сферолітами.



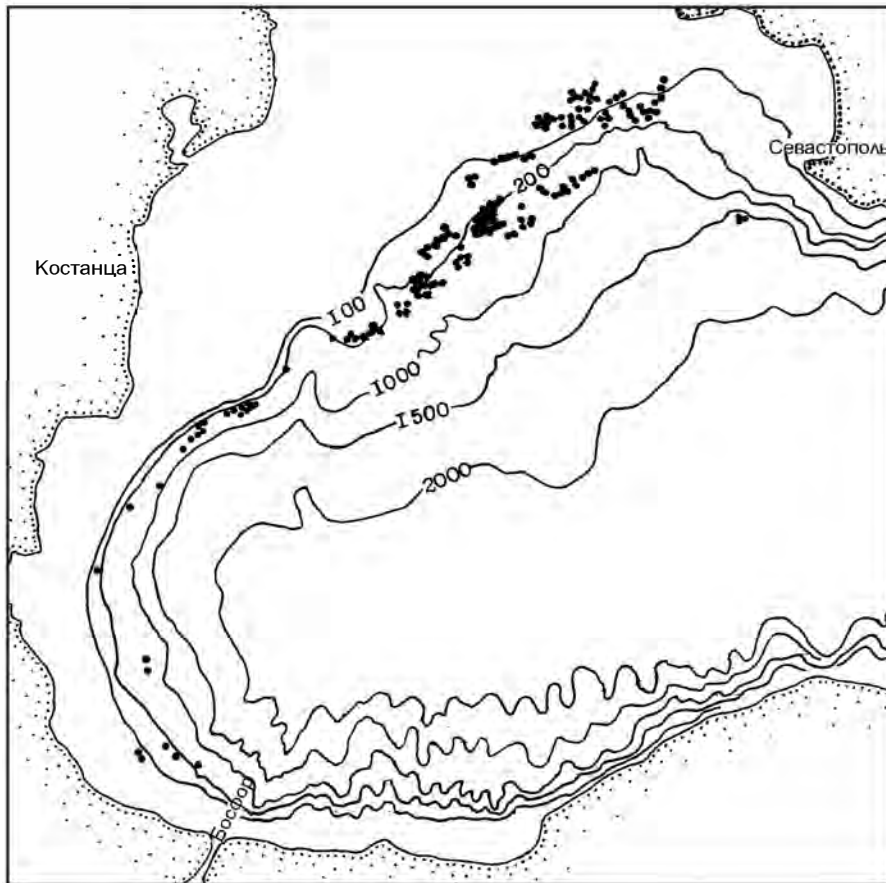


Рис. 2.14. Схема розташування газових факелів на північному заході Чорного моря [14]

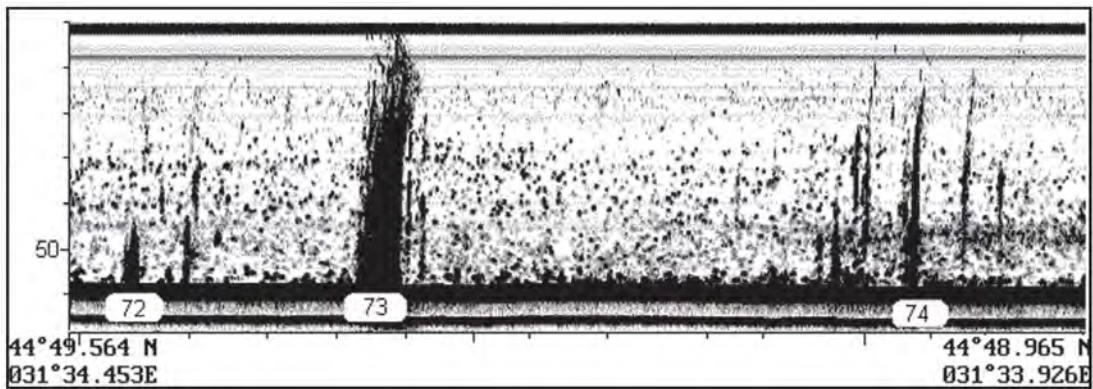


Рис. 2.15. Група факелів [14]

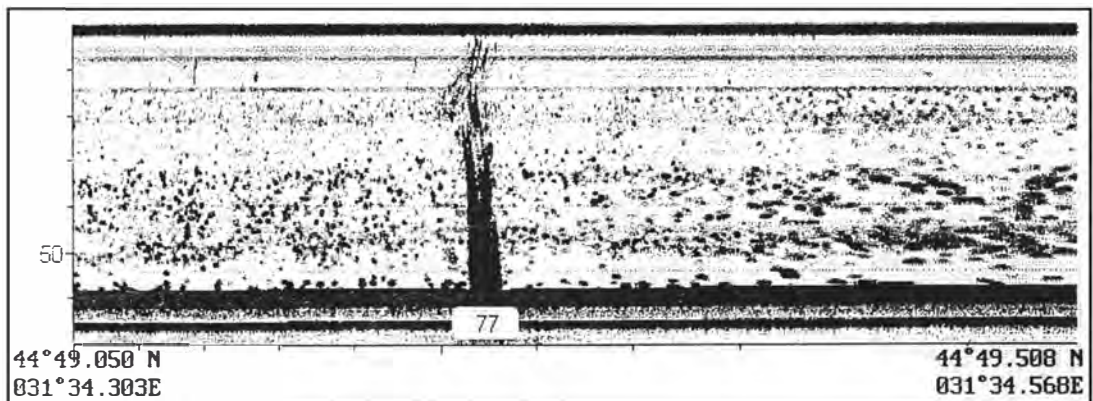


Рис. 2.16. Великий газовий факел на північному заході Чорного моря [14]

Інтерес становлять знахідки газових виходів в кристалічних породах Ломоносівського підводного масиву на глибині 1500–1800 м. Карбонатні новоутворення у вигляді губчастих наростів і труб розвиваються на гранітоїдах, проте карбонатні сфероліти, що їх складають, в кілька разів дрібніші, ніж в аналогічних спорудах на шельфі [56].

Ще один район розвитку газових факелів виявлено на керченсько-таманському шельфі, де відзначається насичення газами осадових товщ, виявлені ділянки з аномальним газовмістом у водній товщі [12, 13, 18, 51, 63].

У 57 рейсі НДС «Професор Водяницький» вдалося встановити величезні масштаби газовиділення в цьому районі і виявити 110 газових факелів. Безсумнівно, це лише частина реально існуючих сипів. Вони локалізовані у вигляді субпаралельної берегу смуги шириною 8–10 миль, витягнутої із заходу на схід між меридіанами  $35^{\circ}55'$  і  $37^{\circ}$ . Можливе продовження цієї смуги у західному напрямку. Факели у східній частині смуги характеризуються меншою інтенсивністю (рис. 2.17). Частіше за все сипи сягають висоти 50–100 м, розташовуються групами в 2–5 факелів. Геологічно смуга газовиділень локалізована в межах палеодельти Дона. Газові факели проявляються частіше за все на позитивних структурах, геоморфологічно приурочених до верхів'їв каньйонів (рис. 2.18)

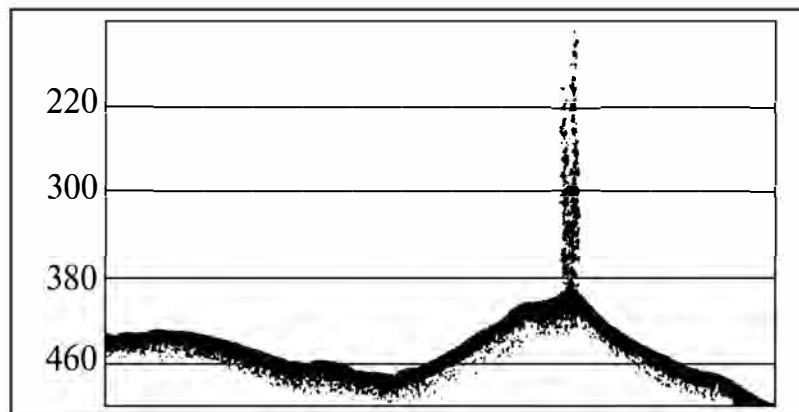
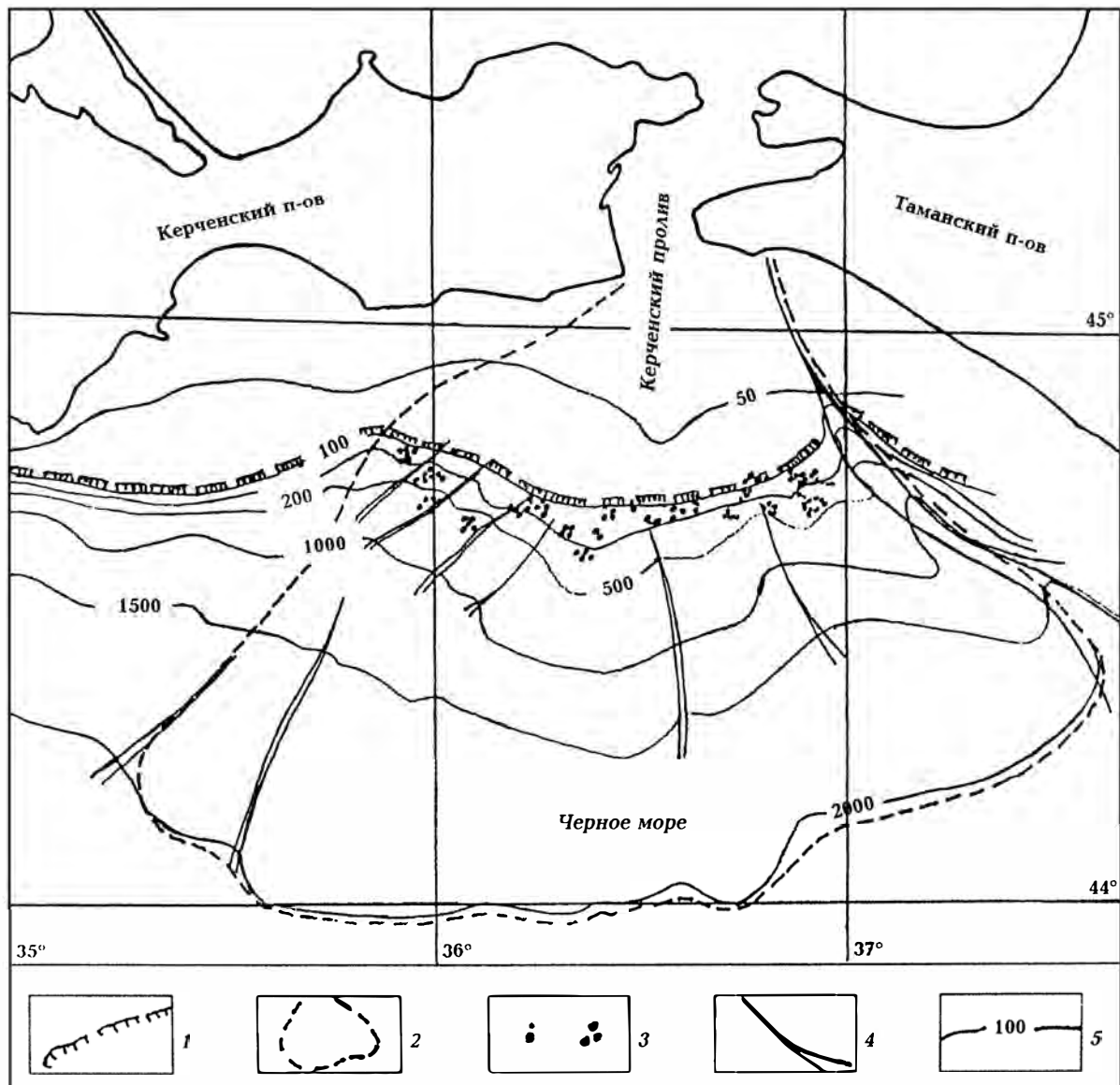


Рис. 2.17. Газовий факел на керченсько-таманському шельфі [12]

Біля берегів Аджарії експедицією на НДС «Професор Водяницький» у 1994 р. було знайдено до 500 виходів газів у мілководній частині шельфу. За даними В.М. Єгорова, щорічно з морського дна в районі Батумі виділяється близько 5 млн м<sup>3</sup> газу, що на 80 % складається з метану.

На походження метану чорноморських газовиділень існують різні точки зору. Одні дослідники вважають, що вони функціонують за рахунок органічної речовини давньочорноморських глинисто-сапропелевих відкладів. Але є думка про глибинне походження газів, згідно з якою джерелом газових факелів є газові поклади в надрах, що розвантажуються по тектонічних порушеннях [8]. Доказом цієї думки є приуроченість газових джерел до розривних порушень, випадки знаходження газових факелів над кристалічними породами (Ломоносівський масив). Це не виключає, що за рахунок біохімічних процесів відбувається перетворення метану на вуглекислоту.



**Рис. 2.18. Розташування струменевих газовиділень відносно каньйонів на керченсько-таманському шельфі [41]:**

1 – покрівля континентального схилу; 2 – контури занурених палеодельтових накопичень; 3 – ділянки струменевих газовиділень; 4 – підводні каньйони; 5 – ізобати, м

У глибоководних западинах Чорного моря газові факели зустрічаються зрідка, вони невеликі й невиразні. Таким чином, більшість факелів розвинені на шельфі, меншою мірою – на материковому схилі, вони часто приурочені до палеодолин річок, до зон крупних розривних порушень, по яких здійснюється їх підживлення метаном та іншими вуглеводнями з надр чорноморського дна, можливо, з утворенням в осадових товщах проміжних пасток. Зокрема, у кристалічних породах Ломоносівського підводного масиву в зонах порушень встановлено до 7 газових джерел. Саме материковий схил і є зоною великих порушень – як в породах осадового чохла, так і в породах кристалічного масиву. Палеодолини, як правило, також пов’язані з розломами. При сейсмоакустичних дослідженнях встановлена приуроченість газових факелів до порушень суцільності відкладів морського дна. Вірогідно, що подібний процес дефлюїдації



надр відбувається й у глибоководних западинах Чорного моря, але газогідратні поклади на великих площах морського дна слугують своєрідною шапкою і перешкоджають виникненню газових факелів, створюючи в той же час досить потужні підгідратні газові поклади. Лише в окремих випадках, за наявності в надрах аномально високих пластових тисків газів (300–400 атм), відбувається прорив газів за класичною схемою розвитку газових вулканів – з викидом газів, сопочної брекчії, уламків порід, води і, безумовно, газогідратів. Подібні прориви зустрічаються в районах розвитку діапирових структур. Наявність численних грязьових вулканів і «сипів» свідчить про дуже значні масштаби виділення газів ложем Чорного моря.

Моніторинг газових факелів північного заходу Чорного моря шляхом повторного обстеження після майже десятирічної перерви (з рейсів НДС «Київ» у 1995–1996 рр. до рейсів НДС «Професор Водяницький» у 2004 р.) довів, що вони стабільно діють протягом щонайменше 8–9 років; осередки зберігаються приблизно в одних і тих самих точках. Проявляється та сама переривчастість, пульсаційний характер газовиділення. Газові струмені дифузно розсіюються, не виходячи на поверхню води (рис. 2.19).

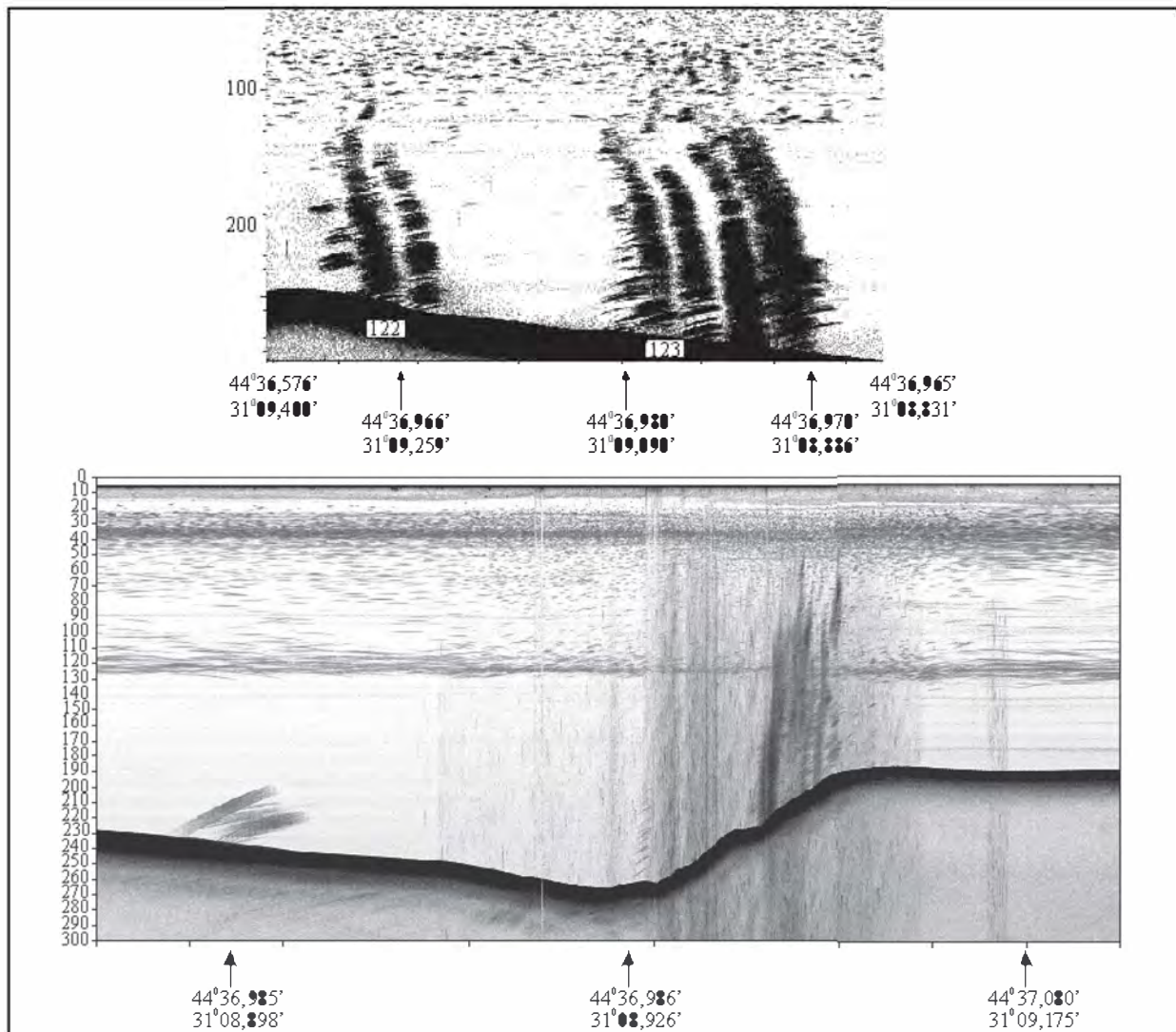


Рис. 2.19. Газові факели [14]

На керченсько-таманському шельфі встановлена приуроченість газових факелів до позитивних структур верхнього, неогенового, структурного комплексу, меншою мірою – для майкопського комплексу. Вірогідно, існування газових факелів над позитивними структурами є наслідком наявності газових покладів у надрах цих структур і тектонічної розкритості скупчень газу розривними порушеннями. Не випадково на керченсько-таманському шельфі і материковому схилі багато позитивних структур розтинаються каньйонами, розвинутими, очевидно, за системою розривних порушень. Вони ніби розкривають структури, сприяючи виділенню газових струменів. Таким чином, газові факели можуть слугувати пошуковою ознакою наявності скупчень газу на глибині.

#### 2.4. Карбонатні новоутворення як наслідок дегазації надр

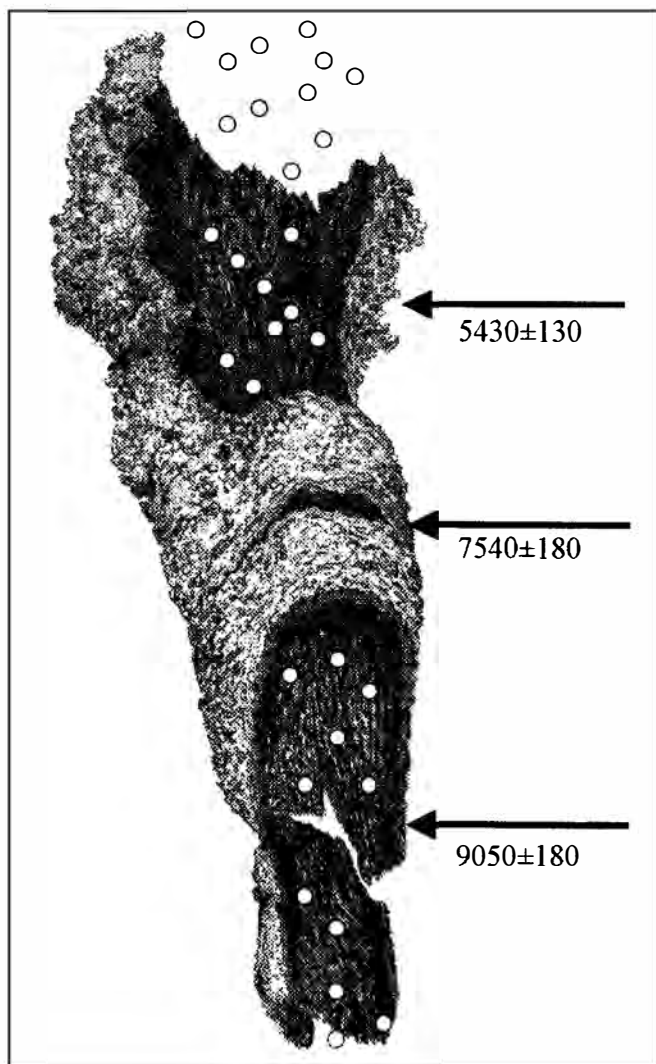
Як правило, факели горючих газів і грязьові вулкани на дні Чорного моря супроводжуються генетично з ними пов'язаними карбонатними новоутвореннями. Останні представлені різноманітними карбонатними спорудами в точках виходів газових факелів, карбонатними кірками на деяких грязьових вулканах, карбонатними черепашковими літифікатами в полях газових факелів. Такі карбонатні новоутворення в точках виходів газових факелів спостерігалися на шельфі північного заходу Чорного моря [5, 8], на материковому схилі на виходах кристалічних порід Ломоносівського підводного масиву [74].

Карбонатні споруди на шельфі мають вигляд горбистих плит округлої форми діаметром 0,5–1,5 м, коралоподібних та деревоподібних утворень. Карбонатні споруди на кристалічних породах Ломоносівського підводного масиву зовні нагадують невеликі моховаткові або коралові колонії шлакоподібного вигляду (рис. 2.20).



**Рис. 2.20. Деревоподібні нарости примхливої форми на контакті корінних осадочних (мергелів) і вивержених порід [74]**

Фото зроблено з підводного апарата «Север-2». Глибина 1500–1610 м.



**Рис. 2.21. Чорноморський метановий курець [14]**

Стрілками вказані місця відбору проб на ізотопне датування (в  $C^{14}$ ), під стрілками – вік у роках.

Вивчення ізотопного складу вуглецю карбонатів курця показало низькі значення  $\delta^{13}C$ , визначені М.М. Ковалюхом мас-спектрометричним методом, від  $-34,9$  до  $-41,3$  ‰. В раніше описаних карбонатних спорудах значення  $\delta^{13}C$  інші – від  $-2,8$  до  $-8,5$  ‰ [74]. Вік курця  $9050 \pm 180$  р. у підшві споруди і  $5430 \pm 130$  р. у верхній частині. Якщо вважати швидкість зростання постійною, то один сантиметр споруди зростає за 33–34 р.

Карбонатна споруда піднята у 56 рейсі НДС «Професор Водяницький» (ст. 5590,  $44^{\circ}27',4$  півн. ш. та  $32^{\circ}48',6$  схід. д., глибина моря 1600 м).

Карбонатні літіфікати вивчено в кількох точках на шельфі північного заходу Чорного моря на глибинах 110–130 м під час 5 рейсу НДС «Київ». В одному зразку вони являють собою карбонатний мікрит (вік 7710 р.). Молодші за мікрит новоутворення кальциту знайдені всередині парних стулок – 5330 р. На іншій банці черепашки *Mutilus galloprovincialis* мають вік 7520 р., а новоутворення арагоніту всередині парних стулок 6740 р. [42, 70].

У 56 рейсі НДС «Професор Водяницький» при драгуванні материкового схилу в районі Ломоносівського підводного масиву (ст. 5590,  $44^{\circ}27',4$  півн. ш. та  $32^{\circ}48',6$  схід. д., глибина 1600 м) піднято тіло крупного метанового курця у вигляді пустотілого стовбура висотою не менше 1,50 м (рис. 2.21). Внутрішня частина стовбура складена карбонатною речовиною, що має звивисто-струменеву будову. Зовнішній діаметр стовбура близько 15 см, зверху – до 40 см. Зовнішня частина споруди вкрита бактеріальним шаром у вигляді свого роду моху, і має гронаподібну поверхню, складену натічними бруньками і сферолітами. Карбонатні новоутворення складені переважно кальцитом з домішкою арагоніту (до 10 %). У складі карбонатних новоутворень О.В. Андрєєвим виявлено при вивченні на приладі РЕММА-202М норсетит –  $BaMg(CO_3)_2$ , а при вивченні за допомогою растрового електронного мікроскопа JXA-35A – розетки кристалів бариту в масі карбонатного мікриту [70].



На грязьових вулканах в глибоководній частині Чорного моря інколи вдається піднімати карбонатні кірки. Так, в 57 рейсі НДС «Професор Водяницький» в кальдері грязьового вулкана Дворіченський з глибини 2093 м піднято численні уламки плоских карбонатних утворень товщиною до 3 см, покриті слизистим шаром до 1 см. У суцільному покриві кірок спостерігаються численні наскрізні отвори округлої форми, іноді короткі трубчасті вирости, через які виділяється газ. Газовиділення, очевидно, пов'язане з розкладом газогідратів. Вік кірок за радіовуглецевим методом від  $3500 \pm 140$  до  $5200 \pm 120$  р.

Виникнення карбонатних споруд в умовах шельфу пояснюється як результат окиснення метану і перетворення на вуглекислоту з подальшим виникненням карбонату кальцію. Для насичення киснем вод шельфу Чорного моря це цілком прийнятна гіпотеза. Р. Мацумото [88] на прикладі Баффінової затоки припускає, що гази, які виділяються, утворюють проміжний продукт – газогідрати, результатом розкладу яких і є карбонатні новоутворення. Ці погляди не прийнятні для шельфу Чорного моря, де гідратоутворення не відбувається, і припустимі лише при оцінці походження глибоководних карбонатних споруд. Проте утворення карбонатів в умовах відновного сірководневого середовища глибоководної частини Чорного моря є загадковим явищем. Біохімічним процесам перетворення метану в  $\text{CO}_2$  останніми роками приділяється все більше уваги [28, 49]. Враховуючи, що бактеріальні мати огортають карбонатні утворення і кірки повсюдні як на шельфі, так і в глибоководній зоні, до припущення про важливу роль метанотрофних бактерій треба ставитися досить серйозно. Проте для пояснення цих процесів можлива ще одна гіпотеза, яка передбачає, що вуглекислота постійно викидається з надр разом з метаном. Зокрема, дослідження газів Керченсько-Таманського регіону вказують на постійну наявність вуглекислоти в кількості до 10 %, а нерідко навіть до 80–90 %.

Таке пояснення природи вуглекислоти однаково прийнятне для пояснення процесів карбонатоутворення як на шельфі, так і в глибоководній зоні. Нам здається припустимим визнання цих двох альтернативних припущень про генезис карбонатних новоутворень на дні Чорного моря [70].

Карбонатні новоутворення можуть бути показником тривалого виходу метану на поверхню. Якщо умовно використати частоту наявності карбонатних споруд як показник активності газовиділення, то можна припустити існування кількох моментів найбільш інтенсивної газовіддачі з дна Чорного моря, зокрема, 3–4; 5–6; 7–10 тис. р. Одне з визначень радіовуглецевого віку склало 30 тис. р. Бактеріальні мати датуються сотнями років. Газові факели функціонують і дотепер. Якщо припустити, що їх активність в геологічному минулому, хоча б протягом 30 тис. р., відповідала сучасній, то обсяги виверження газів виявляться просто фантастичними. Безумовно, банк визначень радіовуглецевого віку ще надто малий, географія проявів – величезна, інтенсивність процесів може змінюватися тощо. Утім таке припущення можливе. В такому випадку говорити про геохімічний генезис газів з дна Чорного моря як продукту розкладу органіки четвертинної осадочної товщі не доводиться.

## ВИСНОВКИ

Чорне море – одне з реліктових водойм Паратетису, його ложе виділяє величезні кількості газів у вигляді сипів, грязьових вулканів, породжує газонасичені мули. Можливо, у глибоководній частині це насичення газами якоюсь мірою є результатом часткового розвантаження газогідратних покладів.

Останні, в свою чергу, могли виникати за рахунок глибинного газового підживлення за системою потужних розломних зон морського дна. Рівень дефлюїдизації ложа Чорного моря перевищує газовіддачу багатьох інших морських водоймищ, де відкрито великі нафтогазоносні басейни. Все це може свідчити про величезний газовий потенціал акваторії Чорного моря. Думку про високу перспективність Азово-Чорноморського басейна поділяє багато спеціалістів.

Проявленням газового потенціалу є газові джерела, локалізовані в основному на зовнішньому шельфі, на материковому схилі. Найчисленніші газові факели є у північно-західній частині Чорного моря біля берегів Болгарії, Кавказу, на керченсько-таманському шельфі. На жаль, даних про південну частину Чорного моря поки немає, як немає й оцінки зв'язку газових факелів з реальними нафтогазоносними структурами.

Дослідження факелів на північному заході Чорного моря проводилися в основному поза зоною розвитку вивчених продуктивних структур. Для керченсько-таманського шельфу простежується зв'язок газових факелів з позитивними структурами верхньонеогенового структурного комплексу, розкритих каньйонами. Характер розміщення газових факелів свідчить про своєрідну зональність: переважна більшість факелів розташована на периферії моря, на глибинах не більше 800–700 м. Глибше газові факели рідкісні, але саме тут, в межах глибоководної западини, існує зона гідратоутворення, де розвинені поклади газогідратів. Відсутність чи обмежений розвиток газових сипів у глибоководній западині свідчить про уловлювання і свого роду утилізацію газів у складі газогідратних покладів.

Газоносність надр у глибоководних частинах Чорного моря проявляється у підводних грязьових вулканах. Спершу вони були відомі лише в акваторії Азовського моря і в Керченській протоці, але з роками, особливо завдяки роботам «Південморгеології», МДУ, банк даних про морські грязьові вулкани різко розширився. Тепер відомі десятки глибоководних грязьових вулканів. На основі представленої раніше прогнозованої карти грязьового вулканізму можна очікувати на відкриття ще багатьох десятків грязьовулканічних осередків [68], навіть якщо врахувати, що якась частина прогнозованих вулканів не підтвердиться, як описаний С.А. Ковалевським [34] грязьовий вулкан в центрі Чорного моря. Хоча, це лише може означати припинення його діяльності і наступний розмив. Деякі з прогнозованих вулканів вже підтверджені сейсмоакустичними дослідженнями. Наявність грязьових вулканів в морі свідчить про перспективи газоносності Чорноморської акваторії в її глибоководній частині, особливо в межах північного заходу бордерленда. Вивчення виявлених нами грязьових вулканів і

зіставлення одержаних матеріалів з літературними даними дозволить уточнити характерні особливості грязьового вулканізму Чорного моря, розшифрувати час їхньої діяльності.

Особлива увага має бути звернена на газогідрати. На сьогодні газогідрати виявлені в багатьох точках глибоководної частини Чорного моря. Їх запаси в українській економзоні Чорного моря можуть бути оцінені в 7–10 трлн м<sup>3</sup>. Саме розв'язання проблеми чорноморських газогідратів може у майбутньому повністю задовольнити потреби народного господарства країни у паливі за рахунок власних ресурсів. Розв'язання проблеми газогідратів – одне із найважливіших завдань науки і виробництва на найближчі 10–15 років.



## ЛІТЕРАТУРА

1. Алиев А.И., Багир-Заде Ф.М., Буниат-Заде З.А. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР. – Баку: Элм, 1985. – 108 с.
2. Анфилатова Э.А. Аналитический обзор современных зарубежных данных по проблеме распространения газогидратов в акваториях мира // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3. – С. 1–8.
3. Басниев К.С., Истомин В.А., Щебетов А.В. От газогидратного месторождения Маллик – к будущему газовой промышленности // Газовая промышленность. – 2004. – № 2. – С. 8–9.
4. Басов Е.И., Иванов М.К. Позднечетвертичный грязевой вулканизм в Черном море // Литология и полезные ископаемые. – 1994. – № 2. – С. 215–222.
5. Биогеохимия цикла углерода в районе метановых газовыделений Черного моря / М.В. Иванов, Г.Г. Поликарпов, А.Ю. Леин и др. // ДАН СССР. – 1991. – 3, № 5. – С. 1235–1240.
6. Бяков Ю.А., Круглякова Р.П. Газогидраты осадочной толщи Черного моря – углеводородное сырье будущего // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. – С. 14–19.
7. Вассилев А., Димитров Л. Оценка пространственного распределения и запасов газогидратов в Черном море // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 672–684.
8. Газовмещающие постройки на дне северо-западной части Черного моря / В.Х. Геворкьян, В.И. Бураков, Ю.К. Исагулова и др. // ДАН УССР. – 1991. – № 4. – С. 80–85.
9. Газово-акустические аномалии в отложениях шельфа НРБ / В.Я. Троцюк, А.М. Большаков, Л.И. Лебедь и др. // Океанология (София). – 1986. – № 16. – С. 68–73.
10. Газовые аномалии в донных осадках северо-запада Черного моря / Е.Ф. Шнюков, С.А. Клещенко, В.И. Авилов и др. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1993. – № 4. – С. 7–9.
11. Газовые факелы на дне Черного моря / Е.Ф. Шнюков, А.А. Пасынков, С.А. Клещенко и др. – К., 1999. – 134 с.
12. Газовые факелы на Керченско-Таманском взморье / Е.Ф. Шнюков, А.А. Пасынков, С.А. Клещенко и др. // Геофиз. журн. – 2003. – Т. 25. – № 2. – С. 161–170.
13. Газоносные четвертичные отложения прикерченской части Черноморского шельфа и их связь с прибрежными литофациями / К.М. Шимкус, В.Н. Москаленко, В.Б. Райен и др. // БМОИП. – Отд. геологии. – 1998. – Т. 73, вып. 4. – С. 51–55.
14. Газо-, нафто- та гідратоносність Чорного моря. Звіт з НДР / Є.Ф. Шнюков, В.І. Созанський, С.О. Клещенко та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2004.
15. «Газпром» собирается в 50 раз увеличить свои запасы газа за счет включения в их структуру газогидратов // [http://www.3e,opec.ru/new\\_doc.asp?tmpl=news\\_doc\\_print&dno=3200\\_01.02.2004](http://www.3e,opec.ru/new_doc.asp?tmpl=news_doc_print&dno=3200_01.02.2004)
16. Геология Азовского моря / Е.Ф. Шнюков, Г.Н. Орловский, В.П. Усенко и др. – К.: Наук. думка, 1974. – 247 с.
17. Геотермические исследования в северо-западной части Черного моря / В.П. Коболев, Р.И. Кутас, В.А. Цвященко и др. // Геофиз. журн. – 1993. – 15, № 3. – С. 61–72.
18. Глебов А.Ю., Круглякова Р.П., Шельтинг С.К. Естественное выделение газов в Черном море // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. – С. 19–23.
19. Горчилин В.Д., Лебедев Л.И. О признаках газогидратов в осадочной толще Черного моря и возможном типе ловушек углеводородов // Геол. журн. – 1991. – № 5. – С. 67–75.
20. Грязевой вулканизм и рудообразование / Е.Ф. Шнюков, П.И. Науменко, Ю.С. Лебедев и др. – К.: Наук. думка, 1971. – 332 с.

21. Грязевые вулканы в глубоководной части Черного моря / М.К. Иванов, А.И. Корнюхов, Л.М. Кульчицкий и др. // *Вестн. Моск. ун-та. Сер. геол.* – 1989. – № 3. – С. 48–54.
22. Гусейнов Р.А., Муратов Е.С. Газогидратоносность осадочного чехла Южного Каспия // *Матер. Сессии АН Азерб. ССР.* – Баку: Эмм, 1989. – С. 63–66.
23. Димитров Л.И., Дончева В.Ч. Газови кратери на морского дъна в южно-българския сектор на Черно море / *Трудове на Института по океанология.* – Варна, 1998. – Т. 2. – С. 77–89.
24. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Природа, ресурсы и значимость гидратов природного газа // *Геология и геофизика* – 2002. – № 11. – С. 22–25.
25. Доленко Г.Н., Парияк И.П., Копач И.П. Нефтегазоносность Крыма. – К.: *Наук. думка*, 1968. – 132 с.
26. Еланский Л.Н., Бархатова З.С., Толстова В.А. Глубинное геологическое строение Куйбышевской области. – Куйбышев: НИИИП, 1963. – 210 с.
27. Ефремова А.Г., Жижченко Б.П. Обнаружение кристаллогидратов в осадках // *ДАН СССР.* – 1974. – Т. 214. – № 5. – С. 1179–1181.
28. Иванов Г.И., Ищенко А.А. Новые данные о развитии шельфа северо-западного района Черного моря в голоцене // *Baltica.* – 1974. – № 5. – С. 265–273.
29. Иванов М.К. Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов: Автореф. докт. дис. – МГУ, 1999. – 74 с.
30. Калинин М.К. О механизме и условиях образования грязевых вулканов // *Проблемы нефтяной геологии.* – М.: Гостехиздат, 1960. – С. 83–90.
31. Каракин А.В., Каракин С.А., Камбарова Г.Н. Геолого-геофизический анализ регионов грязевого вулканизма // *Физика Земли.* – 2001. – № 8. – С. 76–85.
32. Клименко А.П. Клатраты (гидраты газов). – К.: *Наук. думка*, 1989. – 76 с.
33. Ковалевский С.А. Газовый вулканизм (вулканы и вулканоиды) // *Азерб. нефт. хоз-во.* – № 1. – 1935. – 40 с.
34. Ковалевский С.А. Геологические черты линеамента 38 меридиана в районе Черного моря // *ДАН СССР.* – 1960. – 130. – № 6. – С. 1306–1309.
35. Конюхов А.М., Иванов М.К., Кульчицкий А.М. О грязевых вулканах и газогидратах в глубоководных районах Черного моря // *Литология и полезные ископаемые.* – 1990. – № 3. – С. 12–23.
36. Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. Газовые гидраты Черноморской впадины // *Сов. геология.* – 1989. – № 12. – С. 4–10.
37. Корсаков О.Д., Ступак С.Н., Бяков Ю.А. Черноморские газогидраты – нетрадиционный вид углеродного сырья // *Геол. журн.* – 1991. – № 5. – С. 67–75.
38. Краюшкин В.А. К промышленному освоению черноморских метаногидратов // *Новини енергетики.* – 2003. – № 5. – С. 26–32.
39. Кропоткин П.Н., Валяев Б.М. Геодинамика грязевулканической деятельности (в связи с нефтегазоносностью) // *Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа.* – К.: *Наук. думка*, 1980. – С. 148–178.
40. Круглякова Р.П., Прокопцев Г.Н., Берлизева Н.И. Газовые гидраты Черного моря – потенциальный источник углеводородов // *Разведка и охрана недр.* – 1993. – № 12. – С. 7–10.
41. Крупнейший газовый фонтан Черноморской впадины / Е.Ф. Шнюков, А.А. Пасынков, С.А. Клещенко и др. // *Геофиз. журн.* – 2003. – Т. 25. – № 2. – С. 170–177.
42. Кутний В.А., Иноземцев Ю.И. Литификаты как показатель деятельности газовых факелов на северо-западе Черного моря // *Геологические проблемы Черного моря.* – К.: *ОМГОР НАН Украины*, 2001. – С. 216–227.
43. Лимонов А.Ф., Козлова Е.В., Мейснер Л.Б. Структура верхней части осадочного чехла в прогибе Сорокина // *Геология и полезные ископаемые Черного моря.* – К.: *ОМГОР НАН Украины*, 1999. – С. 167–172.

44. Макагон Ю.Ф. Природные газогидраты: открытие и перспективы // Газовая промышленность. – 2001. – № 5. – С. 10–16.
45. Мамедов Л. З., Гулиев И. С. Субвертикальные геологические тела в осадочном чехле Южно-Каспийской впадины // Азярбайжан милли елмляр Академиасынын Хябарляри, иер елмляри. – 2003. – № 3. – С. 139–146.
46. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А., Хахалев Е.М. Западно-Черноморская грязевулканическая провинция // Океанология. – 1996. – Т. 35. – № 1. – С. 119–127.
47. Метановые выделения со дна Черного моря в приустьевой зоне р. Супса у побережья Грузии / Г.И. Ткешелашвили, В.Н. Егоров, Ш.А. Мествиришвили и др. // Геохимия. – 1997. – № 3. – С. 331–335.
48. Мехта А.П., Кадена Э.Р. Успешное применение в малых дозах ингибиторов гидратообразования // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №2. – С. 53–58.
49. Морские карбонатные конкреции как результат процессов микробного окисления газогидратного метана в Охотском море / А.Ю. Леин, В.Ф. Гальченко, Б.Г. Покровский и др. // Геохимия. – 1989. – № 10. – С. 1326–1406.
50. Паллас П.С. Краткое физическое и топографическое описание Таврической серии. – СПб. – 1795. – 111 с.
51. Поликарпов Г.Г., Егоров В.М. Виявлені активні газовиділення з дна Чорного моря // Вісн. АН УРСР. – 1989. – № 10. – С. 108.
52. Предполагаемый грязевой вулкан в глубоководной части Черного моря / Е.Ф. Шнюков, А.И. Воробьев, А.В. Григорьев и др. // ДАН УССР. – 1995. – № 12. – С. 62–65.
53. Присутствуют ли природные газовые гидраты в сеноманской залежи Мессояхского газового месторождения / Г.Д. Гинсбург, А.А. Новожилов, А.Д. Дучков и др. // Геология и геофизика. – 2000. – № 7. – С. 648–661.
54. Пятнов В.И. Условия образования прибрежных морских россыпей (на примере зарубежных месторождений) // Разведка и охрана недр. – 1956. – № 5. – С. 6–16.
55. Рахманов Р.Р. Грязевые вулканы и их значение в прогнозировании газонефтеносности недр. – М.: Недра, 1987. – 174 с.
56. Результаты геологических исследований 51 рейса в Черное море НИС «Михаил Ломоносов» / Е.Ф. Шнюков, А.В. Иванников, А.А. Безбородов и др. – К., 1990. – № 90. – 49 с. – (Препр.)
57. Современные представления о средообразующей и экологической роли струйных метановых газовыделений со дна Черного моря / В.Н. Егоров, Г.Г. Поликарпов, С.Б. Гулин и др. // Мор. экол. журнал. – 2003. – 2, № 3. – С. 5–26.
58. Соловьев В.А. Газогидратоносность недр Мирового океана // Газовая промышленность. – 2001. – № 12. – С. 19–23.
59. Соловьев В.А. Оценка ресурсов газа в газовых гидратах Мирового океана // Газовая промышленность. – 2002<sup>1</sup>. – № 1. – 76 с.
60. Соловьев В.А. Глобальная оценка количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // Геология и геофизика. – 2002<sup>2</sup>. – Т. 43, № 7. – С. 648–661.
61. Стратиграфические литолого-петрографические исследования 51 рейса в Черное море НИС «Михаил Ломоносов» / Е.Ф. Шнюков, А.В. Иванников, А.А. Безбородов и др. – К.: ИГН, 1990. – № 90. – 49 с. – (Препр.)
62. Тектоника мезо-кайнозойских отложений Черноморской впадины / Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. и др. – м.: Недра, 1985. – 215 с.
63. Третьяков М.Б. Новые находки предполагаемых грязевых вулканов в акватории Черного моря // Геол. журн. – 1993. – № 3. – С. 141.
64. Трофимук А.А., Макагон Ю.Ф., Толкачев М.В. О роли газогидратов в процессах аккумуляции углеводородов и формирование их залежей // Геология и геофизика. – № 6. – 1983. – С. 3–13.



65. Фильтрогенные газовые гидраты в Черном море / Г.Д. Гинсбург, А.Н. Кремлев, М.Н. Григорьев и др. // Геология и геофизика. – 1990. – № 3. – С. 10–20.
66. Хрисчев Х. Геологическая обстановка метанообразования в осадках южноболгарского черноморского шельфа // *Geologica Balcanica*. – 1981. – Т. 1. – № 4. – С. 57–58.
67. Шимкус К.М., Емельянов Е.М., Тримонис Э.С. Донные отложения и черты позднечетвертичной истории Черного моря // *Земная кора и история развития Черноморской впадины*. – М.: Наука, 1975. – С. 84–97.
68. Шнюков Е.Ф. Грязевой вулканизм в Черном море // *Геол. журн.* – 1999. – № 2. – С. 38.
69. Шнюков Е.Ф., Зиборов. Минеральные богатства Черного моря. – К.: Карбон-ЛТД, 2004. – 280 с.
70. Шнюков Е.Ф., Кутний В.А. Карбонатные образования как производное газовых выделений на дне Черного моря // *Геофиз. журн.* – 2003. – Т. 25. – № 2. – С. 90–100.
71. Шнюков Е.Ф., Созанский В.І. Значення виходів метану на дні Чорного моря в пошуках родовищ нафти і газу // *Геология и полезные ископаемые Черного моря*. – К.: ОМГОР НАН Украины, 1999. – С. 102–106.
72. Шнюков Е.Ф., Цемко В.П. Азовское море. – К.: Об-во «Знание», 1987. – 87 с.
73. Шнюков Е.Ф., Соболевский Ю.В., Кутний В.А. Необычные карбонатные постройки континентального склона северо-западной части Черного моря – вероятное следствие дегазации недр // *Литология и полезные ископаемые*. – 1995. – № 5. – С. 451–461.
74. Шнюков Е.Ф., Щербаков И.Б., Шнюкова Е.Е. Ломоносовский подводный массив: новые факты к решению проблемы формирования Черноморской впадины / *Геология и полезные ископаемые Черного моря*. – К.: Карбон-ЛТД, 1999. – С. 27–38.
75. Шнюков Е.Ф., Созанский В.І., Муравейник Ю.А. О газонефтеносности Черного моря // *Геологич. проблемы Черного моря*. – К.: ОМГОР НАН Украины, 2001. – С. 23–34.
76. Шнюков Е.Ф., Клещенко С.А., Артемов Ю.Г. Новое поле газовых факелов на западе Черного моря // *Геофиз. журн.* – 2003. – Т. 25. – № 2. – С. 153–161.
77. Явления активного газовыделения из поднятий на свале глубины западной части Черного моря / Г.Г. Поликарпов, В.Н. Егоров, А.И. Нежданов и др. // *ДАН УССР*. – 1989. – № 12. – С. 13–16.
78. Basov E.J. New data on the mud volcanism in the Black Sea // Abstracts 3-th postcruise meeting of UNESCO–TREDMAR «Floating University». Programme, Cardiff, 30 January – 3 february, 1995. – MARINF–95 UNESCO jun., 1995. – P. 24.
79. Black Sea Oceanographic Expedition // Cruise Summary Report R/V Knorr 3–16 June, 1988. Leg 10, Seattle (Wash.). – Vol. 38, Suppl. Issue N2A. – Oxford, Pergamori Press, 1991. – 1266 p.
80. Collet T.S. Energy resource potential of natural gas hydrates // *Bull. AAPG*. – 2002. – V. 86, № 11. – P. 1971–1992.
81. Collet T.S., Kuuskraa V.A. Hydrates contain vast store of world gas resources // *Oil and Gas J.* – 1998. – Vol. 96, № 19. – P. 90–95.
82. Initial Reports of the Deep Sea Drilling, Project VXLII, p. 2, Istanbul, Turkey, May-June 1975: Washington (US Government Printing Office), 1978. – 1244 p.
83. Ivanov M.K. Mud volcanisms Its origin and geological role In: *Sedimentary basins of the Mediterranean and Black Seas*. – Moscow; Zvenigorod: Marine 100 UNESCO, 1996.
84. Ivanov M.K., Limonov A.F. Mud volcanisms in the Mediterranean and Black Seas // *Russia / Ed. B.A. Sokolov*. – Moscow: MGU, 1996. – P. 205–231.
85. Ivanov M.K., Limonov A.F., van Weering Tj.C.E. Comparative characteristics of the Black Sea and Mediterranean Ridge mud volcanism // *Marine Geology*. – Vol. 132. – 1997. – P. 253–271.
86. Ludmann T., Wong H.K., Konerding P., et al. Heat flow and quantity of methane deduced from a gas hydrate field in the vicinity of the Dnieper Canyon, northwestern Black Sea // *Geo-Marine Letters*. – 2004. – 24 (3). – P. 182–193.

87. Makogon Yu.F., Holdithe S.A. Lab work clarifies gas hydrate // Oil and Gas J. – 2001. – Vol. 99, № 6. – P. 47–52.
88. Matsumoto R. Vuggy carbonate crust formed by hydrocarbon seepage on the continental shelf of Baffin islands, North-east Canada // Geochem. J. – 1990. – Vol. 24. – P. 143–158
89. Petzet A. SEG: Geophysics role large in unconvtntials // Oil and Gas J. – 2007. – Vol. 105, № 17. – P. 28–30.
90. Popescu, I., Lericolais, G., Panin, N. et al. Late Quaternary channel avulsions on the Danube deep-see fan // Black Sea Mar. Geol. – 2001. – 179. – P. 25–37.
91. Sozansky V.I. Gaseous regime of the Black Sea // 3rd International Conference on the petroleum geology and hydrocarbon potential of the Black and Caspian Seas. – Bucuresti; Constanta, 1988. – P. 113–115.
92. Sozansky V.I. On the gas hydrateous nature of hydrogen sulphides and methane in the Black Sea. 61st Conference EAGE. – Helsinki, 1999. – P. 576.
93. Stott J. CERI: Arctic gas, LNG, hydrates key to gas supply gap // Oil and Gas J. – 2005. – Vol. 103, № 11. – P. 30.
94. Williams B. Debate grows over US gas supply crisis as harbinger of global gas production peak // Oil and Gas J. – 2003. – Vol. 101, № 28. – P. 20–28.
95. Winguth C., Wong H.K., Panin N. et al. Upper quaternary water level history and sedimentation in the northwestern Black Sea // Mar. Geol. – 2000. – 167. – P. 127–146.
96. <http://www.chem.msu.ru/rus/jvho/2003-3/70.pdf>
97. <http://ru— patent.info/21/55-59/2159323.html>
98. [http://inecoteh.ucoz.com/11\\_gas-hydrate.htm](http://inecoteh.ucoz.com/11_gas-hydrate.htm)

---

---

## Розділ 3

# НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР І НАКЛАДЕНИХ ЗАПАДИН УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА

### ВСТУП

Цей розділ базується на матеріалах тематичних досліджень, проведених на замовлення НАК «Нафтогаз України» [112, 113, 132]. Об'єктом досліджень були імпактні структури і накладені западини Українського щита (УЩ), перспективні на виявлення покладів вуглеводнів. Основною метою досліджень було узагальнення, аналіз і вивчення геологічної будови цих структур. Для досягнення цієї мети передбачалося проведення наступних досліджень і вирішення таких геологічних задач:

- узагальнення і аналіз відомостей щодо покладів вуглеводнів, пов'язаних з імпактними структурами, відомими у світі (Вьюфілд, Ред-Уїнг, Ньюпорт, Ігл-Бьютт, Лайс-Ранч та ін. в США, Канаді та інших країнах);
- аналіз матеріалів буріння, геофізичних досліджень свердловин та даних сейсморозвідки з метою уточнення геологічної будови імпактних структур УЩ для пошуків вуглеводнів;
- вивчення морфологічних особливостей імпактних структур УЩ (форма, розміри, прояв у рельєфі, внутрішня структура, відображення у фізичних полях);
- вивчення глибинної будови імпактних структур (породні комплекси, наявність розломів, зон тріщинуватості, складчастості) та проявів ударного метаморфізму (наявність ударних брекчій та імпактитів, високобаричних мінералів, ударних структур і текстур);
- вивчення нафтогенераційного потенціалу структур (прояви вуглеводнів, пластовий тиск, температура, фізико-хімічні властивості нафти і газу, їх склад, співвідношення ізотопів);
- визначення першочергових напрямків подальших геологорозвідувальних робіт.

Основним результатом робіт була оцінка перспектив відкриття родовищ вуглеводнів, пов'язаних з утвореннями імпактних структур УЩ: Оболонської, Болтиської та ін. і визначення першочергових напрямків подальших геологорозвідувальних робіт.

Починаючи з 2010 р. НАК «Нафтогаз України» проводить дослідження проблеми нетрадиційних джерел вуглеводнів на території України, що знайшло віддзеркалення у появі низки наукових звітів [108, 112, 113, 114, 125, 130-133, 136, 139 та ін.] і серії статей [50, 55-57 та ін.]. В цих роботах були розглянуті геологічні передумови і перспективи України щодо нетрадиційних джерел вуг-



леводнів, пов'язаних зі сланцевими товщами й ущільненими породами девону та карбону Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), силуру та девону Волино-Подільської плити, олігоцену Карпат, тріас-юрі й олігоцену Південного нафтогазозного регіону (НГР), мезокайнозою накладених западин УЩ і нарешті імпактних структур УЩ.

Імпактні структури широко розповсюджені на поверхні Землі [16, 85, 87 і багато інших]. На наш час встановлені численні родовища різноманітних корисних копалин, пов'язаних з кратероутворенням [75, 77], серед яких важливу роль відіграють родовища вуглеводнів [73, 74, 76, 106 та ін.]. Передбачається наявність таких структур і в Україні, це стосується, зокрема, Оболонської структури, щодо якої надані рекомендації з промислово-дослідного буріння на пошуки вуглеводнів в її центральній і бортовій частині [21, 39, 40, 51]. У свій час була надана характеристика газозносності Болтиської западини – однієї із ударних структур УЩ – з точки зору так званого сланцевого газу [50].

Актуальність досліджень зумовлена необхідністю розширення мінерально-сировинної бази паливно-енергетичної сировини України, яка тільки на 6–10 % забезпечена власними джерелами нафти і на 15–20 % – газу.

В процесі виконання робіт було проведено збір і аналіз матеріалів з імпактних структур світу, у тому числі з таких, з якими пов'язані родовища вуглеводнів. Були проаналізовані матеріали численних наукових публікацій і електронних джерел [16, 73–76 та багато інших], на основі чого були визначені основні характерні риси будови і речовинного складу імпактних структур світу та закономірності розміщення в них родовищ вуглеводнів.

Було проведено збір і аналіз матеріалів з імпактних структур України, проаналізовані матеріали численних наукових публікацій [10, 12–14, 16, 23, 24, 26, 34, 40, 48, 51, 53, 58, 60, 71, 94 та багато інших] і науково-виробничих звітів [109, 110, 112, 113, 121, 134], присвячених особливостям будови і складу імпактних структур УЩ.

Було проведено вивчення й опробування керна свердловин Болтиської (св. 42/11) і Оболонської (св. 5301, 5302) імпактних структур, а також природних відслонень Іллінецького кратера. На жаль, треба констатувати, що більшість керового матеріалу зі свердловин, пробурених у свій час на структурах Західній, Ротмістрівській, Оболонській та Болтиській знищено, тому у дослідженнях речовинного складу і геохімічних особливостей нам довелося опиратися на дуже фрагментарний матеріал. Відбиралися переважно зразки коптогенного комплексу, ударні брекчії, імпактит, породи кристалічної основи (табл. 3.1, 3.2).

Протягом лабораторних досліджень вивчені мінералого-петрографічні, петрофізичні (об'ємна густина, відкрита пористість, проникність, залишкове водонасичення, питомий електричний опір, швидкість пружних хвиль, інтервальний час, питомий електричний опір), геохімічні особливості порід ( $C_{орг.}$ ,  $H_2O$ ,  $U \cdot 10^{-4}$ ); визначений склад газів методом піролізу ( $H_2$ ;  $N_2$ ;  $CO$ ;  $CH_4$ ;  $CO_2$ ;  $H_2O$ ;  $C_2H_4$ ;  $C_2H_6$ ;  $NO$ ;  $H_2S$ ;  $SO_2$ ;  $COS$ ;  $CS_2$ ;  $C_3H_6$ ;  $C_3H_8$ ;  $C_nH_m$ ;  $N_2O$ ;  $NH_3$ ;  $F_2$ ,  $O_2$  за температур 50–250; 250–450; 450–650; 650–850 і 50–1050 °C).

Табл. 3.1. Список проб, відібраних з керна св. 42/11 (Болтиська западина)

№ з/п	Номер проби	Інтервал	Порода	№ з/п	Номер проби	Інтервал	Порода
1	БЛ-101	584,5	Зювіт	9	БЛ-109	591,0	Імпактит
2	БЛ-102	583,6	– " –	10	БЛ-110	592,0	– " –
3	БЛ-103	582,5	– " –	11	БЛ-111	593,0	– " –
4	БЛ-104	581,3	– " –	12	БЛ-112	594,2	– " –
5	БЛ-105	585,8	– " –	13	БЛ-113	595,3	– " –
6	БЛ-106	586,3	– " –	14	БЛ-114	596,5	– " –
7	БЛ-107	588,4	– " –	15	БЛ-115	597,5	– " –
8	БЛ-108	589,4	– " –				

Табл. 3.2. Список проб, відібраних з ударних брекчій Оболонської структури

№ з/п	Номер проби	Номер св.	Інтервал	Порода
1	Об-1	5301	781,5	Брекчія
2	Об-2	– " –	824	Граніт
3	Об-3	5302	770	Брекчія
4	Об-3/1	– " –	770	Брекчія
5	Об-4	– " –	977	Гранітогнейс
6	Об-5	– " –	977	Брекчія
7	Об-6	– " –	1004	Гнейс з пегматоїдними прожилками
8	Об-6/1	– " –	1004	Гнейс з пегматоїдними прожилками
9	Об-7	– " –	1009	Брекчія
10	Об-8	– " –	1024	Кварц-польовошпатовая порода

## 1. ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ УКРАЇНИ

У межах УЩ та його схилів відомо 7 імпактних структур [4, 12, 16, 21, 24, 83, 94, 98 та ін.]: Іллінецька, Західна, Ротмистрівська, Болтиська, Оболонська, Зеленогайська, Тернівська, з яких лише Оболонська розглядається як потенційно нафтогазоносна [25, 29, 40, 51, 60] (рис. 3.1, табл. 3.3).



**Рис. 3.1. Схема розташування імпактних структур в межах УЩ [132]:**

1 – архейські зеленокам'яні структури; 2 – палеопротерозойські габро-діорит-гранітні масиви; 3 – мезопротерозойські габро-анортозит-рапаківі-гранітні і габро-сієніт-гранітні масиви; 4 – границі мегаблоків; 5 – міжблокові шовні зони; 6 – основні глибинні розломи; 7 – границя УЩ; 8 – імпактні структури (1 – Іллінецька, 2 – Західна, 3 – Ротмистрівська, 4 – Болтиська, 5 – Оболонська, 6 – Зеленогайська, 7 – Тернівська)

**Табл. 3.3. Імпактні структури України [104]**

Структура	Широта	Довгота	Діаметр (км)	Вік (млн р.) [104]	Вік (млн р.) [29]
Іллінецька	49°06'N	29°12'E	4	395 ± 5	444
Західна	49°44'N	29°00'E	3	115 ± 10	165
Ротмистрівська	49°00'N	32°00'E	2,7	140 ± 20	130
Болтиська	48°45'N	32°10'E	25	88 ± 3	65
Оболонська	49°30'N	32°55'E	15	215 ± 25	169
Зеленогайська	48°42'N	32°54'E	2,5	120 ± 20	< 65
Тернівська	48°01'N	33°05'E	12	280 ± 10	350



### 1.1. Іллінецька структура

Іллінецька імпактна структура розміщена біля однойменного міста у Вінницькій області, в 40 км на південний схід від м. Вінниця, на вододілі річок Соб і Собик між селами Лугова Іллінецького району та Іваньки Липовецького району [12, 26, 43, 45, 99]. Вік кратера становить приблизно 440 млн р., він являє округлу депресію з центральним підняттям, діаметром до 4 км, глибиною до 350 м у палеопротерозойських утвореннях УЩ, серед яких переважають різноманітні гнейси і кристалічні сланці, прорвані гранітоїдами (рис. 3.2).

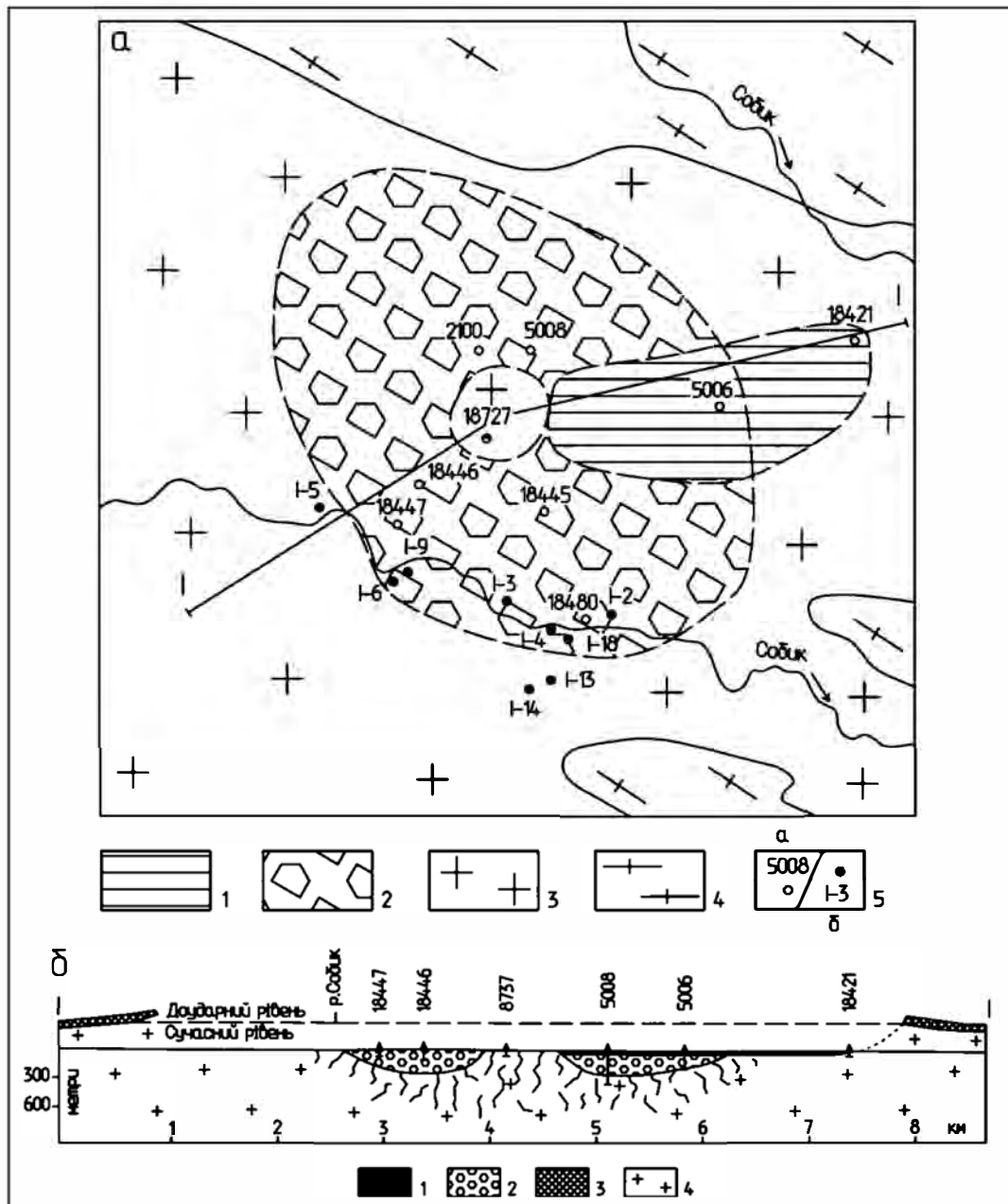


Рис. 3.2. Схема будови Іллінецького кратера [21]:

на плані: 1 – післякратерні відклади; 2 – алогенні брекчії та зювіти; 3 –граніти; 4 – гнейси; 5 – свердловини та їх номери (а), кар’єри та відслонення та їх номери (б);

на розрізі: 1 – післякратерні відклади; 2 – алогенні брекчії та зювіти; 3–осадові породи мішені, що збереглися у вигляді уламків та брил в алогенних брекчіях; 4 – кристалічні породи мішені

Структура складена аутигенними та алогенними брекчіями, зювітами і тагамітами. Аутигенні брекчії, разом з брекчійованими гранітами складають основу розрізу западини і її бортові частини. Їхня товщина становить 50–70 м. Брекчії складені практично повністю уламками порід фундаменту і донизу поступово переходять в сильно тріщинуваті, а згодом і непорушені гнейси, сланці і граніти.

Породи кратера розкриті двома стародавніми кар'єрами – на західній і східній околицях с. Лугова (рис. 3.3–3.5). Річ у тім, що здавна (з III ст. до нашої ери) зювіти кратера видобуваються для виготовлення жорен [31].



Рис. 3.3. Іллінецький кратер. Північна стінка кар'єра на східній околиці с. Лугова [132]



Рис. 3.4. Ударні брекчії Іллінецького кратера [132]





Рис. 3.5. Брила змінених гранітів в ударних брекчіях Іллінецького кратера [132]

Зверху вони перекриті алогенними брекчіями потужністю до 200 м, які складені уламками порід фундаменту (50–90 %), уламками мінералів цих порід (15–50 %) і склом (10 %), зцементованими дрібноуламковим кварц-польово-шпатовим матеріалом.

Ще вище залягають зювіти, часто у вигляді жил примхливої форми. Товщу зювітів умовно можна поділити на дві частини. Для нижньої частини (потужністю 30–100 м) характерний низький вміст скла плавлення, для верхньої (потужністю 80–130 м) – високий (рис. 3.6). У складі зювітів скло відіграє суттєву роль (від 10–20 до 70–80 %). Для цих порід характерна флюїдальна текстура і висока пористість. У них часто спостерігаються уламки порід мішені, інколи – краплеподібні чи овальні уламки скла.

Тагаміти представлені пластовим тілом потужністю до 30 м у південній частині структури. Це щільні рожево-сірі афанітові породи з розкристалізованою основною масою, складеною кварцом, калієвим польовим шпатом, плагіоклазом і хлоритом.

Кратерні утворення перекриті відкладами верхнього силуру – нижнього девону і палеоген-четвертинними породами.

В імпактітах кратера зафіксований підвищений вміст нікелю, іридію, кобальту, співвідношення яких відповідають тим, що встановлені в метеоритній речовині. В тагамітах кратера в 1974 р. були виділені імпактні алмази.

Характерною особливістю порід є конуси руйнування, які спостерігаються в брилах і уламках гранітів в аутигенних брекчіях і зювітах, планарні структури в кварці. Петрохімічні та геохімічні характеристики порід наведені в табл. 3.4, 3.5. За цими показниками ударно-метаморфічні породи подібні гранітоїдам основи, але відрізняються дещо зниженим вмістом кремнезему і підвищеним – калію і нікелю.



Вік кратера встановлюється як додевонський за споро-пилковим комплексом покрівних осадових порід. Геохронологічні визначення за К-Аг методом коливаються від 390 до 470 млн р., за  $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$  методом – від 410 до 444 млн р., а за палеомагнітними дослідженнями становлять близько 445 млн р. Таким чином, найвірогідніший вік утворення кратера відповідає ашгільському часу пізнього ордовіку [21].

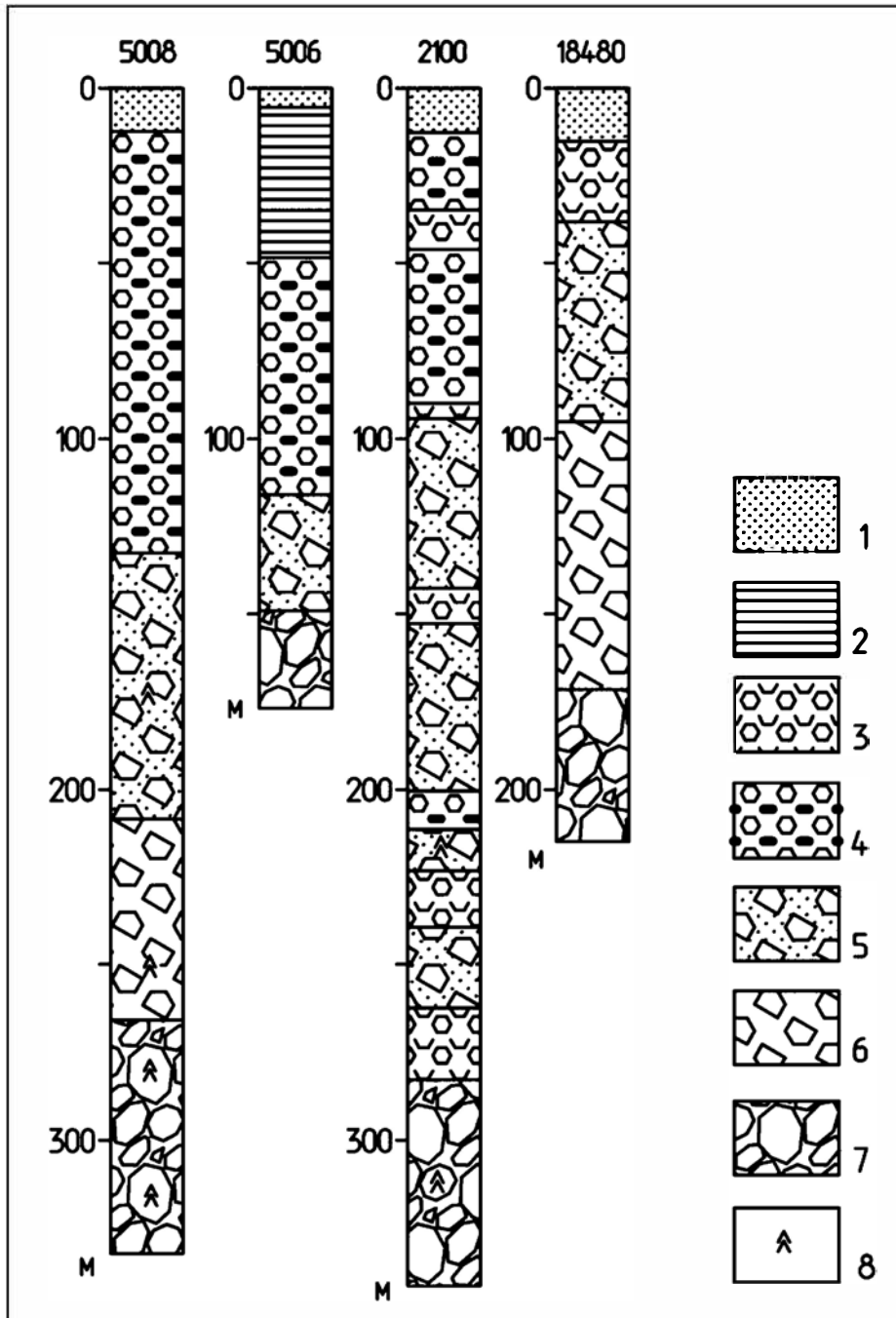


Рис. 3.6. Розрізи свердловин Іллінецького кратера [21]:

1 – четвертинні відклади; 2 – післякратерні відклади; 3 – імпакти; 4 – зювіти з високим вмістом скла; 5 – зювіти з низьким вмістом скла; 6 – аутигенні брекчії; 7 – брекчійовані породи фундаменту; 8 – конуси руйнування

Табл. 3.4. Хімічний склад імпактитів і скла Іллінецької структури [21] (головні елементи – мас. %, інші – 10<sup>-4</sup>%)

Компо- нент	Номер свердловини, глибина				Номер зразка									
	18480 29 м	18480 35 м	18480 38 м	2100 36 м	I-2	I-4-13	I-15	I-16	I-17	I-18	I-19	I-20	I-21	I-28
	Порода													
	Імпактит	Імпактит	Імпактит	Скло	Зювіт	Зювіт	Скло	Скло	Скло	Скло	Скло	Скло	Імпактит	Імпактит
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
SiO <sub>2</sub>	64,31	63,40	62,45	65,15	64,73	63,88	62,12	63,55	62,85	66,68	66,84	66,30	65,34	63,61
TiO <sub>2</sub>	0,23	0,24	0,25	0,25	0,47	0,52	0,55	0,27	0,54	0,24	0,22	0,23	0,19	0,51
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	15,26	14,75	15,59	16,50	14,82	14,30	15,56	18,22	15,08	15,26	15,63	15,57	16,67	15,11
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4,32	4,58	4,07	3,02	4,58	5,29	4,64	1,31	4,96	3,69	2,12	1,87	2,06	5,05
MnO	0,07	0,08	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,01	0,03	0,03	0,02	0,01	0,02	0,14
MgO	3,28	3,12	2,95	1,70	1,00	0,77	1,46	0,31	1,09	1,58	0,18	0,10	0,10	0,87
CaO	1,07	1,12	0,46	0,42	0,26	0,42	0,50	0,54	0,51	3,30	0,38	0,33	0,36	0,34
Na <sub>2</sub> O	1,55	1,84	0,55	1,16	0,25	0,16	0,67	0,59	0,80	2,83	0,41	0,42	1,11	0,51
K <sub>2</sub> O	6,22	6,19	10,74	9,47	9,89	10,10	11,33	12,23	10,93	3,60	12,44	12,77	12,18	11,04
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,14	0,14	0,15	0,12	0,04	0,07	0,16	0,04	0,17	0,16	0,05	0,03	0,03	0,13
H <sub>2</sub> O <sup>-</sup>	3,68	3,62	2,45	2,23	3,61	3,86	3,52	2,39	3,70	2,52	1,80	1,99	1,20	2,69
<b>Сума</b>	<b>100,11</b>	<b>99,08</b>	<b>99,68</b>	<b>100,05</b>	<b>99,69</b>	<b>99,41</b>	<b>100,53</b>	<b>99,45</b>	<b>100,66</b>	<b>99,89</b>	<b>100,09</b>	<b>99,62</b>	<b>99,24</b>	<b>100,00</b>
Sc	9,99	10,8	11,2	9,85	11,8	9,32	9,94	10,7	10,9	10,9	7,72	7,88	3,43	10,4
V	85	84	95	87	91	75	76	108	90	88	65	59	41	73
Cr	61,8	65,9	71,1	55,1	64,5	65,1	79,3	81,1	85,1	66,2	46,8	57,1	36,4	95,1
Co	28,9	30,1	25,1	33,3	17,9	16,5	35,7	25,6	11,1	53,5	17,1	24,6	54,1	51,6
Cu	36	42	40	35	41	19	54	77	21	38	35	30	30	32
Ni	31	33	40	45	67	60	36	40	13	40	52	28	32	260
Zn	70	86	85	108	75	43	220	65	33	70	62	29	199	73
Ga	7	5	32	9	13	19	12	24	17	25	9	26	7	16
As	0,35	0,22	0,19	0,77	0,46	0,83	0,55	1,21	0,98	0,48	0,32	0,66	0,46	0,41
Se	0,07	0,09	0,12	0,08	0,09	0,07	0,05	0,12	0,09	0,08	0,08	0,05	0,11	0,12
Br	0,52	0,26	0,49	0,081	0,16	0,11	0,34	0,36	0,23	0,11	0,31	0,38	0,45	0,12
Rb	223	223	219	202	219	198	226	210	230	155	191	205	275	203
Sr	190	220	131	87	58	59	103	93	134	330	110	128	270	146
Y	19	20	21	23	23	14	23	28	19	21	30	18	17	40

<i>Продовження табл. 3.4</i>														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Zr	190	195	160	100	162	149	140	120	155	155	185	195	120	186
Nb	12	12	14	14	14	14	15	15	17	15	16	14	8	15
Ag	0,04	0,05	0,04	0,03	0,04	0,054	0,03	0,03	0,036	0,05	0,05	0,093	0,07	0,043
Sb	0,04	0,05	0,02	0,03	0,15	0,079	0,015	0,087	0,095	0,88	0,029	0,066	0,036	0,068
Cs	0,82	0,84	0,87	0,31	1,02	0,66	0,47	0,37	0,54	0,83	0,36	0,54	0,58	0,69
Ba	830	776	730	660	662	615	690	593	670	685	690	720	1770	1690
La	23,6	20,4	33,3	19,8	47,2	43,9	43,3	62,5	33,9	32,2	54,1	48,9	10,6	87,4
Ce	62,1	51,3	63,2	48,7	84,1	72,8	93,4	120	73,4	59,8	124	84,7	20,3	157
Nd	28,4	24,4	31,2	24,7	42,2	35,1	44,6	57,9	34,8	26,5	61,1	39,7	11,7	76,9
Sm	3,17	3,18	6,03	4,09	7,85	6,25	6,39	10,5	4,87	5,02	9,11	6,33	1,76	13,2
Eu	0,95	0,95	1,01	0,97	1,56	1,09	1,31	1,38	1,19	0,95	1,86	1,11	0,96	2,01
Gd	4,2	3,6	6,1	4,9	8,67	6,36	5,9	8,2	5,1	5,9	10,7	5,5	2,1	10,1
Tb	0,58	0,57	0,73	0,69	0,91	0,62	0,82	1,07	0,67	0,65	1,19	0,66	0,33	1,31
Tm	0,23	0,27	0,32	0,28	0,41	0,25	0,31	0,37	0,27	0,23	0,34	0,29	0,18	0,51
Yb	1,41	1,44	1,52	1,65	1,98	1,45	1,58	1,72	1,41	1,21	1,79	1,44	1,06	2,86
Lu	0,18	0,21	0,18	0,2	0,24	0,21	0,21	0,21	0,19	0,16	0,23	0,19	0,15	0,39
Hf	3,81	3,79	4,49	3,83	4,29	4,19	4,43	4,51	4,73	3,65	4,05	5,26	2,46	4,98
Ta	0,73	0,75	0,94	0,68	0,82	0,83	0,78	0,89	0,82	0,81	0,74	0,87	0,44	0,79
W	–	–	–	–	0,43	0,47	–	–	–	–	–	–	–	1,04
Ir (ppb)	0,9	0,9	<1	<1	<1	1	0,7	<1	1,2	1,1	0,49	0,61	<1	<1,5
Au (ppb)	0,9	0,8	4,5	1	13	19	2,8	1,3	0,6	0,4	0,7	0,6	0,8	25
Hg	0,06	0,07	0,07	0,02	0,02	0,11	0,061	0,05	0,09	0,05	0,08	0,03	0,04	0,03
Th	16,9	14,1	14,7	14,2	15,5	16,8	22,9	29,7	22,1	16,1	28,4	26,8	2,62	30,3
U	0,79	0,87	2,51	1,55	1,67	2,09	1,52	2,55	1,21	1,81	1,12	2,11	0,49	2,31



Табл. 3.5. Хімічний склад гранітів Іллінецької структури (% , елементи  $10^{-4}\%$ ) [21]

Компонент	Номер зразка / номер світи / глибина				
	I-2/5008/279	I-3/5008/314	I-4/5008/330	I-5/18480/160	I-6/18480/215
1	2	3	4	5	6
SiO <sub>2</sub>	67,72	69,08	69,43	72,52	71,01
TiO <sub>2</sub>	0,21	0,21	0,46	0,17	0,21
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	14,53	14,04	14,74	14,02	14,47
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,01	3,13	3,37	1,61	2,74
MnO	0,04	0,03	0,06	0,02	0,02
MgO	1,47	1,54	2,22	0,67	0,88
CaO	1,49	0,96	0,38	1,62	1,87
Na <sub>2</sub> O	2,86	4,39	4,52	2,89	2,98
K <sub>2</sub> O	6,51	3,72	2,71	5,63	4,21
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,05	0,16	0,09	0,12	0,10
H <sub>2</sub> O <sup>-</sup>	1,80	1,40	2,02	0,41	0,54
<b>Сума</b>	<b>99,69</b>	<b>99,02</b>	<b>99,99</b>	<b>99,67</b>	<b>99,04</b>
Sc	4,49	4,19	4,42	2,67	4,74
V	62	66	54	34	44
Cr	42,6	21,6	15,8	12,7	15,3
Co	21,6	31,2	31,6	28,8	44,3
Cu	2	4	6	8	6
Ni	27	22	22	19	26
Zn	70	92	57	30	39
Ga	12	14	15	14	8
As	0,15	0,49	0,52	0,58	0,05
Se	0,18	0,12	0,15	0,09	0,14
Br	0,36	0,27	0,27	0,57	0,41
Rb	180	116	119	168	167
Sr	254	256	153	330	350
Y	10	15	13	15	15
Zr	190	180	250	110	120
Nb	13	14	12	11	15
Ag	0,08	0,03	0,03	0,02	0,02
Sb	0,051	0,087	0,13	0,06	0,03
Cs	1,11	1,04	0,88	0,85	1,32
Ba	1070	572	385	1180	820
La	65,5	11,5	100	32,6	15,4
Ce	117	21,8	219	56,3	35,2
Nd	52,8	11,4	90,1	28,9	15,9
Sm	8,15	2,92	9,62	4,91	2,57
Eu	1,01	0,69	0,94	0,99	0,93
Gd	5,8	3,56	6,6	5,3	3,2
Tb	0,59	0,48	0,79	0,60	0,51
Tm	0,12	0,19	0,24	0,22	0,23
Yb	0,64	0,99	0,99	1,15	1,08
Lu	0,088	0,12	0,12	0,13	0,13
Hf	5,08	5,58	6,92	2,83	2,78
Ta	0,95	0,88	0,86	0,62	1,02
Ir (ppb)	<1	<1	<2	<2	<2

Продовження табл. 3.5					
1	2	3	4	5	6
Au (ppb)	0,3	0,6	<1	<1	0,2
Hg	0,04	0,05	0,04	0,04	0,07
Th	42,3	1,86	70,4	16,6	9,34
U	2,42	2,09	1,91	2,39	0,96

У результаті аналізу відібраних нами у 2012 р. зразків з корінних виходів імпактитів у кар'єрі поблизу с. Лугова в них встановлена наявність  $C_{орг.}$  в кількості від 0,21 до 1,87 %, незначний вміст урану ( $0,6-2,1 \cdot 10^{-4}$ , %) і  $CO_2_{карб.}$ , % (0,05–0,55) (табл. 3.6, 3.7). Таким чином, немає ніяких підстав говорити про перспективи нафтогазоносності Іллінецької імпактної структури.

Табл. 3.6. Результати визначення масових часток елементів [132]

Номер проби	Порода	$C_{орг.}$ , %	$H_2O$ , %	$U \cdot 10^{-4}$ , %	$CO_2_{карб.}$ , %
1-і	Імпактит	1,32	2,25	2,1	<0,05
2-і	– " –	0,93	1,90	2,1	<0,05
3-і	– " –	1,00	1,75	0,6	<0,05
4-і	– " –	0,58	1,80	0,6	<0,05
5-і	– " –	0,21	0,84	0,7	0,16
6-і	– " –	1,60	2,80	1,5	0,25
7-і	– " –	1,87	3,65	1,8	0,55
8-і	– " –	1,16	2,64	1,6	<0,05

Табл. 3.7. Зміни мас зразків (%)

Зразок	<120 °C	120–300 °C	300–390 °C	390–550 °C	ТОС
1-і	1,30527	1,13629	0,24	0,83263	2,20892
2-і	0,88464	0,60172	0,15202	0,82341	1,57715
4-і	1,20242	0,83667	0,15168	1,17306	2,16141
5-і	1,02591	0,69739	0,10888	0,51154	1,31781
6-і	0,32234	0,19604	0,05	0,20524	0,45128
7-і	1,33513	1,26825	0,19561	0,80133	2,26519
9-і	1,62236	1,96903	0,18753	1,11035	3,26691
10-і	1,6506	1,26436	0,18659	0,60674	2,05769

## 1.2. Західна структура

Західна імпактна структура розташована у Вінницькій області, в 65 км на північний схід від м. Вінниця, в басейні р. Роставиця, лівої притоки р. Рось. Вона приурочена до північній частині Дністровсько-Бузького мегаблоку, складеного тут переважно гранат-біотитовими гранітами і мігматитами з невеликими тілами гнейсів і пегматитів [8, 81, 82]. Кратер має овалоподібну форму, розміри  $2,3 \times 3,2$  км, витягнутий в північно-західному напрямку. З ним збігається негативна гравітаційна аномалія інтенсивністю  $-4,2$  мгл довжиною 4,7 км, шириною 3,9 км.

Основою кратера є докембрійські гранат-біотитові граніти, гнейси, локальні тіла габроїдів. Крім цих порід, у складі уламків ударних брекчій і зювітів трапляються аргіліти і алевроліти, що свідчить про існування шару покривних осадових відкладів, який було повністю знищено під час удару метеориту.

Кратер має складну форму, в центральній частині виділяється підняття, а в північно-західній – витягнута на північний схід горстоподібна структура, яка розділяє кратер на дві нерівноцінні частини (рис. 3.7).

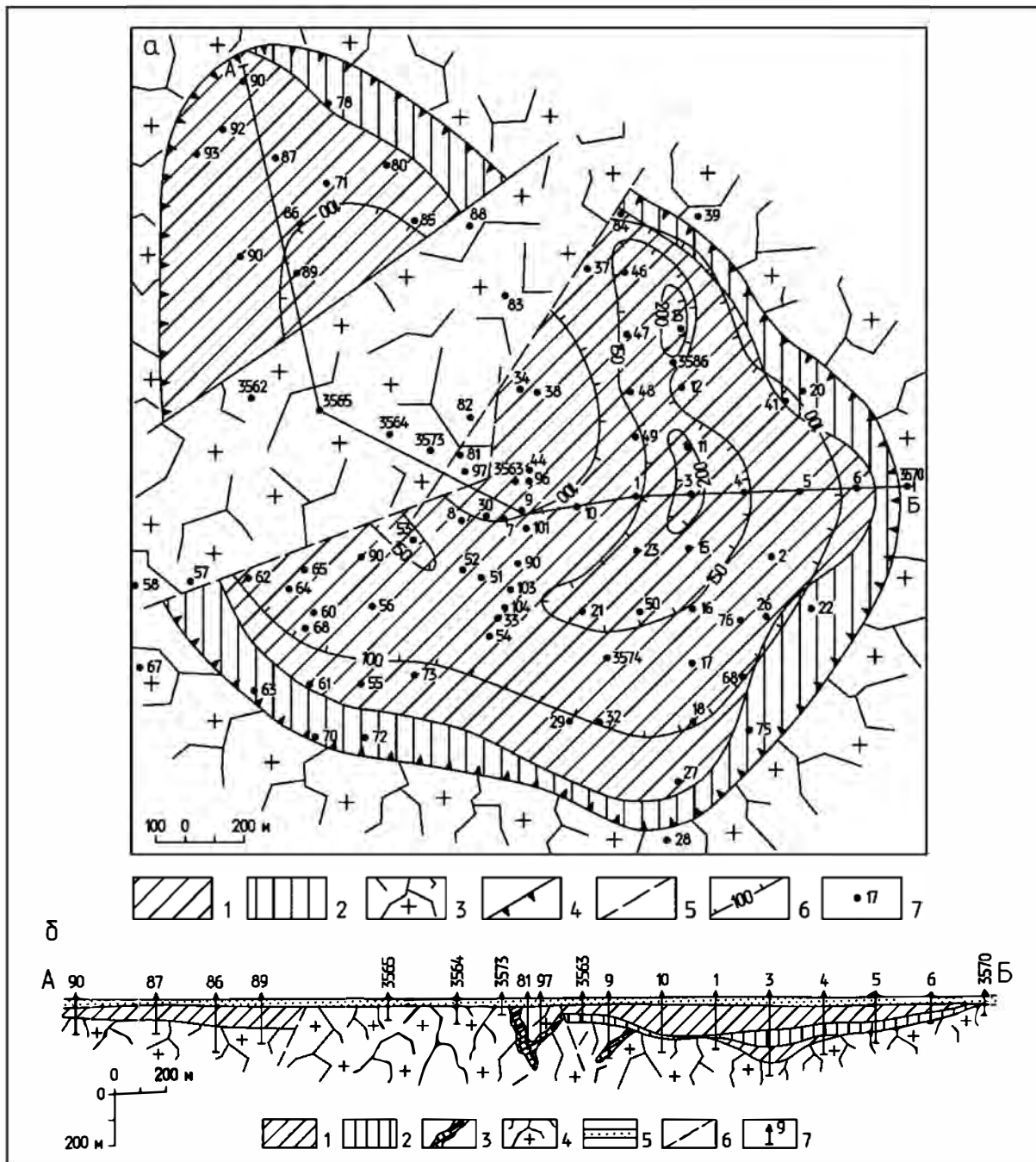


Рис. 3.7. Схема будови Західного кратера [21]:

на плані: 1 – зювіти; 2 – алогенні брекчії; 3 – брекчійовані граніти; 4 – обмеження кратера; 5 – розломи; 6 – ізолінії глибини кратера; 7 – свердловини та їх номери;  
 на розрізі: 1 – зювіти; 2 – алогенні брекчії; 3 – імпаکتити; 4 – брекчійовані граніти; 5 – кайнозойські відклади; 6 – розломи; 7 – свердловини та їх номери



У розрізі кратер являє собою конусоподібне тіло, яке розширюється догори, складене (знизу) [8]:

- аутигенні брекчії за породами фундаменту, які на глибині поступово переходять в катаклазовані граніти;
- алогенні брекчії, складені уламками порід і мінералів кристалічної основи і гетерогенного скла..... до 130 м;
- зювіти вітролітокластичні, вітрокластичні флюїдальні і масивні з штокверкоподібними тілами тагамітів (породи ефузивного вигляду з афанітовою текстурою, численними мигдалинами, заповненими цеолітами і піритом) потужністю 2–20 м; їх вік за К-Аг методом 105–125 млн р. ....60–120 м.

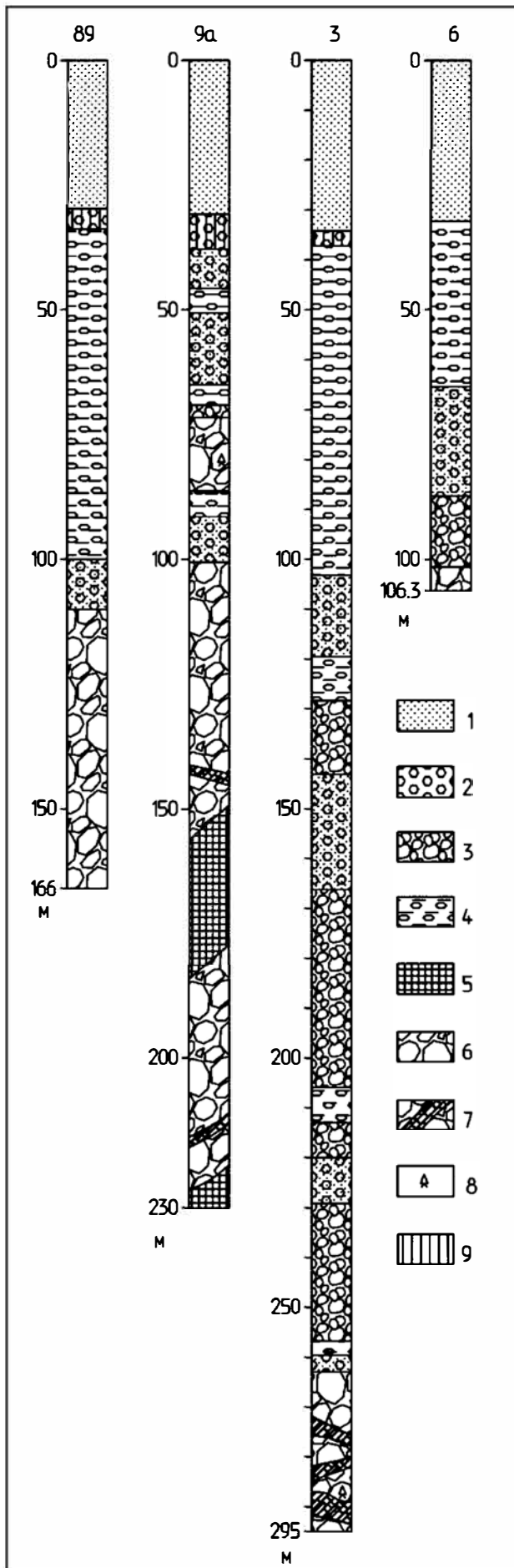
Горстоподібне підняття брекчійованих порід кристалічної основи поділяє імпактну структуру на дві нерівні частини, серед яких більша за розмірами південно-східна вміщує найглибшу центральну область з центральним підняттям [21]. У товщі порід алогенного комплексу встановлені дайкоподібні тіла розплавних імпактитів, особливо широко розвинені в брекчіях центрального підняття. Ударне походження структури підтверджується присутністю таких ударно-метаморфічних порід, як аутигенні й алогенні брекчії, зювіти, тагаміти, наявністю планарних структур кварцу і польових шпатів, конусів руйнування, присутністю коєсіту та імпактних алмазів, останні з яких мають найбільше поширення у складі ударнорозплавлених порід [35, 77, 80, 82].

Нижня частина кратера складена аутигенними глибовими брекчіями, товщина яких зростає від 50–100 м у крайових частинах до 100–150 м в центральній частині структури. Вони складені брилами і уламками гранат-біотитових гранітів, зцементованих дрібноуламковою основною масою того ж складу. Серед них виділяються дайкоподібні тіла ударно-розплавлених порід неправильної форми, з невтриманими розмірами. Це масивні темнозабарвлені дуже щільні породи з включеннями порід основи кратера, зі значною кількістю газових пухирців і порожнин.

Зверху аутигенні брекчії з поступовим переходом перекриті алогенними брекчіями, потужність яких також збільшується від 30–40 м у крайових частинах до 80–90 м в центральній частині структури. Вони складені уламками кристалічних порід (гранітів, гнейсів та ін.) і мінералів в дрібнозернистій основній масі. Серед алогенних брекчій локалізовані окремі лінзоподібні тіла зювітів. Більша частина імпактного комплексу складена зювітами, товщина яких сягає 100 м (рис. 3.8). Вони складені уламками скла (до 50–60 %), кристалічних порід (гранітів, гнейсів, габроїдів), мінералів, інколи осадових порід (аргіліти, алевроліти) в дрібнозернистій основній масі. Верхня частина шару зювітів перетворена на структурну кору вивітрювання товщиною 3–10 м.

У породах кратера виявлені прояви мінералізації цеолітів, карбонатів, сульфідів, монтморилоніту. Однак найціннішим було виявлення в керні св. 3558 імпактних алмазів, після чого в 1976–1980 рр. в межах структури було проведено пошукове буріння. В результаті були оконтурені поклади імпактитів, які вміщують імпактні алмази, але не була доведена економічна доцільність їхньої розробки у зв'язку з високою вартістю збагачення.

К-Аг вік імпактитів кратера дорівнює  $165 \pm 6$  млн р. [35]. Будь-яких ознак нафтогазоносності в межах кратера чи оточуючого району не виявлено.



**Рис. 3.8. Розрізи свердловин Західного кратера [21]:**

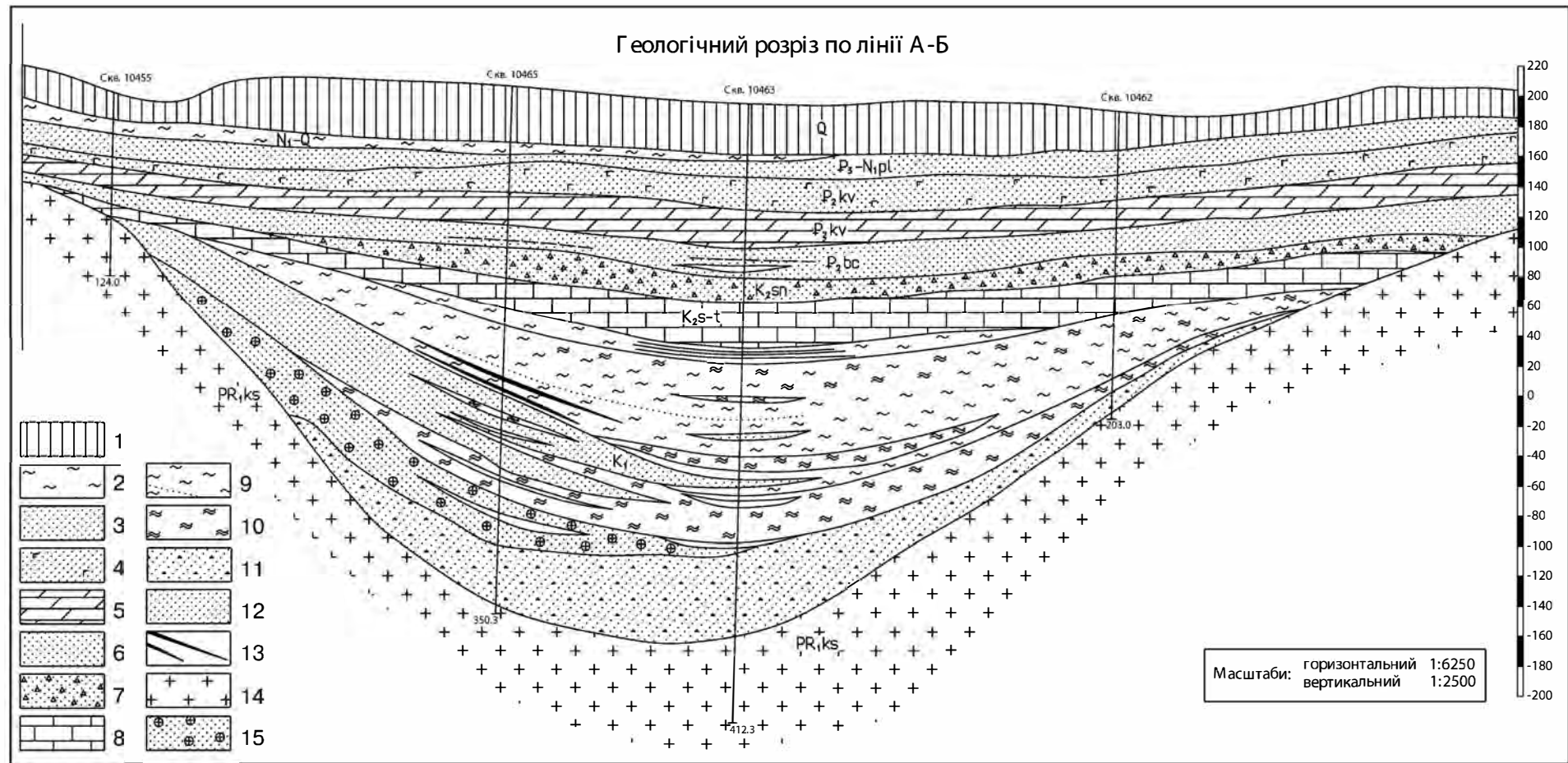
1 – четвертинні відклади; 2 – алогенні брекчії; 3 – зювіти; 4 – ударно-розплавлені породи; 5 – аутигенні брекчії; 6 – брекчійовані породи основи кратера; 7 – дайки алогенних брекчій; 8 – конуси руйнування; 9 – кора вивітрювання

### 1.3. Ротмистрівська структура

Ротмистрівська імпактна структура розташована в Смілянському районі Черкаської області, між с. Ротмистрівка і Ковалиха, в 30 км на північний захід від Болтиського кратера (рис. 3.9). Вважалося, що вона виникла під час падіння метеорита на межі крейди та палеогену [4, 12, 47] або юри та крейди [97].

У сучасному рельєфі кратер проявлений у вигляді невеликої (10 км<sup>2</sup>) западини на схилах УЩ, до відкладів якої приурочений однойменний прояв горючих сланців [2, 71, 117]. Западина була виявлена в 1960 р. в процесі геологозйомочних робіт на суміжних площах (Л.І. Рябчун, В.К. Рябчун, Н.Ф. Поддубний, В.А. Свиридов), детально вивчена під час проведення пошукових робіт на горючі сланці В.К. Грабовським та іншими у 1964–1966 рр. [117].

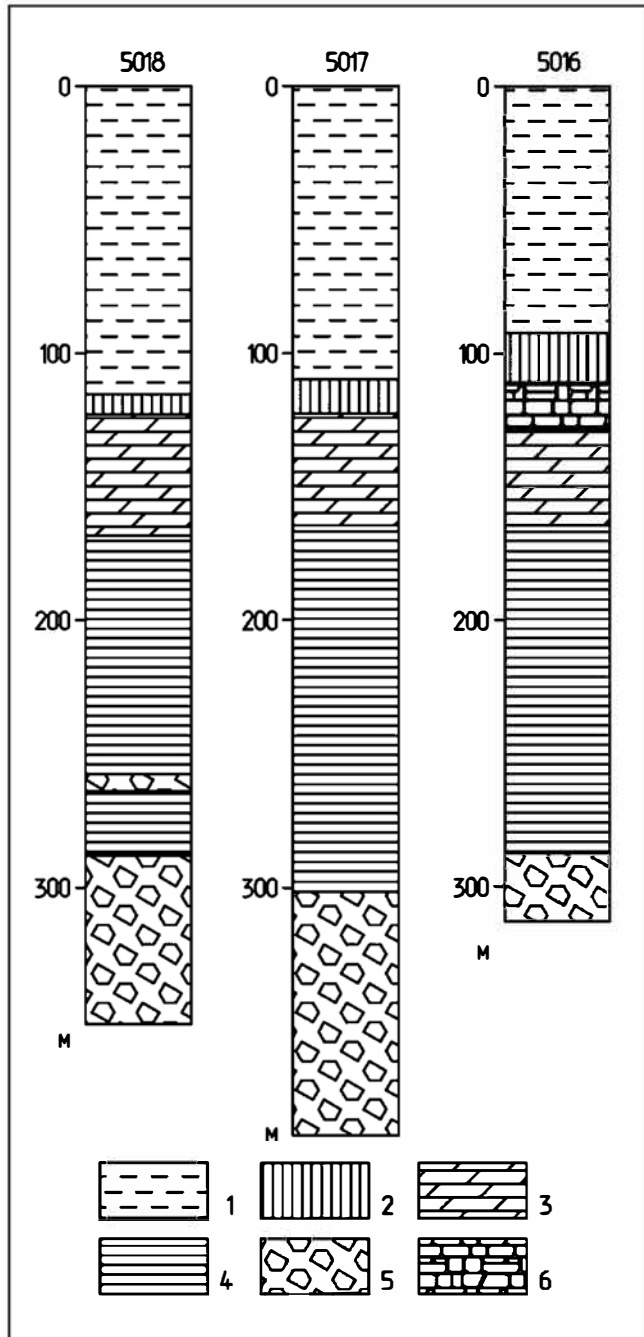
Кратер представлений округлим блюдцеподібним поглибленням діаметром близько 3 км, глибиною до 350–400 м у гранітах рапаківі Корсунь-Новомиргородського плутону, які у верхній частині перетворені на аутигенні брилові брекчії потужністю до 10 і більше метрів (св. 5017). На них залягає перешарування алогенних брекчій і зювітів товщиною до 74 м (рис. 3.10). Зювіти складені уламками порід, фрагментами кристалів (кварц,



**Рис. 3.9. Схема внутрішньої будови Ротмистрівської западини [117]:**

Четвертинна система (Q): 1 – делювіальні та еолово-делювіальні відклади: суглинки червоно-бурі, палево-жовті лесовидні карбонатні. *Нерозчленовані відклади неогенової і четвертинної систем (N<sub>2</sub>-Q<sub>1</sub>):* 2 – глини червоно-бурі щільні. *Нерозчленовані відклади палеогенової і неогенової систем.* Полтавська серія P<sub>3</sub>-N<sub>1</sub>pl: 3 – пісок сірий кварцовий. Палеогенова система P, кийський регіолярус P<sub>2</sub>kv: 4 – пісок зеленкувато-сірий глауконіт-кварцовий; 5 – пісок зеленкувато-сірий мергелястий в підшві різнозернистий, мергель піщаний; буцацький регіолярус P<sub>2</sub>bc: 6 – пісок дрібно-середньозернистий, брудно-сірий кварцовий. Крейдова система, верхній відділ, сантонський ярус K<sub>2</sub>st: 7 – брекчія з глинистим цементом; сеномантуронський ярус K<sub>2</sub>s-t: 8 – крейда писальна; нижній відділ K<sub>1</sub>: 9 – сланці глинисті бітумінозні; 10 – алеврит темно-сірий, масивний; 11 – пісок різнозернистий глинистий; 12 – пісок сірий кварцовий; 13 – сланець горючий з A<sup>d</sup>>70%; 14 – брекчія осадовна з загостреними уламками гранітів та імпактних стекл, зцементованих глинистим і глинисто-кременистим цементом. Протерозой PR<sub>1</sub>, коростенський комплекс PR<sub>1</sub>ks: 15 – граніти рапаківі та рапаківіподібні дрібно- і середньозернисті біотитові, біотит-амфіболові, дрібноовідні, безовідні





**Рис. 3.10. Розрізи свердловин Ротмистрівського кратера [21]:**

1 – кайнозой – глини, піски, леси; 2 – літичні брекчії викидів Болтиського кратера; 3 – верхня крейда – мергелі, крейда; 4 – нижня крейда – алевроліти з прошарками горючих сланців; 5 – алогенні брекчії та зювіти; 6 – брекчійовані пізньокрейдові породи

- зювіти, складені фрагментами кристалів (кварц, польовий шпат, біотит) і сплюсненими уламками скла (до 30 %) (св. 10465 – 341 м, св. 10467 – 278 м), які чергуються з алогенними брекчіями;
- алогенні брекчії з уламками зерен кварцу, польового шпату, гранату, гранітів, алевролітів, карбонатних порід;
- товща чергування алевроліто-глинистих і піщанистих порід, грубозернистих в ниж-

польовий шпат, біотит), сплюсненими уламками скла (до 30 %). Відмічаються конуси руйнування. Алогенні брекчії вміщують уламки зерен кварцу, польового шпату, гранату, гранітів, алевролітів, карбонатних порід. Потужність цих утворень не перевищує 60 м.

Вони перекриті післякратерною товщею чергування алевроліто-глинистих і піщанистих порід крейди з прошарками бітумінозних глинистих сланців до горючих сланців, писальної крейди. Крейдова товща перекрита шаром алогенних глибоких брекчій (10–15 м), які трактуються як горизонт викидів Болтиського кратера [21]. Брекчії вміщують уламки гранітів, рідше гнейсів і зювітів в дрібноуламковому, іноді карбонатному цементі. Вище залягають напівпуккі утворення кайнозою.

Вік Ротмистрівського кратера за К-Аг методом становить  $130 \pm 10$  млн р. [97], що відповідає ранньому барему. Кратерні відклади відповідають апт-альбу. Таким чином, кратер утворився в ранній крейді, вірогідно, в баремський час.

Таким чином, Ротмистрівська западина являє собою імпактну структуру, що виникла під час падіння метеориту в ранній крейді [4, 12, 42]. Западина представлена округлим поглибленням діаметром близько 3 км, глибиною до 350 м у гранітах рапаківі Корсунь-Новомиргородського плутону, на яких послідовно залягають [12]:

ніх частинах розрізу (до осадової брекчії), в верхній частині – шар бітумінозних глинистих сланців;

- горизонт писальної крейди сеноман-турону; характерна «забрудненість» домішкою алевритових зерен кварцу і польового шпату ..... 0–30 м;
- щербениста глибова брекчія з уламками гранітів, зювітів в дрібноуламковому, іноді карбонатному цементі ..... 10–22,5 м;
- бучацька світа палеогену – пісок темно-сірий, з прошарками бурого вугілля ..... 20 м;
- київська світа палеогену – піски зеленувато-сірі, сірі, глауконіт-кварцові, мергель ..... 45 м;
- полтавська світа палеогену – пісок сірий ..... 15 м;
- неоген – глина-червоно-бура ..... 10 м;
- антропоген – ґрунти, суглинки, піски ..... 35 м

Западина заповнена верхньокрейдовими сланцями, в яких на глибині до 150 м (в центральній частині западини) виділяється 3–7 фаціально невитриманих шарів горючих сланців потужністю від 0,8–2,5 до 21,3–28,0 м кожен, які, за аналогією з Болтиською западиною, є перспективними на сланцевий газ. Зольність горючих сланців сягає 67–69 %, теплота згоряння – 2210 ккал/кг, вихід смоли – 11,3 %. Дані про прогнозні ресурси відсутні. Їх сумарна потужність змінюється від 36,4 до 62,7 м, у середньому близько 44 м, однак порівняно невеликі розміри і відносно незначні прогнозні ресурси не дозволяють рекомендувати западину як перспективний об'єкт для видобутку сланцевого газу [112].

Пласти горючих сланців незначної потужності (від 0,1–0,2 до 1,2–2,8 м) розкриті в розрізі декількох свердловин. Візуально вони нагадують горючі сланці Болтиського родовища, але швидко, протягом 200–300 м від свердловин потужність пластів зменшується і вони виклинюються. Було проаналізовано розрізи свердловин, які представлені [113]:

#### **Свердловина 9811 (м):**

- 0–47,5 – *четвертинні відклади*: суглинки палево-жовті, жовтувато-бурі, бурі, глини строкатоколірні, пісок білий тонкозернистий;
- 47,5–94,0 – *палеоген, київська світа*: пісок вохристо-жовтий, зеленувато-жовтий тонкозернистий кварцовий і глауконіт-кварцовий; алеврит зеленувато-сірий глауконіт-кварцовий; мергель зеленувато-білий;
- 94,0–108,7 – *палеоген, бучацька світа*: пісок сірий різнозернистий, від дрібнозернистого до гравелистого кварцовий; в верхній частині (95,7–97,0) – прошарок (1,3 м) бурого вугілля; знизу (108,0–108,7) – гравелистий пісок на глинистому цементі з уламками кристалічних порід (до 2,5 см);
- 108,7–150,7 – *верхня крейда*: писальна крейда біла однорідна щільна з домішкою піску крупнозернистого кварцового і кременистими стяжіннями (до 6–10 см);
- 150,7–272,3 – *нижня крейда*:
- 150,7–154,2 – сланець бітумінозний темно-зелений тонкошаруватий з прошарками горючого сланцю (152,5–153,0);
- 154,2–156,7 – алеврит зеленувато-сірий тонкошаруватий слабо слюдистий з вуглефікованими залишками рослин, іноді піритизований;
- 156,7–164,4 – сланець темно-зелений глинистий тонкошаруватий із залишками рослин, іноді піритизований;
- 164,4–176,3 – горючий сланець темно-зеленувато-сірий глинистий тонкошаруватий з

численними вуглефікованими залишками рослин, піритизований, з прошарками окремінлих карбонатних сланців;

- 176,3–182,5 – алеврит світло-зелений тонкошаруватий слюдистий карбонатний з прошарками сланцю темно-зеленувато-сірого місцями карбонатного;
- 182,5–185,0 – сланець темно-сірий глинистий, іноді із залишками рослин;
- 185,0–187,7 – алеврит темно-зелений тонкошаруватий з рослинним детритом;
- 187,7–189,0 – пісок зеленувато-сірий різнозернистий кварц-польовошпатовий;
- 189,0–194,4 – сланець зеленувато-сірий з рослинними уламками і гніздами піриту;
- 194,4–195,6 – пісковик зеленувато-сірий гравелистий кварц-польовошпатовий слабо зцементований з рідкісними уламками кристалічних порід (до 2 см);
- 195,6–199,6 – алеврит темно-зелений слабо зцементований з прошарками пісковіку;
- 199,6–209,4 – сланець темно-зелено-сірий із залишками рослин, з прошарками алевритів темно-зелених, пісковиків сірих грубозернистих кварц-польовошпатових;
- 209,4–219,0 – пісок зеленувато-сірий різнозернистий до гравелистого;
- 219,0–220,7 – сланець темно-зелено-сірий тонкошаруватий з вуглефікованими залишками рослин, піритизований;
- 220,7–272,3 – алеврит зеленувато-сірий тонкошаруватий слюдистий з прошарками глинистих сланців, численними залишками рослин;
- 272,3–276,0 – брекчія з уламками гранітів та інших порід;
- 276,0–279,0 – інтенсивно вивітрені (до глин) граніти;
- 279,0–285,0 – граніти рапаківі з овоїдами калішпату.

#### ***Свердловина 10462 (м):***

- 0–27,0 – *четвертинні відклади*: суглинки палево-жовті, жовто-бурі, червоно-бурі;
- 27,0–31,5 – *неоген*: пісок вохристо-жовтий слабо глинистий кварцовий з карбонатними включеннями і бобовинами марганцевих мінералів;
- 31,5–79,5 – *палеоген, кийська світа*: пісок жовтувато-зеленувато-сірий дрібнозернистий кварцовий і глауконіт-кварцовий; алеврит зеленувато-сірий глауконіт-кварцовий; мергель зеленувато-білий;
- 79,5–109,0 – *палеоген, бучацька світа*: пісок сірий, світло-сірий, темно-бурий середньо-крупнозернистий кварцовий; знизу (92,0–109,0) – брекчія сіра з уламками гранітів, гравієм кременю, кварцу, польового шпату в глинисто-слюдистій масі;
- 109,0–136,0 – *верхня крейда*: писальна крейда біла однорідна щільна з домішкою піску крупнозернистого кварцового і кременистими стяжіннями (до 2–15 см);
- 136,0–187,8 – *нижня крейда*:
- 136,0–143,3 – сланець темно-зеленувато-сірий, зверху горючий (136,0–136,3) і бітумінозний (136,3–142,3) з численними вуглефікованими залишками рослин, часто піритизований;
- 143,3–146,0 – алевроліт темно-зеленувато-сірий з вуглефікованими залишками рослин і піритовими конкреціями;
- 146,0–153,0 – сланець зелено-бурий з численними вуглефікованими залишками рослин, інколи окремінлий;
- 153,0–155,9 – алеврит темно-зеленувато-сірий глинистий слюдистий тонкошаруватий з вуглефікованими залишками рослин;
- 155,9–156,2 – пісковик зеленувато-сірий різнозернистий до гравелистого польовошпат-кварцовий з вапняковистим цементом, уламками кристалічних порід;
- 156,2–177,5 – сланець темно-зеленувато-сірий з численними вуглефікованими залишками рослин з прошарками (до 0,7 м) бітумінозних до горючих сланців (160,3–161,0; 164,5–165,6); на інтервалі 171,9–172,4 – глинисто-кремениста порода;



- 177,5–186,9 – алеврит зеленувато-сірий глинистий слюдистий тонкошаруватий з прошарками (20–30 см) сланцю, залишками рослин;
- 186,9–187,8 – сланець зеленувато-сірий з вуглефікованими залишками рослин, піритизований;
- 187,8–200,0 – брекчія рожево-сіра, складена уламками гранітів в жорствяно-піщано-глинистому цементі;
- граніти-рапакові, в верхній частині шару вивітрілі (200,0–202,5).

### *Свердловина 10463 (м):*

- 0–35,4 – *четвертинні відклади*: суглинки палево-жовті, жовто-бурі, червоно-бурі; знизу (31,4–35,4) – пісок бурій глинистий з вапнистими стяжіннями;
- 35,4–50,0 – *неоген*: зверху – глина піщаниста сіра щільна з карбонатними стяжіннями; знизу – пісок світло-сірий глинистий щільний;
- 50,0–96,5 – *палеоген, кийвська світа*: пісок жовтувато- і зеленувато-сірий дрібнозернистий кварцовий і глауконіт-кварцовий часто з вохристими плямами; мергель зеленувато-сірий (73,2–94,8);
- 96,5–117,0 – *палеоген, бучацька світа*: пісок сірий, світло-сірий, темно-бурій різнозернистий кварцовий з горизонтами (1,0–1,2) алевриту бурого піщанистого слюдистого щільного з прошарками вугілля (104,3–104,6);
- 117,0–133,0 – *сенон*: – брекчія сіра з уламками (до 4–6 см) гранітів, гравієм кременю, кварцу, польового шпату в глинисто-слюдистій масі;
- 133,0–164,0 – *сеноман-турон*: писальна крейда біла однорідна щільна з включеннями кременю (до 20 см);
- 164,0–295,2 – *нижня крейда*:
- 164,0–172,4 – сланець зеленувато-темно-сірий глинистий слабо бітумінозний з вуглефікованими залишками рослин, з прошарками горючих сланців (171,6–171,8);
- 172,4–174,0 – алеврит зеленувато-сірий глинистий тонкошаруватий з вуглефікованими рештками рослин;
- 174,0–197,0 – сланець зеленувато-сірий глинистий слюдистий з вуглефікованими залишками рослин, місцями слабо бітумінозний; прошарок піску зеленувато-сірого алевритистого слюдистого щільного (191,5–191,8);
- 197,0–198,5 – алеврит зелено-сірий шаруватий з вуглефікованими залишками рослин;
- 198,5–199,2 – пісок зеленувато-сірий різнозернистий польовошпат-кварцовий з вуглефікованими залишками рослин;
- 199,2–204,2 – сланець зеленувато-сірий глинистий з вуглефікованими залишками рослин, інколи бітумінозний (200,3–202,5);
- 204,2–209,0 – алеврит піщанистий зеленувато-сірий слабо бітумінозний;
- 209,0–210,1 – пісок зеленувато-сірий з вуглефікованими залишками рослин;
- 210,1–236,4 – сланець зеленувато-сірий глинистий з вуглефікованими залишками рослин і кірками піриту, з прошарками і окремим шаром (222,2–224,0) піску зеленувато-сірого дрібнозернистого;
- 236,4–246,8 – алеврит сірий глинистий з прошарками піску сірого різнозернистого;
- 246,8–252,9 – сланець сірий глинисто-алевритовий з прошарками пісковіку;
- 252,9–255,0 – пісковик світло-сірий дрібнозернистий з прошарками брекчій, складених уламками інтрузивних порід, гравієм кварцу і польового шпату;
- 255,0–257,3 – пісок різнозернистий сірий;
- 257,3–263,1 – сланець зеленувато-сірий з прошарками піску;
- 263,1–293,4 – алеврит сірий глинистий тонкошаруватий з прошарками (до 7 см) пісковіку сірого дрібнозернистого, піщанистого гравеліту, глинистого сланцю;

- 293,4–295,2 – пісковик світло-сірий тонкозернистий слюдистий;
- 295,2–355,0 – брекчія, складена уламками (до валунів) гранітоїдів, кварц-польовошпатовим гравієм у дрібноуламковій основній масі;
- 355,0–412,3 – граніт-рапаківі рожево-сірий амфібол-біотитовий з крупними овоїдами польового шпату.

**Свердловина 10464 (м):**

- 0–36,5 – *четвертинні відклади*: суглинки жовті, палево-жовті, жовто-бурі, червоно-бурі; знизу (34,4–36,5) – пісок червоний глинистий щільний;
- 36,5–48,3 – *неоген*: пісок строкатоколірний дрібнозернистий кварцовий; шар (42,0–46,0) глини сірої піщанистої щільної;
- 48,3–101,0 – *палеоген, кийвська світа*: пісок сірий, жовтувато-зеленувато-сірий дрібнозернистий кварцовий, глауконіт-кварцовий, місцями озалізнений; мергель зеленувато-сірий (62,5–88,0);
- 101,0–128,3 – *сеноман-турон*: писальна крейда біла однорідна щільна;
- 128,3–248,5 – *нижня крейда*:
- 128,3–139,0 – сланці темно-сірі, як правило бітумінозні з численними вуглефікованими залишками рослин, інколи кірками піриту, з горизонтами горючих сланців (128,3–128,8; 132,3–132,8);
- 139,0–145,2 – алеврит сірий і бурувато-сірий тонкошаруватий з численними вуглефікованими залишками рослин з горизонтами гравеліту (139,3–139,6) і пісковіку (142,3–142,7);
- 145,2–147,3 – сланець темно-сірий, зеленувато-сірий з вуглефікованими залишками рослин, з прошарками піску різнозернистого з піритовими конкреціями;
- 147,3–149,4 – глина зеленувато-сіра піщаниста з прошарками піску;
- 149,4–160,0 – сланець зеленувато-сірий з вуглефікованими залишками рослин, інколи бітумінозний, з шаром (150,8–153,9) піску сірого різнозернистого;
- 160,0–170,4 – пісок сірий середньо-крупнозернистий до гравелистого з горизонтом сланцю бурувато-сірого (167,4–169,0);
- 170,4–174,0 – сланець темно-сірий глинисто-алевритовий слюдистий з численними вуглефікованими залишками рослин;
- 174,0–177,0 – гравелистий пісок зеленувато-сірий щільний кварц-польовошпатовий;
- 177,0–180,0 – алеврит темно-сірий глинистий тонкошаруватий;
- 180,0–188,8 – сланець зеленувато-сірий слюдистий з вуглефікованими залишками рослин, з прошарками піщано-гравелітової породи;
- 188,8–216,0 – гравеліт зеленувато-сірий з уламками інтрузивних порід, з прошарками сланців глинисто-алевритових слюдистих;
- 216,0–220,6 – сланець сірий слюдистий з вуглефікованими залишками рослин;
- 220,6–222,2 – алеврит сірий глинистий слюдистий масивний;
- 222,2–288,8 – пухкі піщано-гравелітові, валунно-щебеневі і валунні відклади, складені уламками і валунами гранітів-рапаківі (до 80 см) в дрібноуламковому цементі; шари і прошарки алевритів (244,4–248,5) і сланців (278,0–278,2).

**Свердловина 10465 (м):**

- 0–20,0 – *четвертинні відклади*: суглинки бурі, палево-жовті, жовто-бурі, карбонатні;
- 20,0–42,2 – *неоген*: пісок світло-жовтувато-сірий глинистий слюдистий; зверху (20,0–28,0) глина сіра піщаниста щільна;
- 42,2–75,4 – *палеоген, кийвська світа*: пісок світло-зеленувато-сірий дрібнозернистий кварцовий, глауконіт-кварцовий, місцями озалізнений; мергель зеленувато-сірий (55,2–73,7);

- 75,4–90,3 – *палеоген, бучацька світа*: пісок темно-сірий, бурувато-сірий різнозернистий вуглистий кварцовий;
- 90,3–130,3 – брекчія з уламками гранітів, гравієм кварцу і польового шпату в глинистій масі;
- 130,3–270,9 – *нижня крейда*;
- 130,3–140,3 – алеврит зеленувато-сірий глинистий тонкошаруватий з вуглефікованими залишками рослин;
- 140,3–168,3 – сланець зеленувато-сірий глинистий слабо бітумінозний з вуглефікованими залишками рослин, прошарки горючих сланців (158,3–159,2);
- 168,3–190,3 – пісок зеленувато-сірий алевритистий слюдистий щільний;
- 190,3–198,5 – сланець темно-зеленувато-сірий з вуглефікованими залишками рослин, прошарки горючих сланців (193,9–194,8);
- 198,5–202,4 – алеврит зелено-сірий шаруватий з вуглефікованими залишками рослин;
- 202,4–203,2 – сланець сірий з вуглефікованими залишками рослин, бітумінозний;
- 203,2–217,2 – пісок зеленувато-сірий різнозернистий польовошпат-кварцовий з вуглефікованими залишками рослин;
- 217,2–221,2 – алеврит зеленувато-сірий глинистий з прошарками піску зеленувато-сірого дрібнозернистого, з вуглефікованими залишками рослин і кірками піриту;
- 221,2–227,2 – пісок зеленувато-сірий дрібно-середньозернистий;
- 227,2–231,2 – сланець зеленувато-сірий з прошарками піску і пісковика;
- 231,2–250,9 – піски і пісковики світло-сірі глинисті з прошарками брекчій з уламками інтрузивних порід, гравієм кварцу і польового шпату;
- 250,9–270,9 – алевроліт сірий глинистий слюдистий тонкошаруватий з прошарками пісковика дрібнозернистого;
- 270,9–318,9 – брекчія з уламками гранітів-рапаківі польовошпат-кварцовим гравієм в дрібноуламковій і глинистій основній масі;
- 318,9–350,3 – граніти-рапаківі рожево-сірі, зеленувато-сірі біотитові з овоїдами калієвого польового шпату (0,4–0,6 см).

#### ***Свердловина 10467 (м):***

- 0–35,4 – *четвертинні відклади*: суглинки бурі, палево-жовті, жовто-бурі, вапнисті;
- 35,4–37,0 – *неоген*: пісок світло-жовтувато-сірий глинистий;
- 37,0–71,8 – *палеоген, кийвська світа*: пісок світло-зеленувато-сірий дрібнозернистий, глауконіт-кварцовий, місцями озалізнений; мергель зеленувато-сірий (52,0–70,0);
- 71,8–85,7 – *палеоген, бучацька світа*: пісок сірий, бурувато-сірий різнозернистий вуглистий кварцовий;
- 85,7–112,9 – *сеноман-турон*: крейда писальна біла;
- 112,9–192,8 – *нижня крейда*;
- 112,9–126,5 – сланець зеленувато-сірий з численними вуглефікованими залишками рослин, піритизований, з прошарками горючих сланців (115,5–115,7);
- 126,5–129,8 – алеврит бурувато-зеленувато-сірий слюдистий слабо глинистий з вуглефікованими залишками рослин;
- 129,8–156,1 – перешарування сланців і алевролітів сірих, зеленувато-сірих з вуглефікованими залишками рослин;
- 156,1–156,5 – гравеліт піщаний зеленувато-сірий польовошпат-кварцовий;
- 156,5–164,2 – сланець зеленувато-темно-сірий слюдистий;
- 164,2–166,0 – гравелісті пісковики з уламками гранітів;
- 166,0–168,5 – сланець сірий слюдистий слабо бітумінозний;
- 168,5–171,2 – пісок сірий крупнозернистий польовошпат-кварцовий;



- 171,2–192,8 – сланець сірий з вуглефікованими залишками рослин, з прошарками алевриту, піску, гравеліту;
- 192,8–267,0 – брекчія рожево- і зеленувато-сіра, складена крупними уламками, гравелисто-щебенистим матеріалом гранітів, зцементованим піщано-глинистим матеріалом;
- граніт-рапаківі рожево-сірий біотитовий з овоїдами калієвого польового шпату.

Отже, свердловинами в Ротмистрівській западині розкрито розріз крейдової товщі перешарування сланців (до горючих сланців), як правило, збагачених вуглефікованими залишками рослин, алевролітів, також часто із залишками рослин, пісковиків і пісків. Глибина залягання продуктивної товщі становить 112,9–164,0 м, її потужність змінюється від 51,8 до 140,6 м (табл. 3.8). В її межах виділяється від 3 (С-10465) до 7 (С-9811) сланцевих горизонтів потужністю від 0,8–2,5 до 21,3–28,0 м кожен, які за аналогією з Болтиською западиною можна вважати перспективними на сланцевий газ. Їх сумарна потужність змінюється від 36,4 м (С-10462) до 62,7 м (С-10463), у середньому становлячи 44,1 м, або 42,8 % від потужності продуктивної товщі. Властивості горючих сланців наведено в табл. 3.9.

**Табл. 3.8. Параметри продуктивних горизонтів Ротмистрівського прояву [117]**

Номер свердловини	Інтервал продуктивної товщі	Потужність продуктивної товщі	Потужність і кількість сланцевих горизонтів	Загальна товщина сланцевих горизонтів	%
С-9811	150,7–272,3	121,6	3,5+7,7+11,9+2,5+5,4+9,8+1,7	42,5	34,9
С-10492	136,0–187,8	51,8	7,3+7,0+21,3+0,9	36,4	70,3
С-10463	164,0–293,4	129,4	8,4+23+5,0+26,3	62,7	48,4
С-10464	128,3–222,2	93,9	10,7+2,1+10,6+3,6+8,8+4,6	40,4	43,0
С-10465	130,3–270,9	140,6	28,0+8,2+0,8	37,0	26,3
С-10467	112,9–192,8	79,9	13,6+7,7+2,5+21,6	45,4	56,8
<b>Середнє</b>		<b>102,9</b>		<b>44,1</b>	<b>42,8</b>

**Табл. 3.9. Характеристика горючих сланців Ротмистрівського прояву [116]**

Свердловина	Інтервал	Товщина	Зольність A <sup>d</sup>	T згоряння Q <sup>daf</sup>	Вихід смоли T <sub>sk</sub>	S <sub>зар</sub>
1	2	3	4	5	6	7
10465	158,3–159,1	0,2	62,8	3000	17,2	
	193,9–194,8	0,9	69,4	2050	9,9	1,3
	202,4–203,2	0,8	64,2	2630	12,7	1,3
10463	164,0–164,2	0,2	52,0	3200	18,8	
	166,3–166,5	0,2	57,9	2500	13,8	
	168,3–169,4	0,1	61,9	2520	18,6	1,9
	171,8–172,4	0,6	69,0	2240	15,6	2,0
10462	136,0–136,3	0,3	51,5	3140	22,3	1,9
10464	128,3–128,8	0,5	62,2	2710	15,6	7,3
	132,3–132,8	0,5	62,5	2990	21,4	1,9
	171,2–174,0	2,8	63,3	2210	11,0	2,1
	180,0–180,6	0,6	59,4	2010	9,8	2,2

*Продовження табл. 3.9*

1	2	3	4	5	6	7
10467	115,5–115,7	0,2	67,7	3060	17,5	
	161,0–162,2	1,2	59,4	2160	18,1	0,8
	171,2–172,2	1,0	62,0	2760	73,4	1,3
	187,8–188,8	1,0	66,5	2150	10,2	0,8
9811	207,1–208,2	0,6	69,5	2103	1,8	
	219,2–219,6	0,4	69,9	2111	9,4	
	220,4–220,7	0,3	67,6	2263	11,2	

У 2010–2011 рр. при розгляді перспективи Ротмистрівської запади на можливій покладі сланцевого газу було встановлено, що за аналогією з Болтиською западиною, прогнозні ресурси сланцевого газу Ротмистрівської западини можуть скласти (за такими параметрами: площа западини – 16 км<sup>2</sup>, середня потужність продуктивного горизонту – 100 м, вміст вільних вуглеводнів – 2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>): 4000 м × 4000 м × 100 м × 2 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> = 3,2 млрд м<sup>3</sup>, однак порівняно невеликі розміри і відносно незначні прогнозні ресурси не дозволили рекомендувати Ротмистрівську западину як перспективний об'єкт для видобутку сланцевого газу [112, 113].

#### 1.4. Болтиська структура

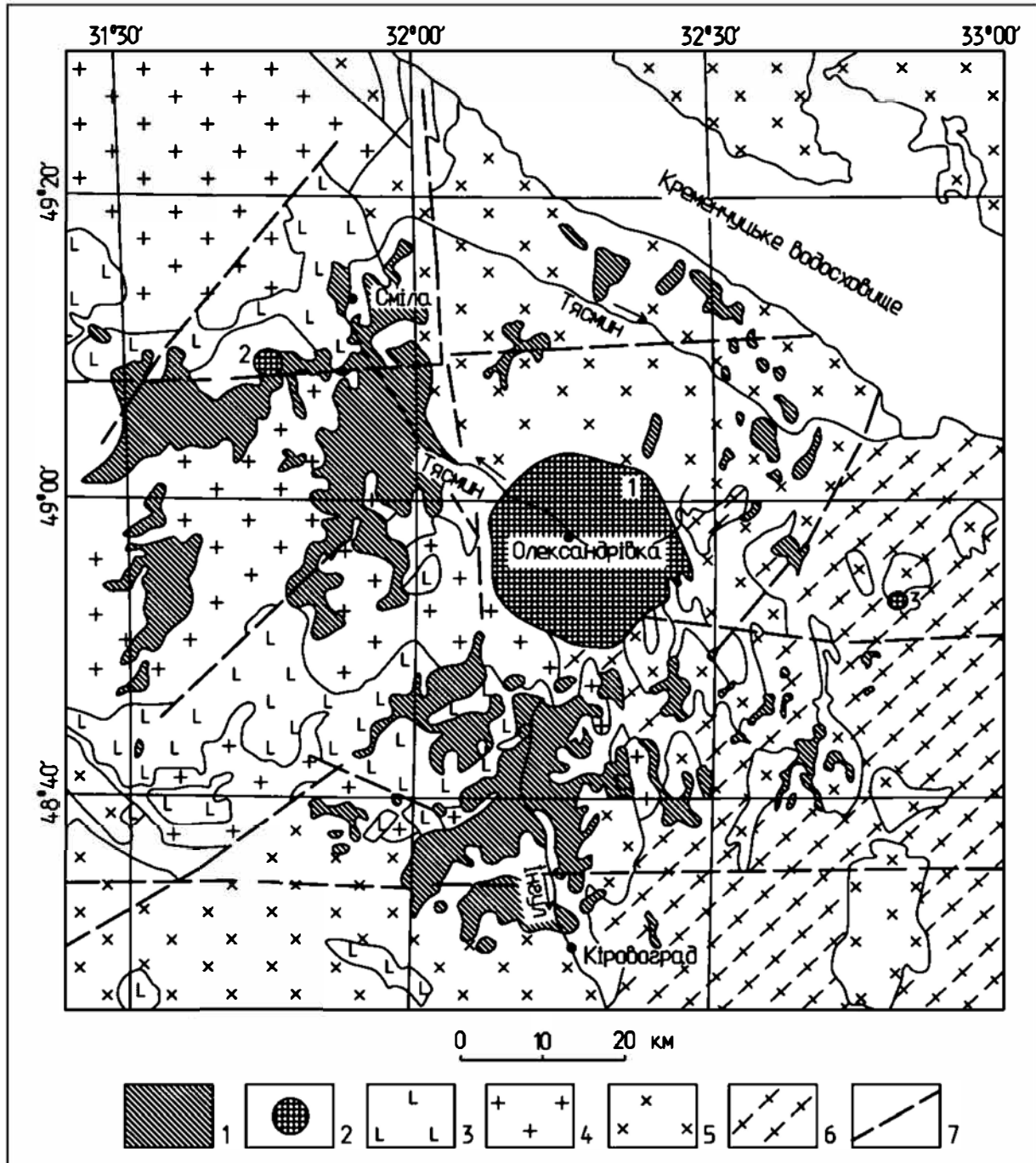
Болтиська імпактна структура належить до одного з найбільш вивчених геологічних об'єктів України, що пов'язано з наявністю тут родовища горючих сланців, попередня розвідка якого була проведена ще в 1967–1969 рр. [15, 115–118, 124, 138]. У 2010–2011 рр. сланці Болтиської западини вивчались як можливе джерело сланцевого газу. Під цим кутом зору детальна характеристика западини наведена в низці наукових звітів [112, 113] і статей [50, 63].

Як структура космічного походження Болтиська западина також детально охарактеризована в численних наукових публікаціях, де вона розглядається як імпактна структура, що утворилася на межі крейди – палеогену за рахунок падіння гігантського метеориту (рис. 3.11) [3, 4, 12, 18, 21, 22, 27, 28, 30, 42, 44, 45, 59, 61, 62, 64–66, 72, 78, 79, 82, 84, 86, 89–92 та багато інших].

Болтиський кратер розташований в центральній частині УЩ, на границі Черкаської і Кіровоградської області (рис. 3.12–3.14). Вік кратера 65,17±0,64 млн р. [86]. Кратер представлений округлою в плані депресією діаметром 24 км і глибиною до 1 км в кристалічних породах докембрію, які представлені кіровоградськими гранітами і гнейсами палеопротерозою. Це складна імпактна структура з центральним підняттям діаметром 4 км, висотою близько 500 м, складеним ударнометаморфізованими гранітами і гнейсами, перекритими малопотужним переривчастим шаром алогенних брекчій і зювітів.

Підняття оточено кільцеподібним внутрішнім кратером або трогом діаметром 11–12 км, глибиною до 1 км, який заповнений алогенними брекчіями, зювітами та розплавними імпактитами (рис. 3.15). Імпактити представлені тонкозер-

нистими склуватими породами, близькими за хімічним складом до гранітів, результатом переплавлення яких вони є, але відмінними від них підвищеним вмістом хрому, нікелю та іридію. Зювіти представлені брекчієвими породами з уламками кристалічних порід і скла, зцементованих основною масою того ж складу. Вони детально описані в роботах А.А. Вальтера, В.А. Рябенка, Є.П. Гурова та інших дослідників [4, 12 та ін.].

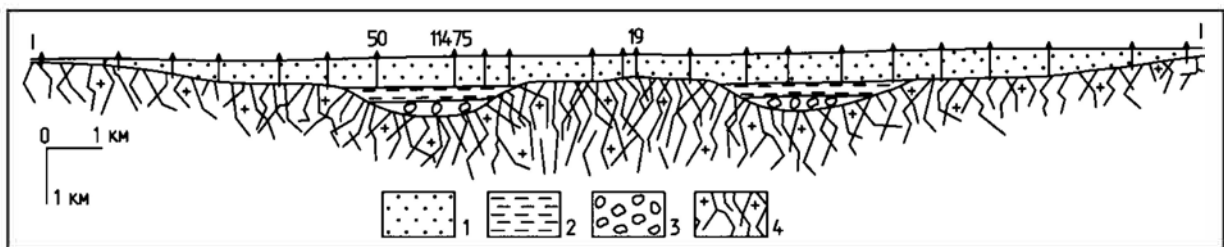
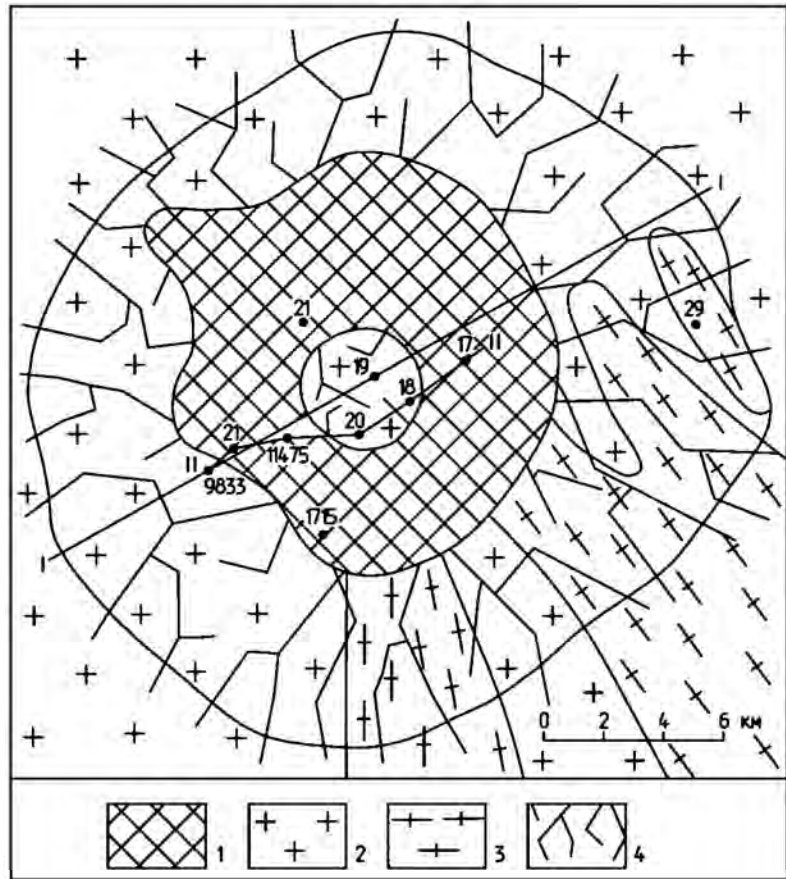


**Рис. 3.11. Положення Болтиської імпаکتної структури в центральній частині УЩ [21]:**  
 1 – алогенні брекчії покриву викидів Болтиського кратера; 2 – імпактні структури (1 – Болтиська, 2 – Ротмистрівська, 3 – Зеленогайська); 3–6 – кристалічні породи щита: 3 – габро; 4 – рапаківі; 5 – граніти кіровоградського типу; 6 – гнейси; 7 – розломи



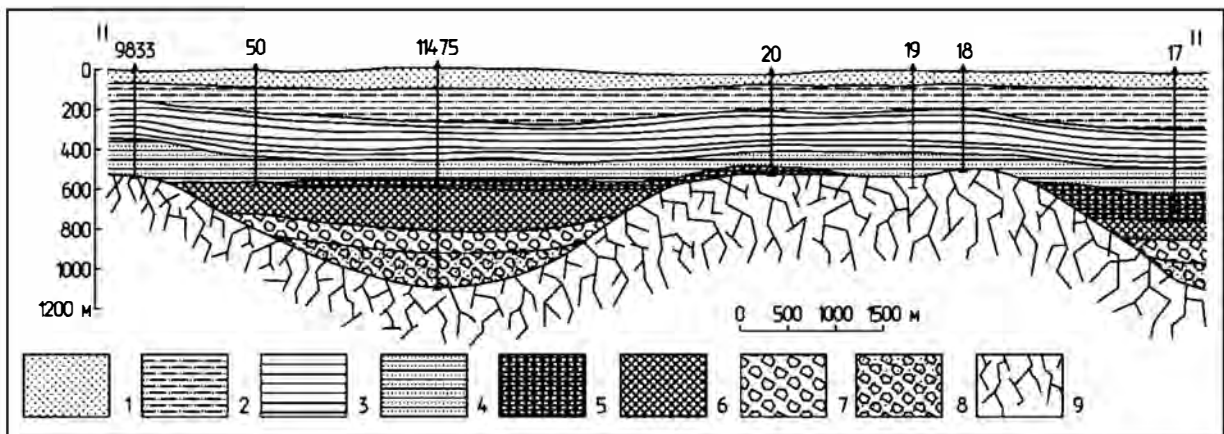
**Рис. 3.12. Схема будови Болтиської імпактної структури [21] (відклади, що заповнюють та перекривають структуру, зняті):**

1 – ударно-розплавлені породи; 2 – граніти; 3 – гнейси; 4 – аутигенні брекчії і брекчійовані породи основи



**Рис. 3.13. Схематичний розріз Болтиської імпактної структури за розрізом I-I на рис. 3.15 [21]:**

1 – післякратерні осади; 2 – ударно-розплавлені породи, 3 – брекчії; 4 – брекчійовані породи основи



**Рис. 3.14. Розріз центральної частини Болтиської імпактної структури [21]:**

1 – четвертинні відклади; 2–4 – перешарування аргілітів (2), алевролітів (3) та пісковиків (4) перекривного комплексу; 5 – зювіти; 6 – ударнорозплавлені породи; 7 – алогенні брекчії, 8 – аутигенні брекчії; 9 – тріщинуваті гранітоїди

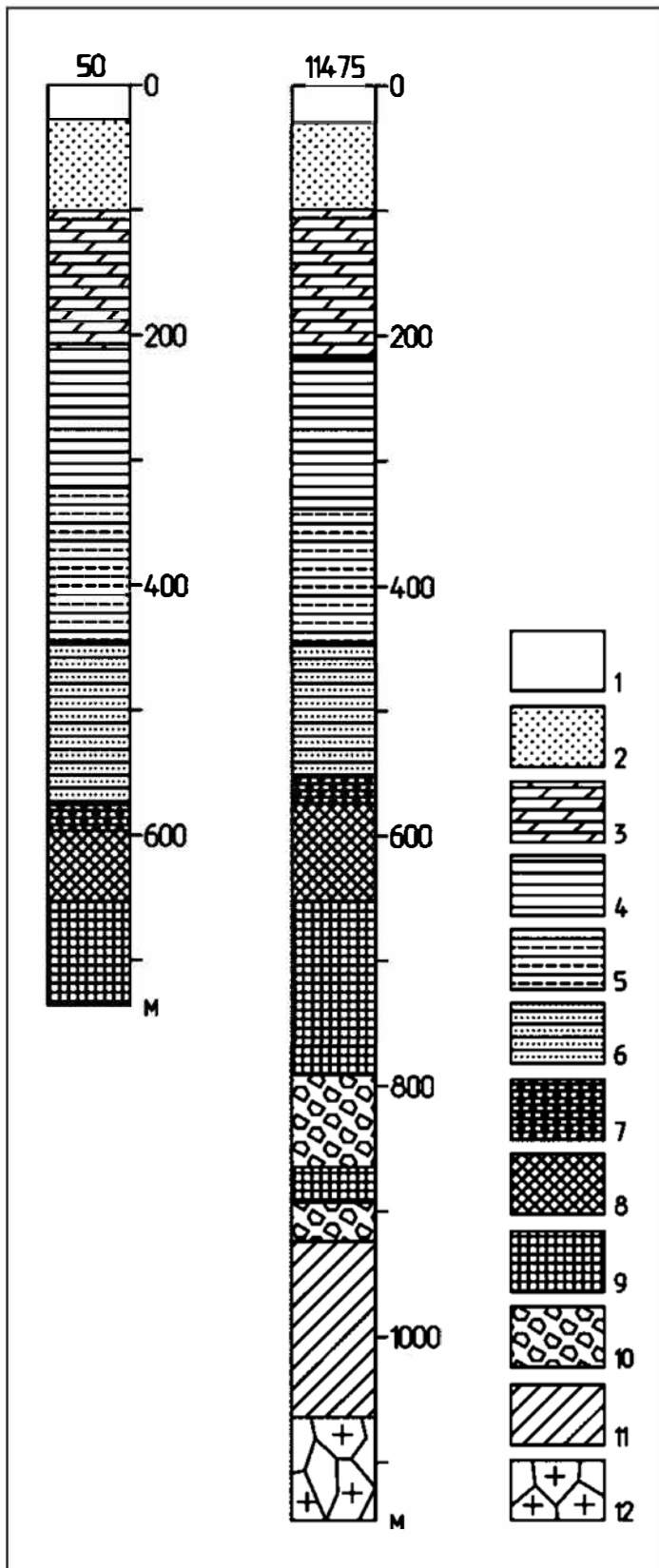


Рис. 3.15. Стратиграфічні колонки св. 50 і 11475:

1 – четвертинні відклади; 2–6 – перекривний комплекс: піски (2), мергелі (3), алевроліти (4), аргіліти (5), пісковики (6); 7–11 – коптогенний комплекс; 12 – тріщинуваті гранітоїди основи

На краю внутрішнього кратера глибина депресії становить 500–550 м і далі знижується до підніжжя валу. Імпактна структура оточена еродованим зовнішнім валом, складеним інтенсивно катклазованими гранітами.

У породах і мінералах кратера зафіксовані численні ознаки ударного метаморфізму: конуси руйнування, планарні елементи в кварці та польових шпатах, присутність коесіту [21, 24, 45, 46].

Навколо кратера на території від декількох до сотень км<sup>2</sup> фрагментарно розвинені закратерні викиди, представлені брекчіями товщиною до 10–24 м, складеними уламками і брилами гранітів та гнейсів, зцементованих дрібноуламковим матеріалом того ж складу, з ознаками ударного метаморфізму (планарні структури в кварці та польових шпатах, коесіт, дрібні уламки скла).

За особливостями хімічного складу імпактити близькі породам кристалічної основи, відрізняючись дещо зниженим вмістом калію, співвідношенням окисного і закисного заліза. В низці проб спостерігається підвищений вміст хрому, нікелю, кобальту, що може бути наслідком контамінації імпактитів метеоритною речовиною (табл. 3.10).

Кратер виповнений молодими осадами потужністю до 570 м. Нижню частину розрізу (570–330 м) складають крейда-палеогенові пісковики, піски і алевроліти з прошарками осадових брекчій; середню (330–220 м) – товща нижньоеоценових глин і алевролітів

**Табл. 3.10. Хімічний склад розплавних імпактитів і порід мішені Болтиського кратера (%) [21]**

Компонент	1	2	3	4	5
SiO <sub>2</sub>	66,57	68,51	67,78	67,41	70,27
TiO <sub>2</sub>	0,50	0,39	0,32	0,54	0,40
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	14,67	13,91	14,22	13,85	13,72
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	2,20	1,88	0,85	2,67	1,38
FeO	1,60	1,70	2,68	1,58	2,76
MnO	0,07	0,08	0,06	0,04	0,04
MgO	1,37	1,49	1,29	2,38	1,08
CaO	2,37	1,99	2,05	1,54	1,40
Na <sub>2</sub> O	3,07	2,99	3,36	3,31	2,87
K <sub>2</sub> O	5,18	4,22	3,37	4,90	4,88
Rb <sub>2</sub> O	188	179	186	250	250
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,20	0,18	0,15	0,19	0,15
H <sub>2</sub> O <sup>-</sup>	0,79	0,79	0,32	0,51	0,20
В.п.п.	1,35	1,65	2,85	1,10	1,10
Сума	99,94	99,78	99,30	99,98	100,25
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /FeO	1,37	1,11	0,32	1,69	0,50
Кількість аналізів	11	18	30	6	40
Cr, 10 <sup>-4</sup>	22	20	28	-	0,5
Ni, 10 <sup>-4</sup>	51	77	50	-	4
Co, 10 <sup>-4</sup>	5	4	4	-	2
Кількість аналізів	1	4	5	-	3

*Примітка:* 1 – зовіти (св. 50, інт. 577–590 м; св. 11475, інт. 563–570 м; св. 17, інт. 653–677 м); 2 – імпактити верхнього горизонту (св. 50, інт. 595–647,8 м; св. 11475, інт. 558–561 і 582–564 м); 3 – імпактити нижнього горизонту (св. 50, інт. 652–736 м; св. 11475, інт. 657–791 м); 4 – жила розплавних імпактитів в брекчіях (св. 11475, інт. 872–891 м); 5 – породи кристалічної основи; в.п.п. – втрати при прожаруванні.

з численними шарами горючих сланців; верхню – товща неогенових пісків і четвертинних лесів та суглинків [91].

Основна частина розрізу западини складена шаруватими аргілітами, сланцями, у тому числі горючими, з прошарками алевролітів і пісковиків загальною потужністю до 400 м. В її складі виділена потужна (100–150 м) товща аргілітів, збагачених органічною речовиною (від 4–5 до 22–28 %), з горизонтами горючих сланців, яка є перспективною у відношенні сланцевого газу, особливо враховуючи високий вміст вільних вуглеводнів (1–3 %), а також C<sub>орг.</sub> (5–38 %). Прогнозні ресурси сланцевого газу Болтиської западини, визначені за аналогією з відомими сланцевими басейнами світу, становлять 200 млрд м<sup>3</sup>. Основною складовою вуглеводневих газів є метан (80–90 %), який відносно просто може бути вилучений під час відпрацювання родовища. Негативною обставиною є порівняно невисокий ступінь термальної переробки вміщуючих порід (R<sub>0</sub>=0,55–0,62) [50].

Продуктивна товща перекрита напівпухкими відкладами бучацької (до 50 м), київської (до 110 м), полтавської (до 23 м) світ і неоген-четвертинними пісками, глинами, суглинками (до 65 м).



За межами кратера знайдені брекчії, зокрема, в басейні р. Тясмін, які утворилися в результаті викидів під час утворення кратера [12, 27, 83].

Встановлено, що, як і кратер Чиксулуб, Болтиська імпактна структура утворилася 65 млн років назад, на межі крейди і палеогену [21, 86, 97].

До Болтиської западини приурочене однойменне родовище горючих сланців. Геологічні та геолого-геофізичні дослідження тут проводили Л.Г. Ткачук (1930–1932 рр.), А.І. Падалка (1949–1950 рр.), Л.Ф. Поліпас, В.К. Гаврилюк, А.П. Корнет, І.І. Красюк (1951–1953 рр.), М.М. Краснюк (1953–1954 рр.), І. Галака (1953–1954 рр.), В.А. Голубєв (1959 р.), В.К. Грабовський (1964–1966 рр.), Ю.Б. Басс та ін. [2], М.В. Чирвінська та ін. (1971 р.), Ф.М. Ласточка (1983–1985 рр.), В.І. Скоробач (1993–1998). Перспективи горючих сланців вивчали численні дослідники (В.А. Голубєв, В.К. Грабовський, Г.М. Карпов, С.Г. Мазалова, В.А. Поповиченко, В.І. Поповиченко та ін.). Попередня розвідка родовища горючих сланців була проведена в 1967–1969 рр. [118]. У результаті цих робіт були встановлені особливості геологічної будови, стратиграфії, тектоніки Болтиської западини, визначені запаси горючих сланців, їх технологічні властивості.

За даними геологорозвідувальних робіт [111, 115, 117, 118, 138], в основі западини залягає шар брекчєподібних порід (потужністю понад 100 м). Основна частина розрізу складена шаруватими аргілітами, сланцями, у тому числі горючими, з прошарками алевролітів і пісковиків, серед яких знайдені залишки ранньокрейдових форамініфер, молюсків, ракоподібних, рослин, але одночасно з ними – палеоцен-еоценові макроспори і харофіти. Вік цих відкладів, на думку авторів виробничих звітів, дискусійний і знаходиться в межах ранньої крейди – палеогену. Загальна потужність товщі в центральній частині депресії сягає 400 м (рис. 3.16). Шари і прошарки горючих сланців присутні практично у всьому розрізі, але особливий інтерес мають два середні горизонти (II і IV) потужністю 10–25 і 35–50 м, розташованих на глибині 300–330 м і 210–250 м відповідно. Основна частина запасів (82 %) приурочена до IV горизонту, де виділяється 5 шарів горючих сланців потужністю 2,5–4,6 м. Глибина залягання верхнього пласта змінюється від 20,3 до 315,0 м. Середня сумарна потужність пластів 23,6 м.

Продуктивна товща перекрита напівпухкими відкладами бучацької (до 50 м), київської (до 110 м), полтавської (до 23 м) світ і неоген-четвертинними пісками, глинами, суглинками (до 65 м), які не мають практичного інтересу щодо горючих корисних копалин.

За даними геологорозвідувальних робіт, осадова товща внутрішньої частини Болтиської западини має таку будову (знизу) [2, 12]:

- алевроліти, алеврити, глинисті сланці, пісковики сірі, зеленувато-сірі, інколи карбонатні, характерні включення кутастих уламків порід, мінералів і скла..... 100–200 м;
- глинисті сланці тонкоплитчасті, мергелисті з прошарками вапняків ..... 70–120 м;
- листуваті горючі сланці, які перешаровуються з глинистими і бітумінозними сланцями ..... 20–30 м;
- мергелисті зеленувато-сірі глини ..... 40–60 м;

- масивні горючі сланці, які перешаровуються з глинами і алевролітами ..... 20–40 м;
- аргілітоподібні слюдисті глини ..... 60–75 м;
- бучацька світа – піски сірі різнозернисті, вуглисті піски, алеврити ..... 60 м;
- київська світа – піски глауконітові, мергелі ..... 25 м;
- неоген – піски з прошарками глин і пісковиків ..... 100 м;
- четвертинні відклади – суглинки, піски ..... 10–20 м.

Добучацькі відклади (горизонти 1–6) вважаються утвореннями первинного кратерного озера. Вони сягають потужності 400 м у центральних, найглибших частинах западини. В цих породах знайдені залишки ранньокрейдових форамініфер, молюсків, ракоподібних, рослин, але одночасно з ними – палеоцен-еоценові макроспори і харофіти. За цими даними, вік цих відкладів вважався дискусійним в межах ранньої крейди – палеогену [15].

В стратиграфічному розрізі западини, безумовно, найбільший інтерес представляють два продуктивні горизонти горючих сланців, розташованих на глибині 300–330 м і 220–250 м відповідно (рис. 3.17). Найцікавішими у відношенні газоносності є поклади, які вміщують горючі сланці Болтиської западини і відносно насичені органічною речовиною. Їхню характеристику подано за матеріалами розвідувальних робіт [117, 118] (рис. 3.18).

Післякратерні відклади (нижня крейда за [117, 118]) у Болтиській западині залягають на гранітах кіровоградського комплексу і перекриті бучацькою світою палеогену. Загальна потужність цих відкладів збільшується від крайових до центральних частин западини від 20–80 до 360–400 м, але знову знижується до 260–320 м в центрі западини завдяки наявності там куполоподібного підняття кристалічного фундаменту. За літологічним складом, ступенем бітумінозності, структурно-текстурним ознаками серед цих відкладів западини виділяється 5 горизонтів (знизу):

- I – листуваті, слабо бітумінозні глинисті сланці (в прибортовій частині фаціально заміщуються алевритами і грубозернистими піщано-гравійними відкладами), масивні та плитчасті алеврити, з малопотужними прошарками і лінзами горючих сланців і карбонатних порід (доломіти, мергелі, глинисті вапняки, пісковики на глинисто-вапняковому цементі) ..... 100–200 м;
- II – тонколистуваті та сплутанолистуваті зеленувато-сірі горючі сланці, доломітизований вапняк у кривлі горизонту ..... 0–25 м;
- III – зеленувато-сірі, часто з плямуватим забарвленням мергелисті глини, щільні, ділянками грудкуваті, із залишками остракод, з шарами і прошарками слабо бітумінозних глин і горючих сланців потужністю до 1 м, які в середній частині горизонту утворюють пачку складної будови потужністю 3–5 м в кривлі – із залишками гастропод ..... 5–60 м;
- IV – перешарування горючих сланців, алевритів, глин, аргілітів – основний продуктивний горизонт, де виділяються 5 пластів горючих сланців: А, Б, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub>, Г ..... 5–35 м;
- V – глини і алеврити ..... до 80 м.

Практичний інтерес мають два середні горизонти (2-й і 4-й), середня потужність яких сягає 18–42 м з вмістом смоли 10–14 %. Нижній горизонт залягає на глибині 300–330 м, він складений 2–3 шарами горючих сланців загальною потужністю 6–7 м. Верхній горизонт простежено на площі всієї западини на

ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ПОДЯРУС	ИНДЕКС	МОЩНОСТЬ м	ПРОДУКТИВНАЯ ТОЛЩИНА ГАРНИ- ЗОНТЫ	КЛАССЫ	ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД	
									НЕОГЕНОВАЯ
КАЙНОЗОИКА	НЕОГЕНОВАЯ	МИОЦЕН	ПОДЯРУС	Q	40			Суглинки делювиальные, золово-делювиальные, красно-бурые, бурые, палевое, лессовидные, аллювиальные отложения русел и пойм, I надпойменной террасы: суглинки, глины, пески.	
				N <sub>0</sub>	10			Глины бурые, красно-бурые, крупнокамковатые с карбонатными стяжениями, дробкой гидроокислов марганца.	
				N <sub>5,6</sub>	10			Нерасчлененные средне-верхнесарматские подъярус: глины зеленовато-серые, буровато-серые, жирные на ощупь, песчанистые с кристалл. гипса.	
				N <sub>5</sub>	5			Среднесарматский подъярус: пески кварцевые, серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, глинистые, ожелезненные, в основании каглинисты, уплотненные.	
	ПАЛЕОГЕНОВАЯ	МИОЦЕН	ПОДЯРУС	Н <sub>1-4</sub>	23			Полтавская свита. Пески кварцевые, светло-серые, белые, тонкозернистые, сыпучие с линзами песчаников, зеленовато-серых глин, слоистых, песчанистых.	
				Р <sub>9,4</sub>	110			Киевская свита. Пески глауконито-кварцевые, кварцево-глауконитовые, зеленовато-серые, серые, серовато-зеленые, мелкозернистые, глинистые, слюдяные, карбонатные, в подошве песок светло-серый, мергелистый, в центре впадины переходящий в мергель светло-серый, песчаный. В подошве песок разнозернистый. Фауна: Ostrea prona Wood, Nucula michalskii Sok, Nuculana perovalta Koen, Venerica rida divergens Desh var enitesta Stodk, Crassatella Woodi Koen, Astarte henckeli Nyst, Corbula castulata Koen, Litoralis castulata Desh, Pectunculus tenuisulcatus Koen, Lucina graealis Nyst, Chlamus belicostatus Wood var orientalis Sok и др., Nummulites littoralis Zern.	
	ПАЛЕОГЕНОВАЯ	МИОЦЕН	ПОДЯРУС	СРЕДНИЙ	Р <sub>9,6</sub>	50		Бучакская свита. Толща глин каричнево-серых, зумусированных, непластичных, алевролитистых, тонкослоистых с прослоями алевроитов и линзами горючих сланцев. Толща алевроитов каричнево-серых, массивных, глинистых с прослоями глин слоистых, песков алевроитисто-глинистых. Пески грязно-каричнево-серые, кварцевые, среднезернистые, глинистые с прослоями бурых глин. Фауна: Tympanotonos nostratus Korob, Mesalia nikopolitana Korob, и многочисленные планорбисы и гидроби.	
				ВЕРХНИЙ	80	V		Алевроиты и глины темно-серые, серые, слоистые и массивные с маломощными прослоями и линзами сидеритов, битуминозных и горючих сланцев, с мелкими растительными остатками.	
	МЕЛООВАЯ	МЕЛООВАЯ	НИЖНИЙ	ПОДЯРУС	IV	50	Д	Б	Сланцы горючие желтовато-серые, серые, алевролитистые, глинисто-алевритистые, пласты А-Б-массивные, В-В <sub>1</sub> -Г-Г <sub>1</sub> -тонкоплитчатые, остракодовые. Аргиллиты и глины аргиллитоподобные серые, битуминозные, массивные с остракодами и гастроподами, семенами растений.
					III	40			Глины зеленовато-серые, серые, мергелистые, комковатые с маломощными прослоями и линзами сланцев горючих, желтовато-серых, слоистых и известняков. В глинах и сланцах - остракоды, жаровые водоросли и гастроподы. Фауна: Pirenella Korobkovi Sel.
II					20			Сланцы горючие зеленовато-серые, глинисто-алевритистые, с спутанно-листоватой текстурой, с прослоями и линзами известняков кремнисто-глинистых сланцев зеленовато-серых, листоватых, битуминозных.	
I					210			Сланцы зеленовато-серые, глинистые и алевроитисто-глинистые, листоватые и тонкоплитчатые с известковистой пробой и остатками рыб, с маломощными прослоями и линзами горючих сланцев, известняков, алевроитов, песчаников. В низах единичные отпечатки гастропод плохой сохранности. Алевроиты серые, песчанистые, карбонатные с прослоями и линзами известняков, глинистых сланцев, песков. В прибортовой части впадины песок зеленовато-серый грубозернистый сильно глинистый с угловатыми зернами правого шпата, кварца и неокатанными обломками и валунами гранитов, гнейсов, туфов.	
Mz					>100			Лава пестрая пузыристая, трахидацитовая, трахидацит.	
ПРОТРОЗОЙ	ПРОТРОЗОЙ						Норостенский комплекс: граниты порфиридные, ралакии, средне- и крупнозернистые, амфиболо-биотитовые. Кировоградский комплекс: граниты и мизматиты, крупнопорфиробластические крупно- и среднезернистые кировоградские.		

Рис. 3.16. Стратиграфічна колонка Болтиської западини [117, 118]



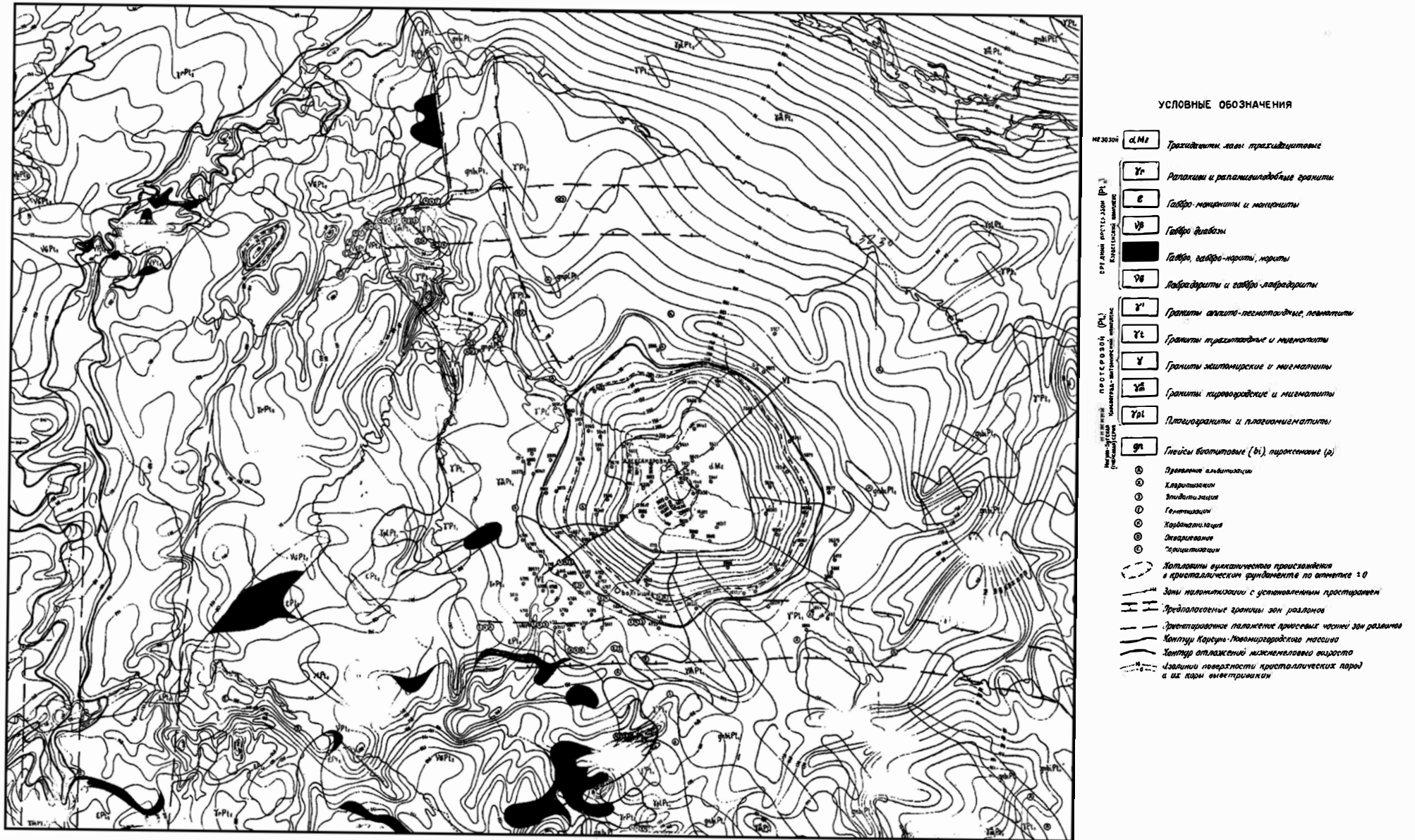


Рис. 3.17. Структурна схема Болтиської западини [118]





глибині 220–250 м в її центральній частині і до 30–50 м – у прибортових частинах. Він складений 4–6 шарами сумарною потужністю від 15–16 м у центральній частині западини, до 1–2 шарів загальною потужністю 0,5–1,5 м у крайовій [2]. Основна частина запасів (82 %) приурочена до 4-го горизонту, де виділяється 5 шарів горючих сланців потужністю понад 2 м кожен (зверху):

- А – середня потужність понад 1 м – на площі 116 км<sup>2</sup>, а понад 2 м – на 57 км<sup>2</sup>; глибина залягання кривлі в присхилових частинах – 70–100 м, в центрі структури – 250–300 м; характерним є присутність прошарків бітумінозної глини, які поділяють шар навпіл;
- Б – площа розповсюдження в контурі метрової потужності – 294 км<sup>2</sup>, а в контурі потужності 2 м – 252 км<sup>2</sup>; він вміщує 43,5 % запасів родовища; залягає в 8–10 м нижче пласта А; глибина залягання від 20–40 м на бортах до 250–300 м в центральній частині западини; характеризується масивною текстурою і наявністю в кривлі малопотужних прошарків аргілітів;
- В<sub>1</sub> і В<sub>2</sub> – залягають на 4–5 м нижче шару Б, вони розділені прошарком (0,8–1,0 м) щільних аргілітів; вміщують численні залишки остракод, середня потужність в межах 2-метрового контуру становить: В<sub>1</sub> – 2,5 м при площі 111,4 км<sup>2</sup>, В<sub>2</sub> – 2,7 м при площі 151,4 км<sup>2</sup>; глибина їх залягання в присхиловій частині 50–60 м, в центрі западини – 300–320 м; вони в принципі можуть розглядатися як єдиний продуктивний горизонт, що суттєво збільшить кількість запасів;
- Г – залягає на 3–4 м нижче шару В<sub>2</sub>, розвинений тільки в центральній частині родовища на глибині 250–360 м; середня потужність у межах 2-метрового контуру становить 2,7 м при площі 46 км<sup>2</sup>; має складну будову, в середній частині шару міститься прошарок бітумінозної глини (0,5 м).

У 40–50 м нижче підшви 4-го горизонту залягає нижній продуктивний горизонт (шар II), представлений складним і достатньо потужним покладом (до 7) перешарування горючих сланців і бітумінозних порід, насичених органічною речовиною. Площа розповсюдження шару II в контурі метрової потужності становить 89,8 км<sup>2</sup>, а в контурі 2-метрової потужності – 68,5 км<sup>2</sup>.

Кількісні параметри шарів горючих сланців наведені в табл. 3.11.

**Табл. 3.11. Кількісна характеристика пластів горючих сланців [118]**

Показники	Пласти IV горизонту					Всього у горизонті	II горизонт	Всього у родовищі	У т.ч. у кар'єрному полі № 1
	А	Б	В <sub>1</sub>	В <sub>2</sub>	Г				
Площа, км <sup>2</sup>	57,2	251,9	11,4	151,4	46,6				31,8
Потужність, м	3,5	4,6	2,5	2,9	2,6				34,6
Запаси (С <sub>2</sub> + Р <sub>1</sub> ), млрд т	0,28	1,62	0,4	0,61	0,17	3,08	0,71	3,79	1,29
Глибина залягання, м									
- від	17	24	70	75	135		150		20
- до	300	330	335	340	350		370		350
- переважуюча	<u>100</u>	<u>120</u>	<u>120</u>	<u>130</u>	<u>140</u>		<u>150</u>		<u>100</u>
	240	275	285	290	295		300		300

Горючі сланці – це темно-сірі до чорних, зеленувато- або жовтувато-сірі масивні чи сланцюваті породи з органічною речовиною сапропелевого або сапропелево-гумусного типу з низьким ступенем вуглефікації, з численними вуг-



лефікованими залишками рослин. Їхні основні характеристики [124]: теплотворна здатність – 22–28 МДж/кг (до 40–48 МДж/кг); зольність – 62–65 %; вихід смол – 10–15 %; вміст сірки – 1,5–1,6 %; робоча вологість – 32–34 %; густина – 1,1–1,3 т/м<sup>3</sup> для малозольних різновидів і 1,4–1,7 т/м<sup>3</sup> для високозольних; вміст  $S_{\text{орг}}$  – від 1,6 до 31,6 %; відбивна здатність вітриніту  $R_o=0,25-0,30$  %. Вміст органічної речовини в горючих сланцях змінюється від 0,63–0,72 до 1,60–1,67 %, переважає вуглець (66–74 %), в підпорядкованій кількості присутні водень (9–10 %) і азот (1–2 %). За кольором, відбивною здатністю, показником заломлення вітриніту, виходом гумінових кислот сланці зазнали буровугільної стадії вуглефікації.

Були проведені численні дослідження можливого використання горючих сланців різними організаціями: ВНДІНафтохім, ЛІСД, НДІ сланцевої, магнеєвої і електродної промисловості ВАМІ (м. Ленінград), ВТІ, ЕНІН (м. Москва), Теплоелектропроект, ВНДІПКНафтохім (м. Київ), ВНДІ, ПІ, ІГГГК, Львівський політехнічний інститут (м. Львів), НДІС (м. Котлах-Ярве), Башкирський НДІ з переробки нафти (м. Уфа). В результаті встановлено, що вони можуть використовуватися як паливо для електростанцій, для одержання моторних палив, масил, висококалорійного газу, парафінів, азотних сполук, поверхнево активних речовин, гербіцидів, синтезу полімерних матеріалів тощо. За підрахунками із смол Болтиського родовища можна витягнути 800 млн т сирової нафти. Як джерело природного газу ці сланці не вивчалися. Згідно з випробуваннями на газогенераторі, елементарний склад горючого сланцю становить (%):  $C^c$  – 83,46;  $H^c$  – 11,43;  $S^c$  – 1,11;  $N^c$  – 0,89;  $O^c$  – 3,11;  $C/H$  – 7,30. При термічному розкладі сланцю вихід газу склав 750 м<sup>3</sup>/т. Таким чином, за цим показником, враховуючи ресурси горючих сланців (3795 млн т), загальні ресурси газу тільки в горючих сланцях можуть сягати 2,9 трлн м<sup>3</sup>.

Показники якості болтиських сланців наведені в табл. 3.12–3.16.

Табл. 3.12. Показники якості болтиських сланців [117, 118]

Показник	Одиниця виміру	IV горизонт					II горизонт
		A	Б	B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	Г	
Зольність ( $A^d$ )	%	$\frac{47,4-70,0}{66,4}$	$\frac{42,4-70,0}{63,8}$	$\frac{49,8-70,0}{63,7}$	$\frac{43,9-70,0}{63,8}$	$\frac{48,5-70,0}{67,1}$	$\frac{46,0-70,0}{68,2}$
Вологість робочого палива ( $W_t^f$ )	%	33	33	33	33	33	33
Питома теплота згоряння ( $Q_s^{daf}$ )	$\frac{\text{ккал}}{\text{кг}}$	$\frac{2000-4150}{2280}$	$\frac{2000-4762}{2560}$	$\frac{2000-4148}{2780}$	$\frac{2000-4739}{2790}$	$\frac{2000-3079}{2100}$	$\frac{2000-4382}{2140}$
Вихід смол ( $T_{sk}$ )	%	$\frac{6,0-27,2}{12,2}$	$\frac{6,0-32,0}{14,2}$	$\frac{6,0-27,9}{15,3}$	$\frac{6,0-26,8}{15,7}$	$\frac{6,0-22,1}{11,4}$	$\frac{6,0-28,5}{11,3}$
Вміст сірки ( $S_t^d$ )	%	$\frac{0,5-3,5}{1,5}$	$\frac{0,3-6,8}{2,5}$	$\frac{0,9-3,7}{2,1}$	$\frac{0,9-4,5}{1,8}$	$\frac{0,4-2,9}{1,7}$	$\frac{0,4-5,1}{1,3}$

Примітка: в чисельнику – крайні значення показників (від – до); в знаменнику – середнє значення за площею підрахунку запасів.

Табл. 3.13. Склад органічної речовини болтиських сланців [118]

Шар	Шахтне поле	Елементний склад							
		C	H	N	C <sub>орг.</sub>	O	Q, ккал/кг	C/H	Вихід смоли, %
А	1	65,7	10,2	1,15	1,67	19,38	8057	6,6	45,6
	2	69,0	10,1	1,16	1,60	18,14	8020	6,8	45,2
	3	69,5	9,5	1,11	1,29	18,60	8029	7,3	47,9
Б	1	72,0	9,8	1,38	1,29	15,53	8436	7,3	49,0
	2	74,5	9,95	1,20	1,13	13,22	8732	7,5	47,4
	3	70,8	9,1	1,32	1,18	17,60	8038	7,8	48,9
В <sub>1</sub>	1	72,5	9,2	1,32	1,38	15,60	8263	7,9	47,1
	2	72,0	9,86	1,17	1,34	15,73	8416	7,3	48,3
	3	71,5	9,35	1,23	1,21	16,71	8173	7,6	45,4
В <sub>2</sub>	1	74,1	9,75	1,37	1,06	13,72	8598	7,6	51,0
	2	70,0	9,65	1,15	0,72	18,48	8103	7,3	49,9
	3	72,4	9,7	1,16	0,63	16,11	8372	7,5	50,2
II		67,7	9,7	2,3	1,40	19,90	7860	6,95	47,4

Табл. 3.14. Зіставлення якості горючих сланців різних родовищ світу [118]

Родовище	Країна	Вміст золи, %	Теплота згоряння, кДж/кг	Вихід смоли, %
Болтиське	Україна	42,4–70,0	8372–19934	6–32,0
Прибалтійський басейн	Естонія, Росія	40–60	14600–16700	20–40
Кашпирське	Росія	60,3	9900	13,0–25,0
Фушунське	КНР	78–80	4200–5800	3,0–6,0
Ермало	ПАР	42,5	18800	13,0–37,8
Єгипетське	ПАР	73,8	6300	6,6
Тремебе	Бразилія	82,3	2500–3700	4,0
Глен-Девіс	Австралія	51,6	14600	30,0
Грін-Ривер	США	66,9	до 8400	10–15,0

Табл. 3.15. Вихід продуктів напівкоксування та їхня теплотворна здатність [117, 118]

Продукт	Вихід вагових, %		Теплота згоряння Q, ккал/кг
	на сухій сланець	на горючу масу	
Олива (смола)	13,0	34,2	9225
Газ	10,4	27,4	8050
Газове паливо	0,6	1,5	7190
Пірогенна вода	5,5	14,7	600
Напівкокс	70,5	22,2	-

Табл. 3.16. Характеристика горючих сланців Болтиської западини [117, 118]

Горизонт, пласт	Потужність	Зольність A <sup>d</sup>	T згоряння Q <sup>dar</sup>	Вихід смоли T <sub>sk</sub>
II	7,2	68,2	2140	12,3
IV-A	3,5	66,4	2280	13,6
IV-B	4,6	63,8	2560	16,4
IV-B <sub>1</sub>	2,5	63,7	2780	15,4
IV-B <sub>2</sub>	2,9	63,8	2790	15,3
IV-Г	2,6	67,1	2100	13,1

Питома вага сланців залежить від зольності й становить 1,1–1,3 т/м<sup>3</sup> для малозольних різновидів і 1,4–1,7 т/м<sup>3</sup> для високозольних.

Органічна речовина горючих сланців представлена залишками планктонних водоростей *Botryococcus*. Вміст  $C_{орг}$  в них коливається від 1,6 до 31,6 %. Сланці характеризуються високими значеннями  $HI=780$  мг ВВ/г ТОС, що свідчить про багату ліпідну початкову речовину (кероген I типу), проте, невисока відбивна здатність вітриніту  $R_o=0,25-0,30$  % і ступінь бітумізації  $OR$  ( $\beta_{ХБА}=1,7-4,9\%$ ) свідчать про низький ступінь її перетворення.

Вважається, що осадконакопичення відбувалося в невеликому напівзамкненому епіконтинентальному басейні з привнесенням теригенного матеріалу. Басейн лише іноді з'єднувався з морським басейном ДДЗ.

Запаси і ресурси горючих сланців за категоріями  $C_2$  і  $P_1+P_2$  становлять 3795 млн т (табл. 3.17). Крім того, на родовищі були підраховані забалансові запаси, куди крім некондиційних на час підрахунку частин пластів II і IV горизонтів були включені також окремі пласти III горизонту, які не враховувалися при підрахунку запасів (табл. 3.18).

**Табл. 3.17. Запаси і ресурси горючих сланців Болтиського родовища (т) [117, 118]**

Категорія	IV					II	Всього
	A	B	B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	Г		
C <sub>2</sub>	165572	1056500	42949	108011	-	341001	1714033
P <sub>1</sub> +P <sub>2</sub>	111426	607322	336406	521964	164092	340258	2081468
Всього	276998	1663822	379355	629075	164092	681259	3795501

**Табл. 3.18. Забалансові запаси горючих сланців Болтиського родовища (т) [117, 118]**

IV					III		II			Всього
A	B	B <sub>1</sub>	B <sub>2</sub>	Г	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>3</sub>	
129426	77556	162203	99328	109076	142991	69489	59548	35172	35766	920555

Таким чином, загальні ресурси і запаси (з урахуванням забалансових) горючих сланців Болтиського родовища сягають 3887 млн т.

У 1998 р. УкрНДІпроект провів техніко-економічні підрахунки, які довели перспективність розробки горючих сланців родовища кар'єрами. Було виділено 5 кар'єрних полів, з яких найперспективнішим визначене кар'єрне поле 1. Наразі на Болтиському родовищі видані спеціальні дозволи на геологічне вивчення надр у п'яти кар'єрних полях: 1 – ДП НАК «Надра України», 2 – ООО «Сланцехім», 3 – ООО «Ферекспорт», 5 і 6 – ООО «Сланці України».

Нами було вивчено і випробувано kern свердловини 42/11, пробуреної в центральній частині Болтиської западини в період з 10 травня до 7 червня 2008 р. Проектна глибина свердловини 600 м, фактична – 597,5 м. Свердловиною розкрито такий розріз [113]:

- 0,0–181,5 м – буріння відбувалося без відбору керна;
- 181,5–188,5 – глина темно-сіра з вуглефікованими залишками рослин, з прошарками піску світло-сірого;
- 188,5–199,7 – пісок кварцовий дрібно-тонкозернистий з прошарками глин;



- 199,7–210,0 – глина темно-сіра до чорної з тонкими прошарками піску;
- 210,0–226,8 – аргіліти темно-сірі до чорних з прошарками горючих сланців коричнево-зеленувато-сірих до чорних (2–50 см) з вуглефікованими залишками рослин – зразок 52БЛ;
- 226,8–228,5 – горючі сланці бурувато-темно-сірі до чорних бітумінозні із залишками рослин;
- 228,5–230,4 – аргіліт темно-сірий до чорного;
- 230,4–232,0 – сланець чорний;
- 232,0–264,7 – аргіліти темно-сірі до чорних з вуглефікованими залишками рослин, з прошарками пісковиків сірих (до 20 см), вуглистих сланців (5–7 см) і мергелів (10–20 см);
- 264,7–265,2 – сланці горючі зеленувато-коричнево-сірі до чорних бітумінозні з вуглефікованими залишками рослин;
- 265,2–280,0 – аргіліт темно-сірий до чорного з прошарком (20 см) пісковіку жовтувато-зеленувато-сірого (зразок 51БЛ) і горючого сланцю (зразок 50 БЛ);
- 280,0–283,7 – горючий сланець чорний (зразок 48БЛ);
- 283,7–293,6 – аргіліти темно-сірі до чорних бітумінозні з вуглефікованими залишками рослин (зразок 49БЛ), з прошарками горючих сланців (286,4–287,0; 287,7–287,9; 288,2–288,4 м), чорних сланців (зразок 47БЛ);
- 293,6–296,1 – горючі сланці зеленувато-бурувато-сірі до чорних бітумінозні;
- 296,1–300,8 – перешарування чорних аргілітів і горючих сланців з прошарками алевролітів;
- 300,8–303,8 – сланець горючий зеленувато-сірий до чорного бітумінозний із залишками вуглефікованою рослинності;
- 303,8–309,6 – аргіліт темно-сірий до чорного з прошарками горючих сланців;
- 309,6–315,0 – горючі сланці зеленувато-темно-сірі з вуглефікованими залишками рослин;
- 315,0–336,4 – аргіліти темно-сірі (зразок 56БЛ) з прошарками мергелистих аргілітів світло-сірих (зразок 55БЛ), рідше горючих сланців (зразок 54БЛ) і сірих аргілітів, збагачених вуглефікованими рослинними залишками (зразок 53БЛ);
- 336,4–344,0 – сланці горючі зеленувато-темно-сірі з численними залишками рослин;
- 344,0–364,2 – аргіліти темно-сірі, зеленувато-сірі з прошарками мергелистих глин;
- 364,2–473,6 – перешарування аргілітів і алевролітів з прошарками пісковиків (364,7–368,1; 378,0–378,1; 380,7–381,3; 383,3–383,6; 439,9–440,1; 449,1–449,3; 455,0–455,2; 457,3–457,5 м) і горючих сланців (372,8–375,3; 441,1–443,0; 451,2–452,8 м);
- 473,6–493,4 – аргіліти темно-сірі до чорних (зразок 58БЛ) з тонкими прошарками алевролітів і тонкозернистих пісковиків з рослинним детритом (зразок 57БЛ);
- 493,4–578,4 – перешарування аргілітів, алевролітів і слабо зцементованих пісковиків;
- 578,4–581,8 – глини зеленувато-сірі піщанисті шаруваті;
- 581,8–591,0 – брекчієподібні породи (зювіти), на початку інтервалу інтенсивно вивітрені, складені безформними неорієнтованими уламками (до 5–6 см) зеленуватого скла, кварцу, польового шпату в пористій дрібноуламковій основній масі (зразок 59БЛ);
- 591,0–597,5 – імпактити сірі, темно-сірі щільні з уламками скла і мінералів в дрібноуламковій пористій основній масі.

В шліфах діагностуються такі основні різновиди порід [113].

*Сланці пористі* (горючі сланці) (48БЛ, 50БЛ, 53БЛ, 54БЛ) – характеризуються пеліто-алевритовою структурою, сланцюватою псевдофлюїдальною текстурою, складаються з жовто-бурої глинисто-гірослюдистої речовини (50–70 %)

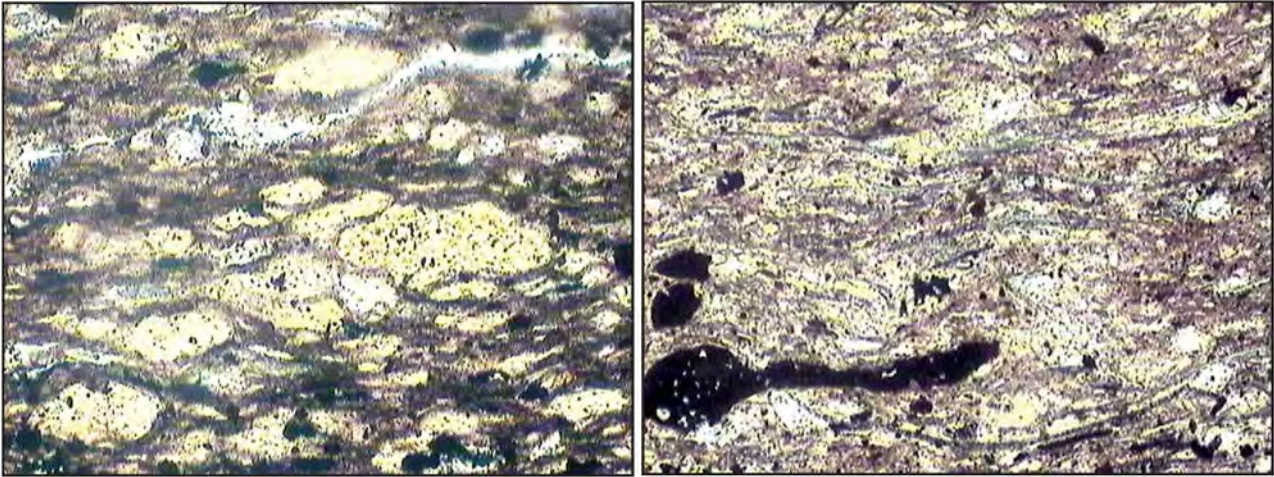
і сплюснених порожнин (30–50 %) розміром 0,02–0,4 мм (до 1,5 мм) овальної і лінзовидної форми, орієнтованих згідно зі сланцюватістю, яка їх начебто обтікає. Присутні кутасті уламки (0,001–0,002 мм) кварцу, польового шпату, рослинного детриту, прихованокристалічного агрегатного карбонату (рис. 3.19).

*Сланці алевритові* (58БЛ) з домішкою карбонатного матеріалу – характеризуються алевритовою структурою, псевдофлюїдальною текстурою, складаються з кутастих уламків (до 60 %) розміром 0,015–0,1 мм, представлених кварцом, кислим плагіоклазом (альбітом ?), пелітизованим калішпатом, темно-зеленим біотитом, мусковітом (присутні у вигляді як недеформованих пластинок, так і розшарованих до волокнистого стану зерен розміром 0,007–0,3 мм), а також бурими піритизованим глинисто-карбонатними мікрокристалічними агрегатами округлої форми; з акцесорних мінералів трапляється циркон. Цемент (до 40 %) глинисто-слюдисто-карбонатний бурувато-жовтий. Трапляється піритизований рослинний детрит (2–3 %) чорного кольору (0,1–0,5 мм). Кутаста форма уламків і присутність свіжих зерен біотиту і мусковіту свідчать про можливу участь вулканогенного матеріалу у складі порід.

*Аргіліти* (49БЛ) – мають пелітову структуру, масивну текстуру, складені глинисто-слюдистим агрегатом, глиниста речовина (до 50 %) практично ізотропна, в ній вирізняються мікроскопічні зерна і агрегати зерен озалізного, майже чорного карбонату (сидерит), рівномірно розподіленого за породою, а також скибок озалізної слюди. Присутній рослинний детрит (до 5 %) пелітової розмірності, піритизований.

*Алевроаргіліти* (56БЛ) – з алевропелітовою структурою, паралельно-лінзовидною, фібролітовою текстурою, уламками (50–60 %), які представлені слюдами, кутастими зернами кварцу (до 1 %), темно-зеленим біотитом, мусковітом, незабарвленим хлоритом, а також численними псевдоморфозами опалу по рослинним залишкам. Матрикс складений витягнутими лейстами (водорості ?) розміром 0,005–0,025×0,1–0,5 мм, які орієнтовані паралельно одна одній і нашаруванню, що справляє враження фібролітової текстури. Стінки (оболонки) лейст складені волокнистою слюдою, а внутрішня частина – глинистою, іноді карбонатною прихованокристалічною речовиною. Присутні округлі та овальні утворення (до 5 %), заповнені коломорфним чи безструктурним опалом жовтого кольору. Присутній рослинний детрит (2–3 %) бурого і чорного кольору. Проявлена мікротріщинуватість орієнтована як вздовж нашарування, так і хаотично (рис. 3.20).

*Алевроліти* (55 БЛ) – мають псамоалевритову структуру, неясно виражену сланцювату текстуру, складені уламками (до 70 %) кварцу (65–70 %), розкладеного гідратованого біотиту (30–35 %), зрідка польового шпату, акцесорних мінералів (циркон, рутил, турмалін) в гідрослюдистому бурувато-жовтому цементі (30 %). Рослинний детрит (до 1 %) представлений бурувато-чорними стрічкоподібними уламками, відмічаються пористість, безладно орієнтована і витягнута вздовж рослинних волокон тріщинуватість ширина тріщин 0,02–0,1 мм.



**Рис. 3.19.** Пориста структура горючих сланців, шліф 48БЛ, об'єктив  $\times 10$

**Рис. 3.20.** Фібролітова структура алевроаргілітів, шліф 56БЛ, об'єктив  $\times 10$

*Мергелі* (51БЛ) – мають пелітову структуру, масивну текстуру, складені дрібними уламками (0,006–0,02 мм) видовжених ромбовидних зерен доломіту (70–80 %) в глинистому ясно-жовтому практично ізотропному цементі (20–30 %). Рослинний детрит (1 %) представлений чорними вуглефікованими уламками (0,02–1,0 мм), по яких розвивається мікросталічний чи мікросферолітовий пірит. Спостерігаються псевдоморфози опалу по залишках рослин (до 0,1 мм) ізометричної форми; проявлена тріщинуватість.

*Пісковики* (57БЛ) – характеризується псамітовою структурою, масивною текстурою, складені уламками (60 %) розміром 0,08–0,25 мм кварцу, плагіоклазу, мікрокліну, біотиту, рогової обманки, глауконіту, округлих мікрозернистих агрегатів глинисто-карбонатної речовини, частково заміщені мікрозернистим сидеритом, акцесорними (циркон, апатит, гранат, монацит) в кальцитовому пойкилобластовому цементі (40 %). Відмічається безладна мікротріщинуватість.

При описі аншліфів породи діагностуються як алевритисті сланці з органо-генною структурою, шаруватою, мікрохвилястою текстурою, складені уламками кварцу, тип мацерал – детриніт (47БЛ, 48БЛ, 50БЛ); аргіліти з пелітовою структурою, масивною текстурою, тип мацерал – дрібний детриніт, присутній глобулярний пірит – до 2% (51БЛ); алевроліто-пісковик невідсортований з нерівномірно-зернистою структурою, шаруватою текстурою, складені уламками кварцу і антрациту в контактному цементі, тип мацерал – детриніт (багато), з рудних мінералів інколи присутній гематит (до 0,1 %) (57БЛ); брекчії з органо-генно-уламковою структурою, нерівномірнозернистою текстурою, складені уламками вапняків, органічних решток в контактному цементі, тип мацерал – детриніт, селеніт (59 БЛ).

Результати досліджень відбивної здатності вітриніту  $R_0$  перекривного комплексу порід (рис. 3.21, табл. 3.19) вказують на порівняно низький ступінь їх термальної переробки, яка відповідає стадії катагенічних змін, що за ступенем метаморфізму характеризують вугілля марки Б (буре).



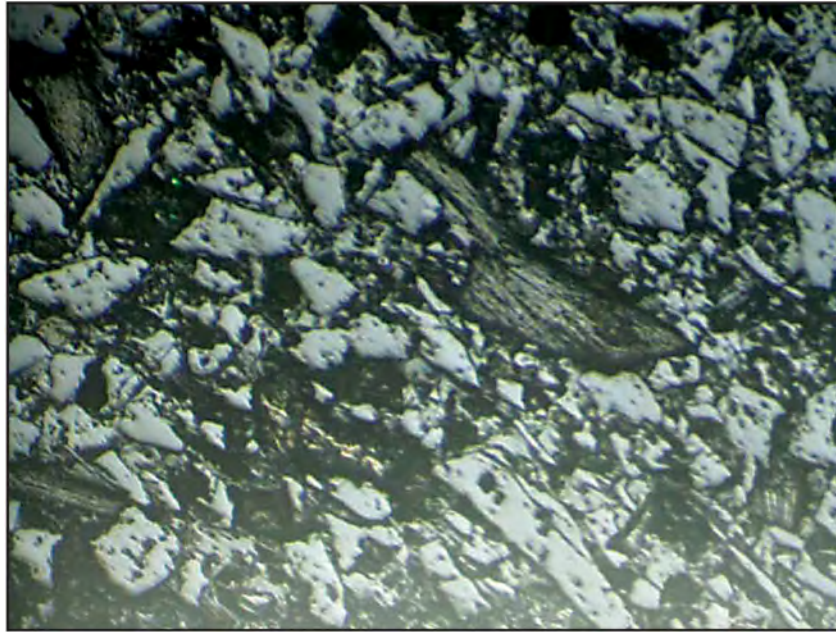


Рис. 3.21. Детриніт серед необкатаних уламків невідсортованого алевроліту (аншліф 57БЛ)

Табл. 3.19. Результати замірів відбивної здатності вітриніту [113]

Номер проби	Замір	Кількість замірів	Середнє
БЛ-47	0,30; 0,42; 0,28; 0,41; 0,35; 0,40; 0,38	7	0,36
БЛ-48	0,38; 0,32	2	0,35
БЛ-50	0,22; 0,25; 0,25; 0,30; 0,38; 0,39; 0,39; 0,40; 0,44; 3,60*; 3,70*; 4,20*	9	0,41
БЛ-51	0,45; 0,47; 0,48; 0,49; 0,50; 0,51; 0,55; 0,56; 0,56; 0,58; 0,59; 0,60; 0,60; 0,60; 0,70	15	0,55
БЛ-52	0,28; 0,29; 0,29; 0,30; 0,32; 0,32; 0,35; 0,41; 0,48; 0,50; 0,57; 0,58; 0,59; 0,62; 0,63; 0,65; 0,65; 0,66; 0,68; 0,70; 0,71; 0,80; 0,81	23	0,53
БЛ-53	0,36; 0,48; 0,50; 0,50; 0,51; 0,52; 0,53; 0,55; 0,60; 0,69; 0,75; 0,82; 1,01	13	0,60
БЛ-54	0,25; 0,28; 0,30; 0,32; 0,37; 0,38; 0,42; 0,45; 0,52; 0,54; 0,55; 0,56; 0,64; 0,75; 0,78; 0,86; 1,10; 1,30; 1,80; 2,10; 2,22	21	0,78
БЛ-55	0,22; 0,28; 0,29; 0,29; 0,30; 0,32; 0,32; 0,34; 0,36; 0,37; 0,38; 0,40; 0,41; 0,41; 0,41; 0,45; 0,47; 0,48; 0,48; 0,50; 0,50; 0,51; 0,58	23	0,39
БЛ-57	0,22; 0,23; 0,25; 0,27; 0,29; 0,29; 0,30; 0,31; 0,31; 0,31; 0,32; 0,38; 0,38; 0,39; 0,39; 0,40; 0,43; 0,45; 0,48; 0,48; 0,50; 0,51; 0,52; 0,52; 0,54; 0,56; 0,59; 0,65	28	0,40
БЛ-58	0,27; 0,28; 0,29; 0,29; 0,29; 0,30; 0,32; 0,33; 0,35; 0,38; 0,39; 0,40; 0,40; 0,41; 0,48; 0,50; 0,50; 0,56; 0,59; 0,88; 0,90; 0,92; 1,05; 1,12; 1,17; 1,21; 4,65	27	0,71

\* Заміри виключені з підрахунків.

Аналіз наявного матеріалу (включаючи літературні дані) вказує на відносну геохімічну однорідність сланцевих горизонтів за деяким винятком. Зокрема, в пробі 51-БЛ спостерігається підвищений вміст таких елементів як Ва (коефіцієнт концентрації в порівнянні з кларком для глинистих порід до 5), Mn (до 8),

Fe (до 5). Очевидно, підвищений вміст цих компонентів пов'язаний із сидерофільним профілем осадов, можливо підвищеним вмістом сидеритового компонента. Вміст інших елементів є близьким до кларків глинистих порід та сланців (за О.П. Виноградовим) або нижчим.

Звертає на себе увагу високий вміст газів та органічної речовини у відібраних зразках, за винятком проби 57-БЛ (сірий пісковик з детритом). Судячи з розподілу цих компонентів, основна їх частина представлена керитовою речовиною, тобто вищими керогенами (близько 80 %), 20 % приблизно порівну припадає на сорбовану вологу, вільні та зв'язані вуглеводні та вуглекислоту. За даними хроматографічного аналізу вуглеводневих газів, основною їх складовою є метан (80–90 %). Крім глинистих мінералів і кварцу, в окремих пробах (зокрема, 54-БЛ) за даними хімічного аналізу, присутні карбонати (до 30 %), в основному кальцит.

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

Аналіз даних каротажу свердловини 42/11 дозволяє зробити такі висновки [113]. Розріз свердловини в інтервалі глибин 180–552 м представлений переважно глинистими породами – аргілітоподібними глинами з підпорядкованими прошарками пісковиків або алевролітів, значною мірою глинистих.

За промислово-геофізичними ознаками якісна та кількісна інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) ускладнена внаслідок значного підвищення природної гамма-активності (в основному 14–30 мкР/год), високих для подібних відкладів уявних електричних опорів (9–120 Ом·м), неповного комплексу методів геофізичних досліджень. На нашу думку, поведінка каротажних кривих свідчить про таке (рис. 3.22):

1. *Інтервал глибин 210,0–364,2 м.* Тут спостерігаються найбільш монотонні в розрізі криві методів ГДС. Лише в нижній частині інтервалу спостерігаються окремі негативні аномалії питомого електричного опору. Підвищене значення природної радіоактивності (27 мкР/год) найімовірніше пояснюється підвищеним вмістом урану у вигляді уран-органічних сполук – вміст органічної речовини за даними аналізу кернового матеріалу дуже високий – до 28,8 %. Підвищені значення питомого електричного опору за даними замірів 1,05 м градієнт-зондом пояснюються малим вмістом води в поровому просторі. Окрім того, близькість до поверхні ще обумовлює підвищення опору порід за рахунок часткового їх насичення слабомінералізованою водою. Про наявність пористості свідчать результати лабораторних досліджень кернового матеріалу. Загалом можна зробити висновок, що в цьому інтервалі знаходиться потужна пачка



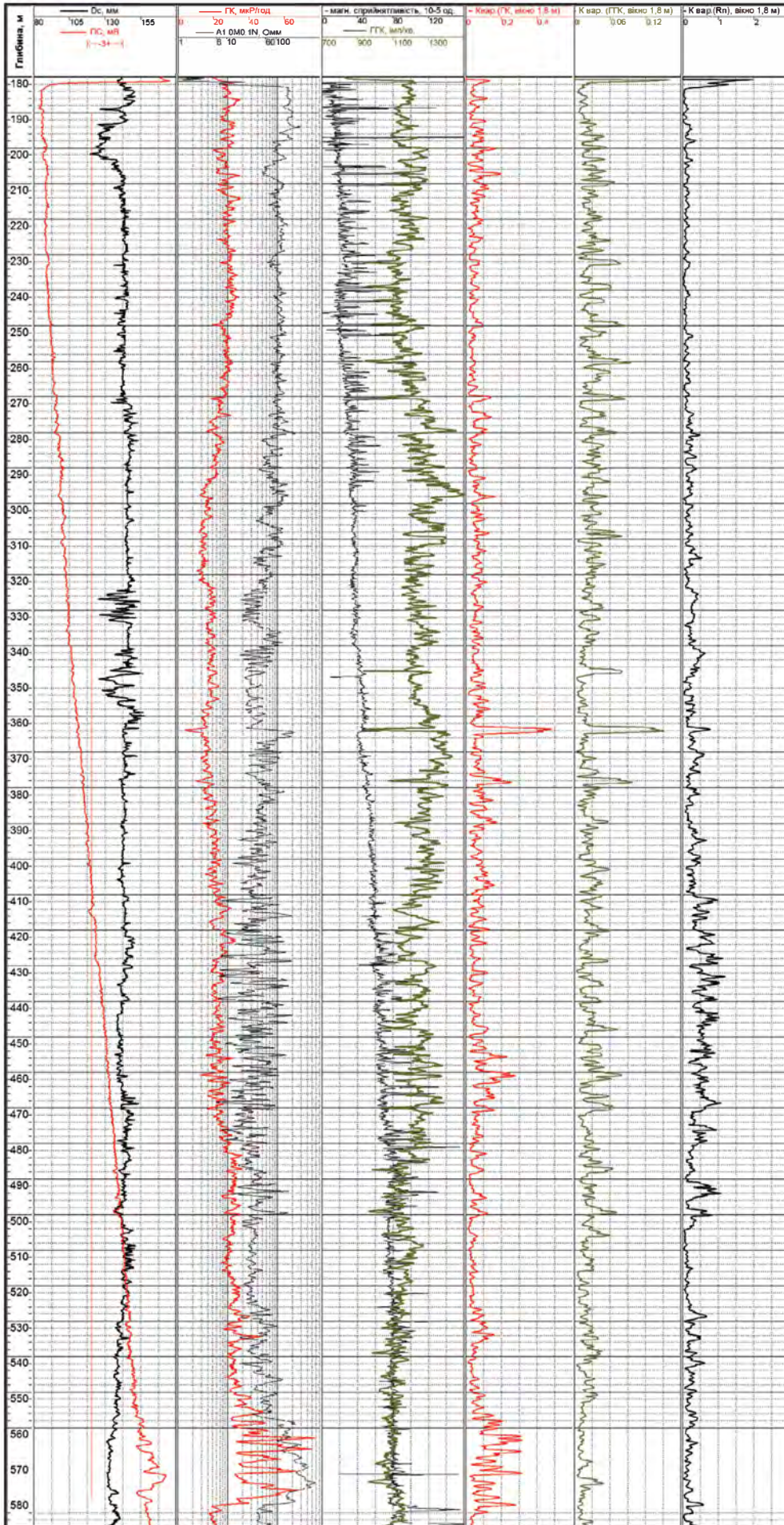


Рис. 3.22. Каротажні криві св. Болтиська-42/11 [113]



аргілітоподібних глин (горючих сланців) з високим вмістом органічної речовини. Поровий простір, ймовірно, вміщує значну частку вільного газу (що збігається з матеріалами термічного аналізу).

2. *Інтервал глибин 406–476 м.* Тут спостерігаються максимальні для цього розрізу варіації значень питомого електричного опору та показів зонда гамма-гамма-каротажу, що, ймовірно, обумовлено чергуванням піщано-алевритових і глинистих порід. Підвищені значення природної радіоактивності вірогідно пов'язані з наявністю уран-органічних утворень. Значення електричного опору тут нижче, ніж в попередньому інтервалі (в середньому 47 Ом·м), що, можливо, обумовлено більшою піщанистістю та пористістю розрізу. Наявність прошарків менш глинистих порід можливо свідчить про наявність у підпорядкованих кількостях порід-колекторів традиційного типу.

Таким чином, за аналізом каротажних кривих можна рекомендувати для подальшого більш детального вивчення для оцінки видобувних властивостей порід дві товщі глинистих відкладів в інтервалах 210–364,2 м і 406–476 м. Слід зазначити достатньо високу ймовірність наявності в них скупчень вільного природного газу.

Петрофізичні характеристики наведені в табл. 3.20, 3.21.

**Табл. 3.20. Петрофізичні параметри зразків ядра свердловини 42/11 (зразки сухі та насичені розчином NaCl) [113]**

Номер зразка	Інтервал	Порода	Об'ємна густина породи, кг/м <sup>3</sup>		Відкрита пористість (метод насичення, %)		Проникність, фм <sup>2</sup>	К водонасичення
			суха	насичена	азот	p-n NaCl		
51БЛ	274,4	Чорні сланці	2328	2642	9,4	8,0	0,254	0,83
57БЛ	491,7	Бурий мергелистий аргіліт	2474	2525	6,4	5,0	0,010	0,79
59БЛ	581,8–591,0	Брекчія (зювіт)	-	-	8,7	7,8	-	0,79

*Продовження табл. 3.20*

Номер зразка	Питомий електричний опір, Ом·м		Пористість	Швидкість пружних хвиль, м/с		Інтервальний час, мкс/м	
	сухі	насич. NaCl		сухі	насич. NaCl	сухі	насич. NaCl
51БЛ	206011	1,22	14,3	2733	3250	366	308
57БЛ	30715	8,05	94,7	4257	4447	235	225
59БЛ	21116	1,25	14,7	-	3450	-	290

**Табл. 3.21. Петрофізичні параметри зразків ядра свердловин (зразки насичені газом) [113]**

Номер зразка	Інтервал	Порода	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Відкрита пористість, %
53БЛ	332,3	Сірий аргіліт (залишки рослин)	2600	1,1

За даними петрофізичних досліджень перекривного комплексу порід западини встановлено, що вони належать до сланців, аргілітів і брекчій. Трапляються прошарки глинистого матеріалу, включення органічних залишків, сидериту та піритизація.

Мінливість літологічного складу зумовлює варіації об'ємної густини сухих зразків, яка змінюється від 2328 до 2474 кг/м<sup>3</sup>. Відкрита пористість, визначена ваговим методом при насиченні зразків керна газом, становить 1,1 %, а при насиченні зразків моделлю пластової рідини – від 5,0 до 8,0 %. Відкрита пористість «за азотом», яка визначена за допомогою насичення зразків азотом під тиском 2,5 кгс/см<sup>2</sup>, має дещо підвищені значення і змінюється від 6,4 до 9,4 %. Зростання значень коефіцієнтів відкритої пористості при насичення азотом пояснюється прониканням газу в капілярні пори, в які не може проникнути рідина. Значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від 0,01 до 0,254 фм<sup>2</sup>.

Величина питомого електричного опору змінюються від 21 116 до 206 011 Ом·м. Питомий електричний опір зразків порід, насичених моделлю пластової рідини (розчин NaCl), змінюється від 1,22 до 8,05 Ом·м. Побудовані криві капілярного тиску (рис. 3.23–3.25).

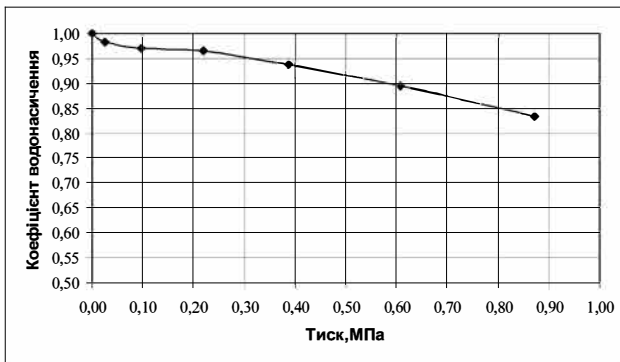


Рис. 3.23. Крива капілярного тиску (зразок 51 БЛ, чорний сланець)

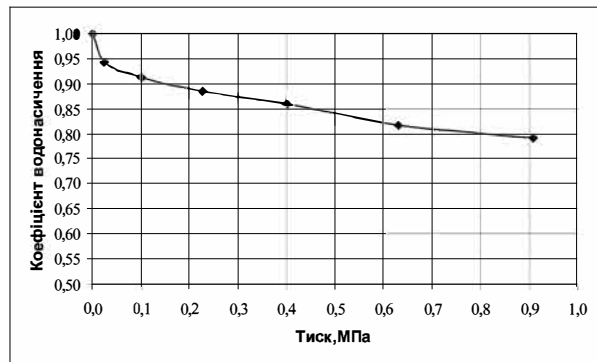


Рис. 3.24. Крива капілярного тиску (зразок 57 БЛ, аргіліт)

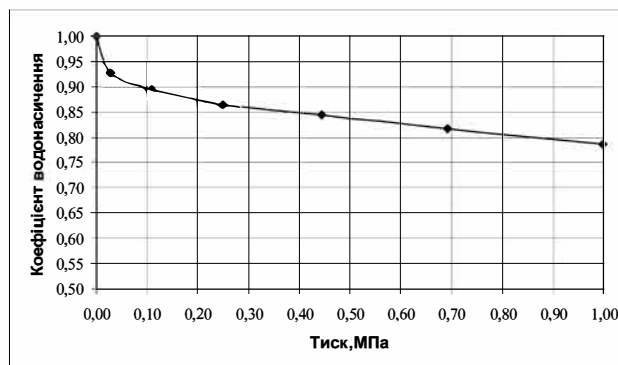


Рис. 3.25. Крива капілярного тиску (зразок 59 БЛ, пісковик)

Головні характеристики сланців Болтиської западини наведені в табл. 3.22.

Таким чином, свердловиною 42/11 на інтервалі 210,0–364,2 м розкрито потужну (154,2 м) відносно однорідну товщу збагачених органічною речовиною аргілітів з прошарками, шарами і горизонтами горючих сланців, яка представляє безумовний інтерес як джерело сланцевого газу. Вміст органічної речовини коливається від 22,32 до 28,79 %, знижуючись до 4,8 % в малопотужних прошарках світло-сірих мергелистих алевролітів, які складають мізерну частку розрізу. Особливо позитивним фактом є високий вміст вільних вуглеводнів,

який, як правило, перевищує 1 % (1,3–3,3 %) за винятком проби 49БЛ (0,2 %), а також  $S_{орг.}$  (5,44–38,01). Вона підстеляється (інтервал 364,2–493,4 м) товщею перешарування аргілітів, алевролітів з прошарками пісковиків і горючих сланців товщиною 129,2 м, де вміст органічної речовини перевищує 1 %.

Табл. 3.22. Головні характеристики сланців Болтиської западини [113]

Номер проби	Інтервал	Порода	ТОС	$R_o$	$S_{орг.}$	Відкрита пористість, %	Проницність, $фм^2$	Густина, $кг/м^3$
52БЛ	211,0	Чорні горючі сланці	-	0,53	-	-	-	-
51БЛ	274,4	Бурий мергелистий аргіліт	-	0,55	-	8,0	0,254	2642
50БЛ	279,0	Чорні горючі сланці	22,32	0,41	31,36	-	-	-
48БЛ	282,8	Чорні горючі сланці	-	0,35	-	-	-	-
49БЛ	285,5	Сірий аргіліт	27,82	-	-	-	-	-
47БЛ	287,5	Чорні сланці	28,79	0,36	36,26	-	-	-
56БЛ	315,5	Темно-сірий аргіліт	-	-	-	-	-	-
55БЛ	320,1	Світло-сірі аргіліти	4,80	0,39	5,44	-	-	-
54БЛ	323,1	Чорні горючі сланці	26,25	0,78	38,01	-	-	-
53БЛ	332,3	Сірий аргіліт з вуглефікованими залишками рослин	-	0,60	-	1,1*	-	2600*
58БЛ	486,8	Сірий аргіліт з детритом	-	0,71	-	-	-	-
57БЛ	491,7	Сірий пісковик з детритом	1,09	0,40	-	5,0	0,010	2525

\* Зразки насичені газом.

Прогнозні ресурси сланцевого газу Болтиської западини за мінімальною оцінкою за аналогією зі сланцевими басейнами, відомими у світі, можуть скласти (за такими параметрами: площа западини – 400  $км^2$ , середня потужність продуктивного горизонту – 250 м, вміст вільних вуглеводнів – 2  $м^3/м^3$ ):

$$20000 м \times 20000 м \times 250 м \times 2 м^3/м^3 = 200 \text{ млрд } м^3.$$

Судячи з хроматографічного аналізу вуглеводневих газів, основною їх складовою є метан (80–90 %), який відносно просто може бути вилучений під час відпрацювання родовища. Негативною обставиною є порівняно невисокий ступінь термальній переробки вмісних порід ( $R_o = 0,55–0,62$ ).

При описі аншліфів породи діагностуються як:

- алевритисті сланці з органічною структурою, шаруватою, мікрохвилястою текстурою, складені уламками кварцу, тип мацерал – детриніт (47БЛ, 48БЛ, 50БЛ, 54БЛ), присутні пірит (0,1 %);
- аргіліти з пелітовою структурою, масивною текстурою, тип мацерал – дрібний детриніт, селеніт, колодетриніт, присутній глобулярний пірит – до 2% (51БЛ, 52БЛ, 53БЛ);
- алевроліто-пісковик невідсортований з нерівномірно-зернистою структурою, шаруватою текстурою, складені уламками кварцу і антрациту в базальному і контактному цементі, тип мацерал – детриніт (багато), з рудних мінералів присутні пірит і гематит (до 0,1 %) (55БЛ, 57БЛ);
- брекчії з органічно-уламковою структурою, нерівномірнозернистою текстурою, складені уламками вапняків, органічних решток в контактному цементі, тип мацерал – детриніт, селеніт (59БЛ).



У 2012 р. нами було проведено додаткове опробування керна свердловини 42/11 на інтервалі 581,8–597,5, який складений брекчіями, зювітами, імпакти-тами (рис. 3.26). Результати лабораторних аналізів відібраних зразків наведені в підрозділі 5.1.



Рис. 3.26. Імпактит. Зразок БЛ-106

### 1.5. Оболонська структура

Оболонська імпактна структура розташована в районі села Оболонь Полтавської області, на північно-східному схилі УЩ, на його границі з ДДЗ [12, 13, 21, 32, 34, 39, 53, 58, 60, 94, 107] (рис. 3.27).

Структура виявлена в 1947 р. електророзвідувальними роботами Лохвицької геофізичної партії тресту «Укрнафтогеофізика» як контрастна негативна, майже ізометрична в плані, локальна форма діаметром 17 км на фоні пологого занурення поверхні кристалічного фундаменту в бік ДДЗ.

У 50-ті роки тут була виявлена локальна гравітаційна аномалія значної інтенсивності площею близько 350 км<sup>2</sup> [128], встановлено замкнутий характер западини глибиною понад 1 км (С.Я. Шершевська, 1954 р.; В.В. Некрашевич, 1955 р.; В.В. Некрашевич та ін., 1955 р.), складний знакозмінний характер магнітного поля периферійних частин западини (В.Г. Смірнов, 1954 р.).

У 60-ті роки на основі сейсмічних досліджень (КМПВ і МВХ) на поверхні кристалічного фундаменту була виділена западина (16×14 км), ускладнена численними порушеннями амплітудою від 20 до 200 м (М.І. Буцева, А.Г. Паламарчук). Найбільш занурена частина западини оконтурюється ізогіпсов 1,0–1,1 км. За матеріалами цих робіт, а також гравіметричних [126, 127] і магнітометричних досліджень у 1965–1966 рр. на Оболонській западині було пробурено дві свердловини № 5301 і 5302, якими під розрізом кайнозою, крейди і верхньої юри розкрита потужна товща теригенних порід з уламками та брекчіями кристалічних порід і туфоподібними брекчіями (рис. 3.28). Особливості геологічної

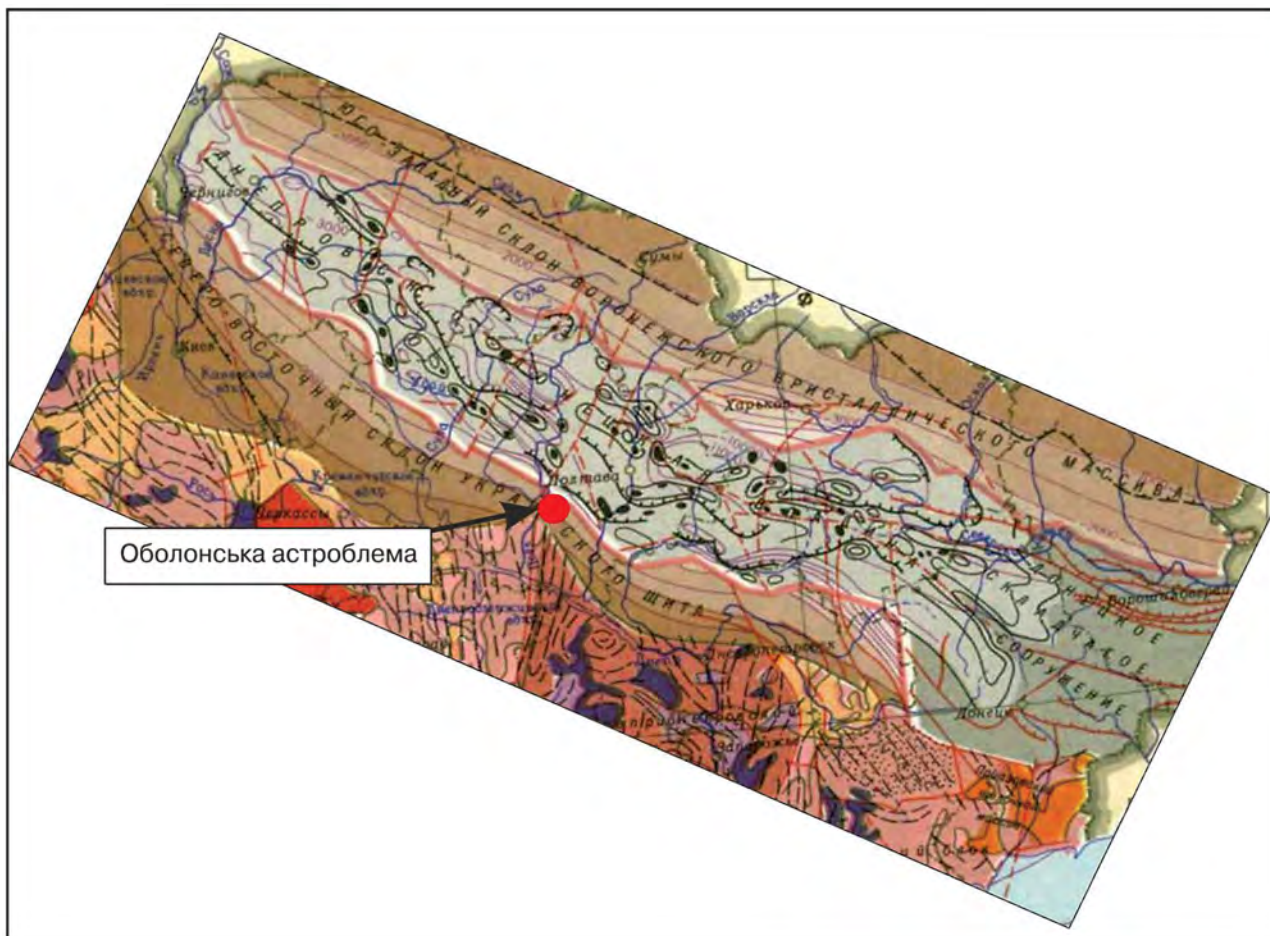
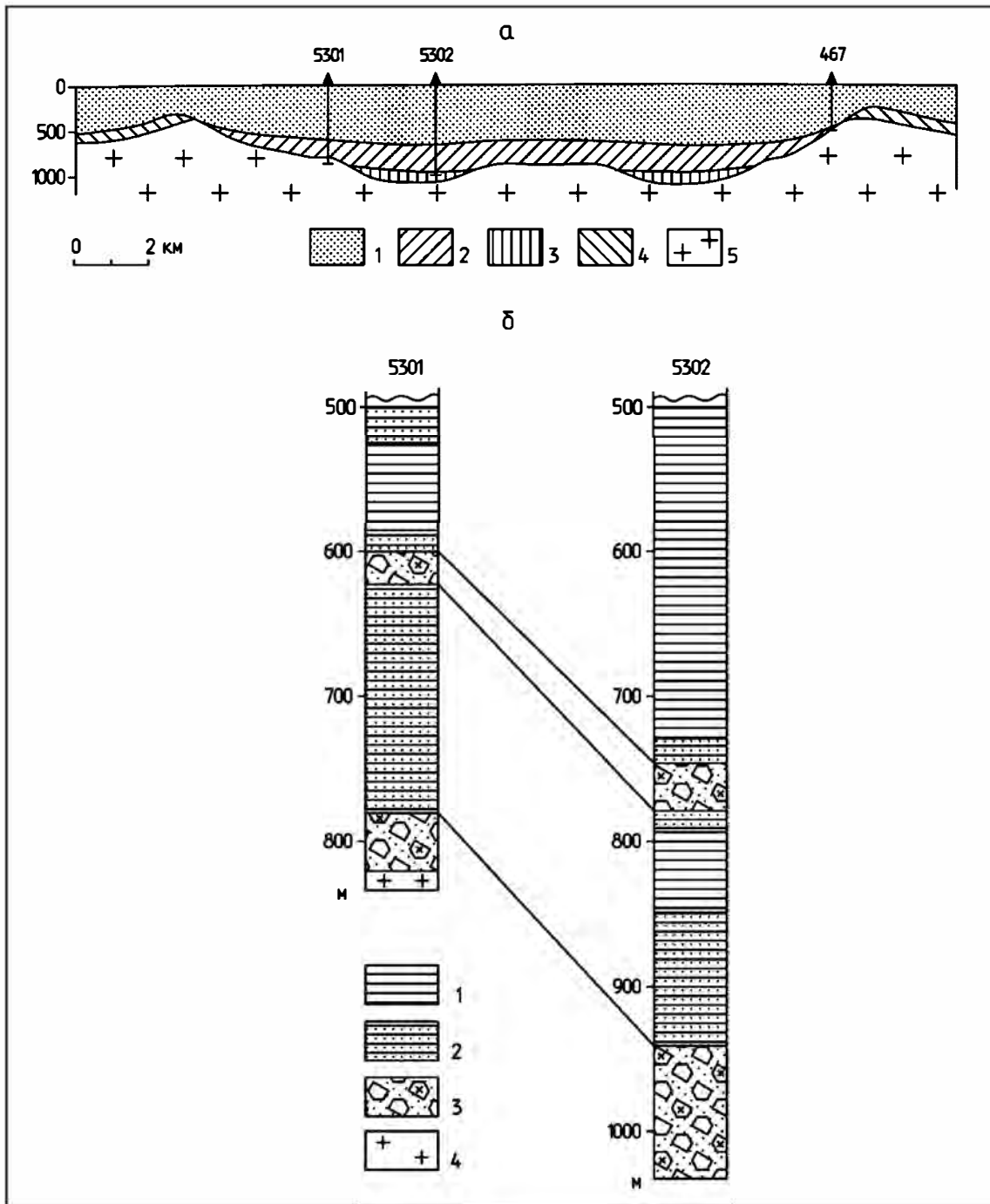


Рис. 3.27. Розміщення Оболонської структури [121]

будови і складу структури дозволили припустити її метеоритно-кратерну природу, яка підтверджується наявністю ознак ударного метаморфізму мінералів, включаючи знахідки імпактних алмазів [13, 34, 48]. Розміри структури – 19 км у широтному напрямку та 17 км у меридіональному, в її центральній частині встановлена незначна позитивна аномалія гравітаційного поля діаметром близько 4 км, яка відповідає центральному підняттю кратера [129].

Свердловина Оболонська-5301 розкрила такий розріз:

- 0–23 (Q+N) – глини коричнево-бурі щільні вапнисті, піски сірі різнозерністі кварцові, лесовидні суглинки;
- 23–130 (P) – піски і пісковики бучацької та канівської світ еоцену, еоценові мергелі київської світи, олігоценові тонкозерністі піски та алевроліти харківської світи;
- 130–158 (K<sub>2</sub>) – пісковики, піски з прошарками мергелів і глин;
- 158–183 (K<sub>1</sub>) – чергування пісковиків і глин;
- 183–236 (J<sub>3oxf</sub>) – перешарування піщано-глинистих порід з прошарками вапняків;
- 236–279 (J<sub>2cl</sub>) – алевритисті пісковики та алевроліти з прошарками глин, глинистих сланців, глинистих вапняків;
- 279–360 (J<sub>2bt<sub>2</sub></sub>) – перешарування алевритистих пісковиків і алевролітів з прошарками глин;
- 360–497 (J<sub>2bt<sub>1</sub></sub>) – глини синювато-сірі, темно-сірі до чорних піщанисті з прошарками алевролітів бурих слюдистих і пластами пісковиків в нижній частині;



**Рис. 3.28. Схематичний розріз Оболонської імпаکتної структури (а) і розрізи св. 5301 і 5302 [21]:**

*a:* 1 – покривний комплекс; 2 – заповнюючий комплекс; 3 – імпактний комплекс; 4 – доударні осадові відклади мішені кратера; 5 – кристалічний фундамент; *б:* 1 – глини, глинисті сланці; 2 – пісковики; 3 – алогенні брекчії; 4 – кристалічний фундамент

- 497–610 ( $J_2bs_2$ ) – глини, глинисті сланці, алевроліти переважно тонкошаруваті з численними обвугленими залишками фітодетриту, з фауною дрібних пеліципод, з прошарками пісковиків і рідкісними включеннями вапняків та уламків кристалічних порід; в нижній частині – базальна товща пісків і слабозцементованих пісковиків середньо-різнозернистих поліміктових з включеннями уламків гранітоїдів;
- 610–619 ( $J_2bs_1$ ) – дрібноуламкова брекчія з уламками гнейсів, гранітоїдів, рідше алевролітів, пісковиків, вапняків, вивітрених фрагментів скла;



- 619–819 (C<sub>2</sub>b+T) – тонкошаруваті алевроліти з лусками слюд по нашаруванню, місцями озалізнені, з прошарками пісковиків і гравелітів, з включеннями брил і уламків гранітів;
- 819–823 (імпактити) – гранітна жорства;
- 823–837 (PЄ) – гранатові двопольовошпатові гранітоїди сірі, рожево-сірі.

Свердловина Оболонська-5302 розкрила такий розріз:

- 0–23 (Q+N) – глини коричневатобурі щільні вапнисті, піски сірі різнозернисті кварцові, лесовидні суглинки;
- 23–130 (P) – піски і пісковики бучацької та канівської світ еоцену, еоценові мергелі київської світи, олігоцені тонкозернисті піски та алевроліти харківської світи;
- 130–156 (K<sub>2</sub>) – пісковики, піски з прошарками мергелів і глин;
- 156–172 (K<sub>1</sub>) – чергування пісковиків і глин;
- 172–239 (J<sub>3</sub>oxf) – перешарування піщано-глинистих порід з прошарками вапняків;
- 239–285 (J<sub>2</sub>cl) – алевритисті пісковики, алевроліти з прошарками глин, глинистих сланців, глинистих вапняків (границя J<sub>2</sub>cl/J<sub>2</sub>bt<sub>2</sub> – на глибині 271,5 м за І.Є. Піяр або 276,5 м за І.М. Ямніченко);
- 285–370 (J<sub>2</sub>bt<sub>2</sub>) – перешарування алевритистих пісковиків і алевролітів з прошарками глин;
- 370–526 (J<sub>2</sub>bt<sub>1</sub>) – глини синюватосірі, темно-сірі до чорних піщанисті з прошарками алевролітів бурих слюдистих і пластами пісковиків в нижній частині під'ярусу (границя J<sub>2</sub>bt<sub>1</sub>/J<sub>2</sub>bs<sub>2</sub> – на глибині 525 м за І.М. Ямніченко)
- 526–754 (J<sub>2</sub>bs<sub>2</sub>) – глини, глинисті сланці, алевроліти переважно тонкошаруваті з численними обвугленими залишками фітодетриту, з фауною дрібних пеліципод, з прошарками пісковиків, рідкісними включеннями вапняків та уламками кристалічних порід; в нижній частині – базальна товща пісків і слабозцементованих пісковиків середньо-різнозернистих поліміктових з включеннями уламків гранітоїдів;
- 754–783 (J<sub>2</sub>bs<sub>1</sub>) – брекчія гранат-піроксен-біотитових гнейсів, гранітоїдів;
- 783–965 (C<sub>2</sub>b+T) – перешарування алевролітів, пісковиків середньо-, грубозернистих слабозцементованих, з включенням дрібної гальки та уламків гранітоїдів, світлих глин з елементами градаційної шаруватості;
- 965–974 (імпактити) – алогенна (зювітова) брекчія, складена уламками гнейсів, граніто-гнейсів з фрагментами скла плавлення та поодинокими уламками осадових порід;
- 974–1033 (PЄ) – крупнобрилова алогенна брекчія гнейсів з цементом зювітового складу, яка в інтервалі 1025–1033 м переходить у дрібноуламкову брекчію.

З 1979 р. Оболонська структура як достовірна імпактна структура включена в списки метеоритних кратерів на поверхні Землі [13, 16, 76, 88, 95, 103 та ін.].

У 1987 р. на основі порівняння Оболонської структури з продуктивними імпактними структурами у Канаді та США В.А. Краюшкіним та Є.П. Гуровим зроблено першу спробу прогнозування її нафтогазового потенціалу та запропоновано програму її вивчення та нафтопошукового буріння, зокрема, запропоновано проходку параметричної свердловини у центрі структури для розкриття її підкратерної зони [40]. Крім загальногеологічних міркувань, доказом можливої перспективності структури є її розташування в районі Кобеляцького виступу на південному борту ДДЗ, де встановлено нафтопрояви в тріщинуватих амфіболітах та гранітах фундаменту на глибинах близько 500 м (свердловини 2-ГК, 8-ГК, 1-А та ін.). Відповідно до програми, на площі Оболонської структури були виконані профільні сейсмозвідувальні роботи МВХ СГТ, площинна

гравіметрична і магнітометрична наземна зйомка м-бу 1:100 000, електророзвідувальні роботи за окремими профілями, профільні виміри електростатичного поля, газогеохімічні дослідження водоносних горизонтів, дешифрування аеро- і космознімків, літолого-петрографічне вивчення порід осадового чохла і докембрійського кристалічного фундаменту, розкритих бурінням.

За даними сейсморозвідувальних робіт методом МСГТ (1991 р.), Оболонська структура є майже симетричним кратером діаметром 17 км з центральним гребеноподібним прогином діаметром 2,5 на 4 км, кільцевим валом і кільцевим жолобом. Вздовж зовнішнього краю жолоба розміщений крайовий вал. В кристалічному фундаменті виділяються зони тріщинуватості, концентричні частини структури розділені системами похилих порушень, можливо, насувів [119]. Фрагменти центрального підняття простежуються на деяких сейсмічних профілях (наприклад, профіль 32/88) і на матеріалах гравірозвідувальних робіт (В.М. Пелюшенко, 1991 р.). На деяких сеймопрофілях спостерігається крутонахилені осі синфазності, які сходяться на глибині 6–7 км в центральній частині структури, обмежуючи зону розушільнення.

За результатами дешифрування аеро- і космознімків в центральній частині структури виділена система північно-західних і північно-східних порушень, лінеamentів, а також кільцевих структур (В.Б. Строева, Ж.В. Марченко, 1991 р.) [38, 41, 65].

За матеріалами електророзвідки (метод ССП) у зоні зчленування зовнішнього валу з центральним кратером зафіксовані наскрізні слабоінтенсивні позитивні аномалії, характерні для родовищ ВВ, які співставляються з газонасиченими зонами розломів у фундаменті, що супроводжуються дифузійно-фільтраційними потоками в породах осадового розрізу (В.Д. Кукуруза, 1991 р.). Положення зон розривних порушень було уточнено при проведенні комплексних досліджень на основі методики картування розломних зон підвищеної проникності (РЗПП) [1].

На картах магнітних аномалій виділяється лінійна зона додатних значень  $\Delta T$ , яка перетинає центральну частину структури з північного сходу на південний захід, яка збігається із зонами розривних порушень того ж напрямку (В.М. Пелюшенко, 1991 р.),

За результатами газогеохімічних досліджень, в підземних водах центральної частини структури виявлені мікроконцентрації метану, збільшення загальної мінералізації (понад 1 г/л) і поява нетипових хлоридно-магнієвих вод, що може бути наслідком розвантаження флюїдів глибших горизонтів за зонами розломів [51].

За даними термометричної зйомки, в північному секторі депресії встановлено негативні аномалії температурних значень, у південному секторі кількість точок з надфоновими значеннями температури збільшується; а за результатами еманацийної зйомки північне дугове обмеження западини є активним кільцевим порушенням, до якого приурочені локальні максимуми радону і контрастні локальні аномалії вуглекислого газу [58].

У 2011 р. на замовлення НАК «Нафтогаз України» на Оболонській структурі були проведені сейсмозв'язувальні роботи за технологією 3D [121]. В результаті цих робіт було уточнено геологічну модель структури, визначено просторове розташування поверхонь геологічних границь і тектонічних порушень, побудовані структурні карти відбиваючих горизонтів юрських і кам'яновугільних відкладів і верхньої частини кристалічного фундаменту, розтини мігрованого кубу даних у вертикальних і горизонтальних січеннях в часовому масштабі, сейсмогеологічні профілі, карти та схеми розрізу Оболонської структури. Паралельно була проведена комплексна інтерпретація геолого-геохімічних даних, включаючи матеріали гравірозвідки, магніторозвідки, газово-геохімічних досліджень, у результаті якої отримано просторову геогустинну модель Оболонської структури, виконано прогноз нафтогазоперспективних зон в структурах кристалічного фундаменту й осадового чохла [134].

Геологічна будова та склад Оболонської структури вивчені за даними свердловин №5301 та №5302 в межах кратера, №36/3 на південний захід і №9/Р на північ від нього, а також св. №75, №231, №232 Білоцерківської площі [12, 32, 34, 94, 122]. Тут розвинені утворення докембрію, відклади кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдової, неогенової та четвертинної систем.

*Докембрій* представлений метаморфічними утвореннями інгулецької серії та ультраметаморфічними гранітоїдами кіровоградського комплексу палеопротерозою. Це біотитові гнейси, гранітогнейси, кристалічні сланці, біотитові та гранат-біотитові граніти, мігматити, пегматоїдні та лейкократові граніти. Вони розкриті св. 5301, а також присутні в уламках алогенних брекчій у св. 5302.

*Кам'яновугільна система* в межах Оболонської структури представлена уламками і брилами вапняків і пісковиків з фауною і мікрофауною башкирського ярусу у складі брекчій коптогенного комплексу. На сусідніх територіях башкирський ярус товщиною 148–342 м (св. № 75, 231, 232 Білоцерківської площі) представлений нижнім і верхнім під'ярусами в корінному заляганні.

*Нижньобашкирський під'ярус* включає аналоги свит  $C_1^5$  і  $C_2^1$  Донбасу: аргіліти та глини сірі, темно-сірі строкатоколірні слюдисті, інколи алевритисті, з прошарками алевролітів і пісковиків сірих, зеленувато-сірих різнозернистих кварцових глинистих і вапняків сірих прихованокристалічних, інколи кавернозних.

*Верхньобашкирський під'ярус* включає аналоги свит  $C_2^2$ ,  $C_2^3$ ,  $C_2^4$  Донбасу:  $C_2^2$  – чергування пісковиків сірих, блакитно- і зеленувато-сірих дрібно-, середньозернистих кварцових слюдистих вапняковистих; алевролітів сірих, блакитно-сірих слюдистих і аргілітів сірих, зеленувато-сірих, темно-сірих, місцями строкатоколірних слюдистих алевритистих, з фауною та обвугленими рослинними залишками, з прошарками вапняків сірих, темно-сірих глинистих; відклади свит  $C_2^3+C_2^4$  – пісковики сірі, рожево-сірі дрібно-, середньозернисті слюдисто-польовошпат-кварцові, з кальцитовим, інколи залізисто-кальцитовим цементом порового типу, збагачені вуглефікованими рослинними рештками; аргіліти сірі, сіро-коричневі, інколи алевритисті з прошарками вапняків сірих, плямистої текстури, з прожилками червоно-бурого гідрогематиту.



**Тріасова система** в межах структури представлена уламками і брилами брекчій коптогенного комплексу. На валу імпактної структури вона представлена аутигенними бриловими брекчіями (інт. 338–401 м, св. 467). За межами кратера відклади тріасу товщиною 80–582 м (св. 231, 232, 36/3, 485) представлені товщами:

- піщано-глинистою – пісковики світло-сірі дрібнозернисті кварц-польовошпатові слюдисті глинисті вапняковисті, з прошарками алевролітів зеленувато- та блакитно-сірих, світло-коричневих слюдистих вапнякових і глин строкатоколірних щільних слюдистих;
- піщаною – чергування пісковиків і пісків світло-сірих, зеленувато-сірих різнозернистих кварцових слюдистих вапнякових зі строкатоколірними опіщаними глинами;
- піщано-карбонатною – чергування пісковиків строкатоколірних різнозернистих вапнякових і строкатоколірних глин, інколи вапняків;
- глинистою – глини строкатоколірні щільні опіщанені слюдисті з прошарками пісковиків світло-сірих, зеленувато-сірих різнозернистих кварцових і кварц-польовошпатових, інколи вапняків світло-сірих глинистих прихованокристалічних.

На поверхні тріасових відкладів за межами кратера залягають закратерні утворення, представлені брекчіями балістичних викидів і відкладами цунамі [34, 94] (св. 467, інт. 324–338 м; 485, інт. 295–317,8 м; 36/3, інт. 267,4–279,5 м). Брекчії викидів складені уламками кристалічних порід із домішками пупирчастого скла й уламками осадових порід, у тому числі й таких, які зіставляються з тріасовими. Таким чином, вік кратера післятріасовий.

**Юрська система** представлена середнім і верхнім відділами. У складі середнього відділу виділені байоський, батський і келовейський яруси.

**Байоський ярус** ( $J_2b$ ). У межах імпактної структури брекчії кристалічних порід перекриті морськими осадовими відкладами, охарактеризованими фауною верхнього байосу, що дозволяє визначити вік імпактної структури як післяранньотріасовий-досередньоюрський [16] або середньоюрський [13] ( $169 \pm 7$  млн р.). Нижня частина відкладів (св. 5301, інт. 605–610 м, св. 5302 інт. 630–754 м) складена базальною товщею пісків і слабозцементованих пісковиків середньо-, різнозернистих поліміктових зі включеннями уламків гранітоїдів. Вище по розрізу (св. 5301, інт. 497–605 м, св. 5302, інт. 526–630 м) залягає товща сірих глин з прошарками пісковиків, з фауністичними залишками верхнього байосу. Породи характеризуються горизонтальною шаруватістю і не вміщують слідів порушень і деформацій, характерних для глин і пісковиків мішені кратера.

За межами, але поблизу кратера байоські відклади також перекривають викиди брекчій (св. 467, 485) або відклади цунамі, які представлені пісковиками, насиченими різноманітними уламками порід, з прошарками брекчій і конглобрекчій (св. 36/3, 41/2, 32/4).

За межами імпактної структури, на Білоцерківській площі байоські відклади в непорушеному заляганні представлені чергуванням глин сірих, темно-сірих до чорних, місцями алевритистих, з включенням вуглистою матеріалу та прошарками пісковиків сірих, світло-сірих різнозернистих кварцових вапнякових нижнього ярусу (5–20 м), перекритих чергуванням пісковиків коричнево-

то-сірих, сірувато-бурих, темно-сірих різнозернистих кварцових і глин темно-сірі щільних піщанистих товщиною 18–44 м ( $J_2bs_2^1$ ), які у свою чергу перекриті глинами сірими, темно-сірими щільними, масними на дотик, з обвугленими рослинними рештками, загальною товщиною до 16 м ( $J_2bs_2^2$ ).

*Батський ярус* представлений нижнім і верхнім під'ярусами.

*Нижньобатський під'ярус* складений блакитно-сірими і сірими глинами, масними на дотик, місцями алевритистими, з уламками фауни, з прошарками прихованокристалічних вапняків і жовтувато-сірих сидеритів. Товщина відкладів 137–156 м (св. 5301 і 5302), за межами структури на Білоцерківській площі- вона зменшується до 40–80 м.

*Верхньобатський під'ярус* представлений глинами сірими, зеленувато-сірими щільними алевритистими, місцями масними на дотик, з обвугленими рослинними рештками, з прошарками алевролітів сірих шаруватих слюдистих, вапняків сірих глинистих та алевритистих пісковиків. Товщина відкладів 81–85 м (св. 5301 і 5302), за межами структури, на Білоцерківській площі, – 30–78 м.

*Келовейський ярус* представлений глинами сірими і темно-сірими алевритистими і піщанистими гідрослюдистими з прошарками алевролітів і глинистих вапняків. Товщина відкладів 43–46 м (св. 5301 і 5302). За межами структури товщина відкладів коливається від 14 м (св. 485) і 22–31 м (Білоцерківська площа) до 70 м (св. 9/Р).

*Верхній відділ юрської системи* представлений оксфордським ярусом, складеним глинами сірими, зеленувато-сірими, інколи бурувато-жовтими щільними масними на дотик слюдистими з прошарками вапняків світло- і зеленувато-сірих прихованокристалічних, інколи кавернозних. В основі ярусу залягає пачка вапняків (53–67 м) на інт. 231–236 м (св. 5301) і 233–239 м (св. 5302).

*Крейдова система* представлена нижнім і верхнім відділами.

*Нижньокрейдові відклади* у складі аптського й альбського ярусів представлені чергуванням пісків і пісковиків від світло- до темно-сірих різнозернистих кварцових глинистих, з обвугленими рослинними рештками, з прошарками глини від світло-, темно-сірих до чорних щільних масних на дотик піщанистих вуглистих, товщиною 16–25 м.

*Верхньокрейдові відклади* у складі сеноманського ярусу представлені пісками і пісковиками сірими, зеленувато-сірими дрібно- середньозернистими кварц-глауконітовими глинистими з прошарками мергелів і глини товщиною 26–28 м.

*Палеогенова система* представлена пісками і пісковиками зеленувато-сірими дрібнозернистими кварц-глауконітовими глинистими канівської та буцацької світ еоцену (60–70 м), мергелями зеленувато- або блакитно-сірими слюдистими київської світи (до 40 м), глинистими пісками та алевролітами тонкозернистими зеленувато-сірими дрібнозернистими кварц-глауконітовими слюдистими харківської світи (10–40 м).

*Четвертинна система* представлена глинами коричнювато-бурими щільними вапнистими, пісками сірими різнозернистими кварцовими, лесовидними суглинками та рослинно-ґрунтовою верствою товщиною до 23 м.

Таким чином, Оболонська імпактна структура представляє собою пологу депресію в породах кристалічного фундаменту діаметром 16–20 км, глибиною до 1000 м з нечітко вираженим центральним підняттям. У гравітаційному полі структура виражена кільцеподібною негативною аномалією діаметром близько 10 км, яка облямовується системою позитивних гравітаційних аномалій.

Оболонський кратер утворився в підводних умовах внаслідок метеоритного удару по двошаровій мішені з осадових порід тріасу та середнього карбону і порід кристалічного фундаменту.

Периферійна частина структури складена осадовими відкладами платформного чохла, до складу якого входять відклади середнього карбону і тріасу. Товщина осадових порід чохла на місці утворення кратера до удару оцінюється в 300–400 м. У породи кристалічного фундаменту кратер углибився ще на 500 м.

Основою структури є біотитові, гранат-біотитові гнейси, якими складені уламки брекчій, розкритих у св. 5302 на інт. 974–1033 м і біотитові граніти раннього докембрію, розкриті св. 5301 в інт. 819–837 м.

Коптогенний комплекс порід потужністю до 227–279 м (св. 5301, 5302) має складну будову і представлений алогенною брекчією, зювітами, зсувовими відкладами, утвореннями суспензійних потоків і цунамі.

В його основі залягає шар (до 70 м) алогенних брекчій і зювітів, складених брилами й уламками гнейсів, гранітогнейсів, гранітів, кристалічних сланців, вапняків в дрібноуламковій основній масі того ж складу, в якій фіксуються частки імпактного скла (до 5–20 %). Породи і мінерали в брекчіях мають ознаки ударного метаморфізму (планарні елементи в кварці, зниженні показники заломлення кварцу і польових шпатів, утворення діаплектового скла, смуги зминання в біотиті, тріщинуваті зерна гранату, знахідки коесіту, глобулярних часток нікель-хромистого заліза, поодиноких зерен алмазу, конуси руйнування). Ця частина розрізу належить до імпактного комплексу [13, 21, 94].

Вище залягає своєрідна товща потужністю до 200 м пісковиків, алевролітів, аргілітів з горизонтами поліміктових піщанистих брекчій, інколи з ознаками підводно-зсувних явищ, яка завершується шаром (10–34 м) уламкових і глибових брекчій, подібних алогенним брекчіям основи структури. В їхньому складі описані мінерали з ознаками ударного метаморфізму, зокрема, планарні структури кварцу, смуги зминання в біотиті тощо [21]. Породи в брилах та уламках інтенсивно перем'яті, тріщинуваті, в глинах спостерігаються численні дзеркала ковзання. Брилові брекчії зцементовані псамітовим і дрібноуламковим матеріалом, причому матриця цементу складається з глинистої та карбонатної речовини. Крім кутастих уламків у склад деяких різновидів брекчій входять гравій і галька. Гравійний матеріал в цементі представлений окатаними та напівокатаними зернами кварцу, кременю та кварцитів. Породи характеризуються незвичною пухкістю, елементами градаційної шаруватості та відсутністю різкої шаруватості [34].

Ці утворення перекриті потужною товщею (до 600–750 м) мезокайнозойських відкладів, представлених юрськими глинами з прошарками вапняків і пісковиків; крейдовими глинами і білою крейдою; осадами канівської, бучацької і



київської світ палеогену; четвертинними суглинками і пісками. Порооди характеризуються горизонтальною шаруватістю і не вміщують слідів порушень і деформацій, характерних для глин і пісковиків мішені.

Утворення кратера супроводжувалось виникненням високотемпературної газопилової хмари, викидом за балістичними траєкторіями уламкового матеріалу та розплаву з їх подальшим відкладанням у вигляді брекчій. За межами Оболонської структури брекчії закратерних викидів, а також відклади цунамі у вигляді конгломерато-брекчій, брекчій, пісковиків з уламками кристалічних порід встановлені в розрізах ряду свердловин, розташованих навколо кратера на відстані до 50 км від його центру. У всіх свердловинах ці відклади залягають на поверхні строкатоколірних глин раннього тріасу та перекриваються товщею глин і пісковиків з фауною байоського або байос-батського віку.

Так, св. 467, розташована на зовнішньому схилі валу кратера на відстані 9,4 км від центру, розкрила інтенсивно перем'яті сургучно-червоні глини з численними дзеркалами ковзання (інт. 360,5–401,8 м), аутигенні глибові брекчії з уламками інтенсивно дислокованих осадових відкладів раннього тріасу (інт. 338,0–360,5 м), брекчії кристалічних порід (інт. 324–338 м). Вони перекриті перешаруванням глин, аргілітів, алевролітів і пісковиків з чіткою горизонтальною шаруватістю середньої юри (інт. 197–324 м).

У св. 485 (32,4 км на південний схід від центру кратера) закратерні відклади представлені (м):

- 159–257 – сірі алевритисті глини з макрофауною батського ярусу;
- 257–295 – сірі глини з прошарками пісковиків, з мікрофауною пізнього байосу – раннього бату;
- 295–298 – брекчії з уламками кристалічних порід, кварцу, інтенсивно вивітрених стекол, зцементованих тонкозернистою темно-зеленою глинисто-хлоритовою речовиною;
- 298,0–317,8 – інтенсивно перем'яті грудкуваті строкаті глини з дзеркалами ковзання;
- 317,8–327,0 – крупнозернисті піски і пісковики з галькою кварцу, гнейсів, гранітів (відклади цунамі);
- 327–400 (вибій) – тріщинуваті сургучно-червоні та сірі глини з малопотужними прошарками пісковиків з відбитками харових водоростей раннього тріасу, з численними дзеркалами ковзання.

Вище розкритий звичайний для цього району розріз мезокайнозойських відкладів.

У св. 36/3 (17 км на південний захід від центру кратера) розкриті (м):

- 0–91,1 – піски і мергелі палеогену, четвертинні відклади.
- 91,1–185,5 – чергування глин і пісковиків середньої юри; базальні пласти збагачені уламками і галькою кристалічних порід;
- 185,5–267,4 – піски і слабозцементовані пісковики з включеннями інтенсивно зім'ятих червоних глин і прошарками, збагаченими уламками кристалічних порід;
- 267,4–279,5 – брекчії, складені уламками гнейсів і гранітів, зерен кварцу і польових шпатів. В нижній частині товщі брекчій, крім кристалічних порід, поширені уламки та брили глин і мергелів;
- 279,5–291,5 – інтенсивно перем'яті аргіліти, глини і пісковики з дзеркалами ковзання;

- 291,5–303,0 – червоні та сургучно-червоні пісковики і аргіліти; на інт. 300–303 – слабозцементовані різнозернисті пісковики і піски з уламками, галькою і гравієм кристалічних порід і кварцу.

В св. 42/1 (29 км на південний захід від центру кратера) на поверхні строкатоколірних ранньотріасових відкладів в інт. 84,0–137,5 м залягають крупно-, різнозернисті піски і пісковики з численними уламками, галькою і гравієм біотитових гнейсів і гранітів (особливо на інт. 131,7–137,4 м, 110,3–121,7 м, 84,0–90,4 м.), поодинокими уламками і брилами вапняків, глин, бурого вугілля та ін. (відклади цунамі), перекриті сірими глинами середньоюрського віку.

В св. 32/4 (51 км на захід від центру кратера) закратерні відклади представлені пластом крупнозернистого піску з галькою і кутуватими уламками кристалічних порід і кременів (інт. 201,4–202,4 м), брилами строкатоколірних глин із дзеркалами ковзання (інт. 88,3–201,4 м), перекритими товщею середньоюрських глин і пісковиків.

У св. 31/1710 (19,5 км на захід від центру структури) закратерні відклади відсутні.

В св. 9P/1 (38 км на північний захід від центру кратера) в нижній частині розрізу середньоюрських відкладів (інт. 617–710 м) розкрита товща різнозернистих пісків з включеннями гальки кварцу та кристалічних порід, а також уламків бурого вугілля.

За геологічними даними і геохронологічними визначеннями вік кратера – середня юра (169±7 млн р.) [21].

На думку деяких дослідників [21, 25, 29, 40, 51 та ін.], Оболонський кратер має добрі перспективи щодо нафтогазоносності. Відзначається, що Оболонський кратер за особливостями будови і складу подібний до нафтогазоносного кратера Еймс у США [60], що й дало змогу високо оцінити перспективи його нафтогазоносності і рекомендувати проведення пошукових робіт на нафту, у тому числі буріння свердловин глибиною 500–1200 м як у центральній частині кратера, на центральному піднятті, так і на його периферії, в межах крайового валу. Про потенційну нафтогазоносність структури, на думку згаданих дослідників, свідчать такі факти.

Структура розташована на кордоні північно-східного схилу УЩ з південним бортом ДДЗ, де в породах кристалічного фундаменту встановлені нафтопрояви в керні тріщинуватих амфіболітів, гранітів та інших кристалічних порід докембрію, піднятих з глибини 0,5 км і більше свердловинами 2-ГК, 8-ГК, 1-А, пробурених в районі Кобеляцького виступу кристалічного фундаменту. В південно-східній частині південного боту ДДЗ, нафто- та газопрояви багаторазово відмічались у відкладах башкирського, серпуховського, візейського і турнейського ярусів карбону, в кристалічному фундаменті та його корі вивітрянні. Так, газопрояви різної інтенсивності спостерігались у візейських пісковиках (пласти В-10, В-9, В-8, В-4, В-2) в св. Левенцівська-3, яка розташована на південному борту ДДЗ. При випробуванні св. № 1 Шульговської площі в інтервалі 168–191 м з пісковиків середнього карбону одержано приплив в'язкої нафти питомою вагою 998 кг/м<sup>3</sup>, дебіт якої склав 16–18 л/добу; ознаки нафти виявлені

в вапняках середнього карбону (інт. 169–172 м і 194–197 м). У св. 8-ГК (Кобеляцька площа) зафіксовано нафтопрояв в кристалічному фундаменті (інт. 994–1003 м і 1021–1035 м), а також нафта в керні пісковиків і вапняків візейського ярусу (інт. 854–855, 862–871,5, 927–931, 960–962, 969–993 м). Нафтопрояви нижче кори вивітрювання кристалічного фундаменту спостерігались у св. 2-ГК в керні кристалічних сланців і гранітів (інт. 500–545,3 м – вибій свердловини). У св. 1-А, пробуреній на 150 м північніше св. 2-ГК, керни кори вивітрювання кристалічних порід (інт. 497–503 м) а також амфіболіти (інт. 507–512 м і 531–533 м) нафтонасичені в тріщинах. У св. 2-А в гранітах фундаменту зафіксовано численні тріщини, виповнені нафтою (інт. 855–858 м).

Оболонський кратер деякими дослідниками порівнюється з Сильянським у Швеції, прогнозні запаси якого за підрахунками різних компаній становлять від 800 до 4 трлн м<sup>3</sup> газу [137].

У результаті виконаних сейсморозвідувальних робіт за технологією 3D [121] на Оболонській площі було отримано масив сейсмічних даних високої роздільної здатності, широкого частотного діапазону та високого співвідношення сигнал-перешкода, виконані структурні побудови за горизонтами відбиття, сформованих осадовим комплексом, що залягає на глибинах від 200 до 1100 м; встановлені зони розуцільнення в кристалічному фундаменті, створена об'ємна модель будови Оболонської структури, визначено оптимальне місце для буріння параметричної свердловини.

В результаті досліджень були виявлені тектонічні порушення, серед яких переважають центриклінальні скиди, які формують близьку до концентричної систему розломів, зміщувачі яких переважно спрямовані в бік центральної частини кратера. В межах кристалічного фундаменту вони є зонами тріщинуватості, дроблення та розуцільнення (рис. 3.29). Такі зони розуцільнення в центральній частині кратера простежуються у фундаменті до глибини приблизно 3 км.

Крім них, у периферійній закратерній зоні виявлені непротяжні (до 200 м), малоамплітудні, хаотично розташовані тектонічні порушення типу підкидів з різнонаправленими поверхнями зміщувачів. Наявність достатньо густої сітки тектонічних тріщин свідчить про розуцільнення порід фундаменту, яке сталося в момент землетрусу, викликаного падінням метеориту, що підвищує перспективність пошуку покладів вуглеводнів в межах структур, закартованих як у центральній, так і в закратерній зоні. Додатковим фактором можливої нафтогазоносності периферійних частин структури є широкий розвиток кір вивітрювання зі сприятливими колекторськими властивостями, які можуть досягати товщини 300 м.

Отже, у результаті удару метеориту по двошаровій мішені (осадова товща – кристалічний фундамент) в умовах мілкого моря в ранньобайоський час утворилася негативна структура, ускладнена численними розривними порушеннями, які орієнтовані переважно у двох напрямках: північно-східному і північно-західному. У цілому вони утворюють ромбовидну в плані сітку розломів. Найзначніший за амплітудою скид (амплітуда до 450 м) встановлений в південній частині площі, де він відділяє борт кратера від закратерної частини.



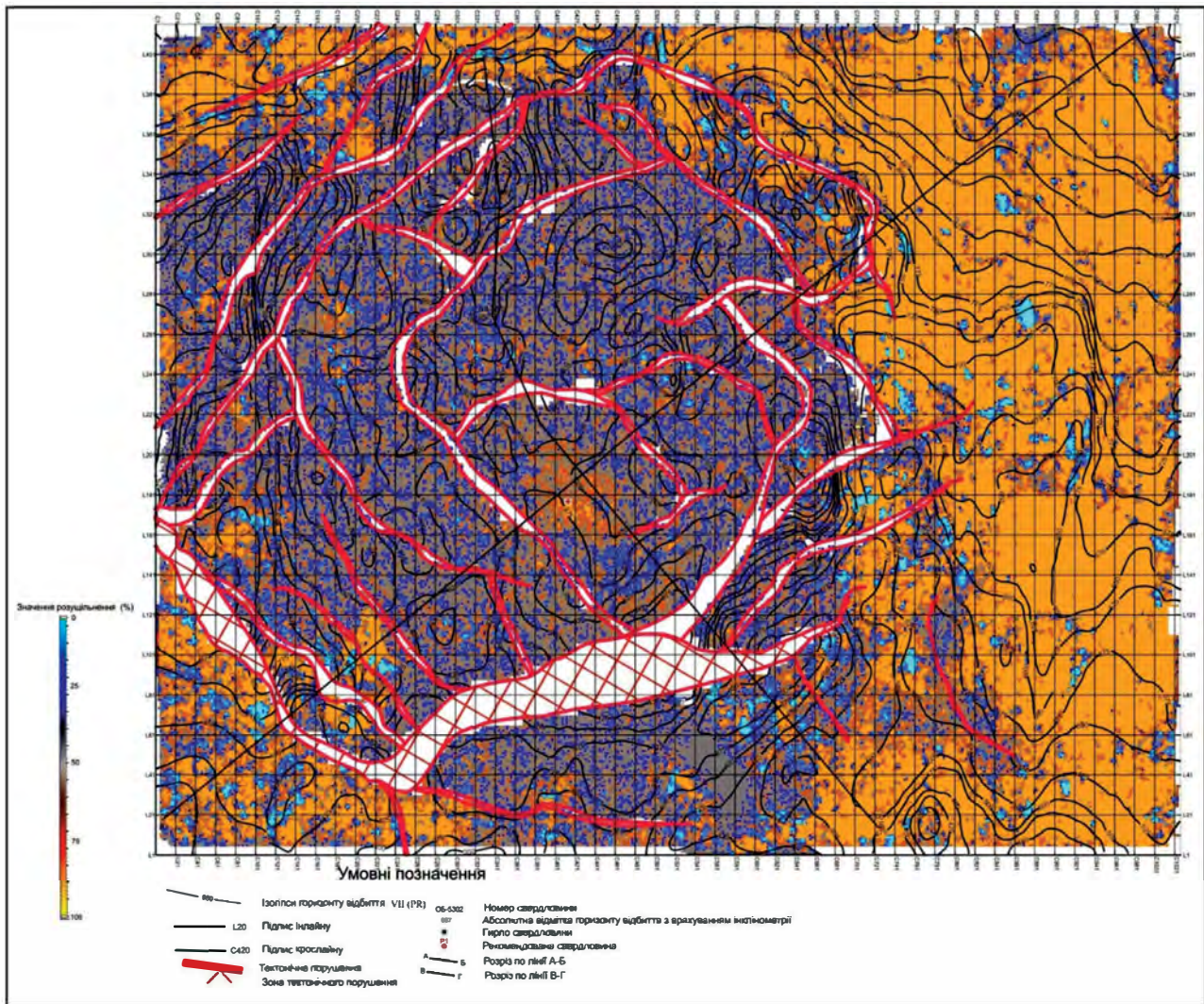


Рис. 3.29. Карта розуцільнення верхньої частини фундаменту [121]

В плані кратер має овальну форму, за поверхнею фундаменту – складну будову. Він представлений системою напівкільцевих блоків, які ступінчасто занурюються до центральної, найбільш глибокої частини западини. Межі блоків, як правило, збігаються з системами центриклінальних скидів, вздовж яких інколи простежуються кільцеподібні вали. В центральній частині кратера виділяється підняття субширотного напрямку, яке складається з 4 блоків, склепінні частини яких оконтурюються ізолініями -850 – -925 м. Їхні амплітуди відносно оточуючих занурених частин западини не перевищують 100–200 м. Ззовні кратер оточений кратерним валом, який також має складну, кулісоподібну будову. Кратер заповнений аlogenними брекчіями, складеними уламками порід кристалічного фундаменту, середнього карбону, тріасу. В закратерній зоні розвинені аутигенні брекчії.

На думку М.М. Здоровенко [121], найсприятливіші умови для розкриття бурінням зон розуцільнення та оцінки перспектив газоносності Оболонської структури припадають на центральну частину кратера, де зафіксована максимальна товщина осадового комплексу. Тут запропоновано буріння параметричної свердловини з метою комплексної оцінки на нафтогазоносність заповнюю-

чого та коптогенного комплексів і кристалічного фундаменту Оболонської структури. Основними об'єктами пошуків є над- і підкратерні тріщини палеозою, які виникли під час метеоритного удару, створюючи складну і заплутану мережу міграційних каналів та акумулюючі ємності для ВВ.

Крім того, не можна виключати можливість наявності перспективних об'єктів в межах коптогенного та заповнюючого комплексів кратера.

Коптогенний комплекс представлений товщею пісковиків, алевролітів і глин з лінзами брекчій з уламками і брилами катаклазованих докембрійських гранітоїдів і гнейсів, зцементованих піщано-глинистим і дрібноуламковим матеріалом. За сейсмічними даними тут виділяються зони з покращеними фільтраційно-ємнісними властивостями, де коефіцієнт пористості змінюється від 8 до 13 %. Ці зони приурочені переважно до периферії імпактної структури, у той час як її центральна частина характеризується зниженням пористості до 3 %.

У межах заповнюючого комплексу в св. Оболонська-5302 виділяються два прошарки пісковиків. Перший, товщиною 30 м, розкритий на інт. 696–726 м, складений слабозцементованими пісковиками з пористістю до 27 %. Він прослідковується в південно-західній і південно-східній частинах структури, де його пористість становить 15–18 %. Другий пласт, розкритий на інтервалі 736–748 м, представлений слабозцементованим пісковиком, різнозернистим, полімітковим з включенням уламків кристалічних порід, з розрахунковою пористістю 10–18 %. Цей пласт прослідковується майже на всій території западини. Завдяки своїм високим колекторським властивостям ці пласти можуть представляти інтерес для пошуків покладів газу.

Таким чином, за сейсмічними даними рекомендовано буріння параметричної свердловини глибиною 6000 м на ділянці найбільшої товщини осадового комплексу, максимального занурення фундаменту в його найбільш розущільненій зоні на перетині крослайну 414 та інлайну 178 (рис. 3.30) [121].

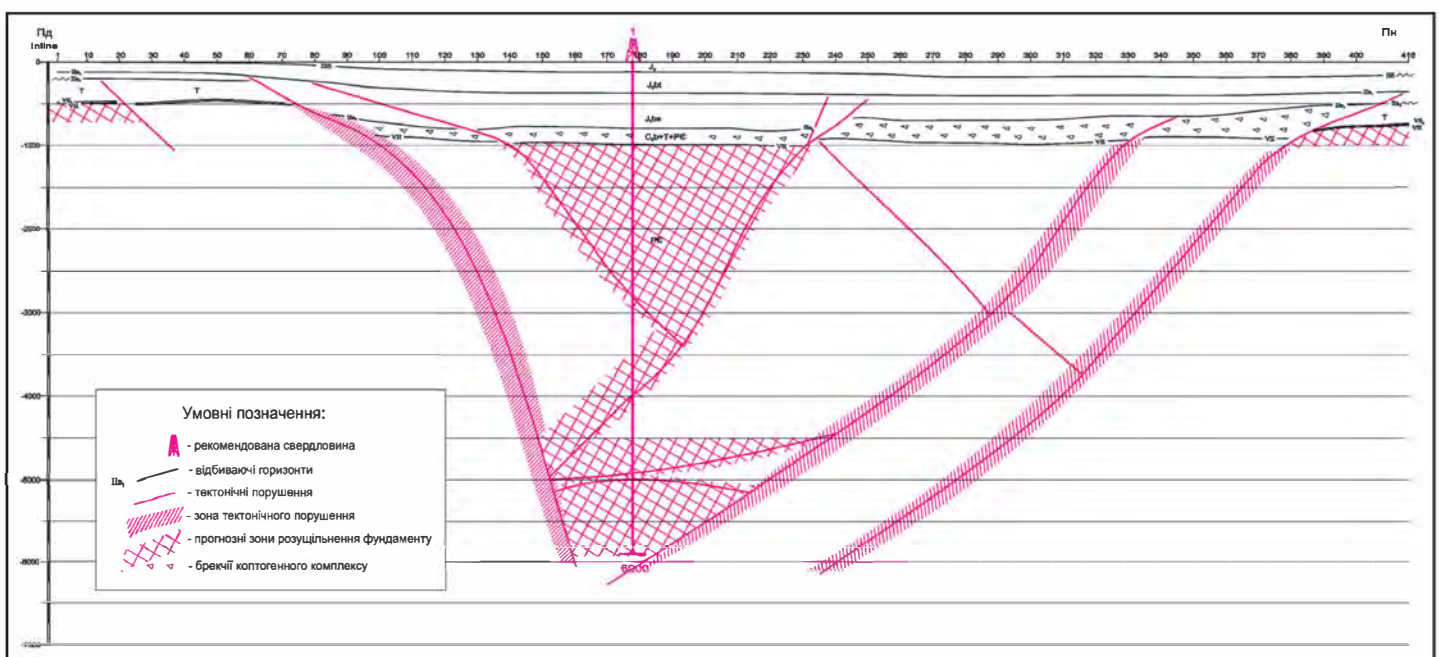


Рис. 3.30. Розріз проектної свердловини в центральній частині Оболонського кратера [121]



За результатами комплексної інтерпретації геолого-геохімічних даних, включаючи матеріали гравірозвідки, магніторозвідки, газово-геохімічних досліджень створено просторову геогустинну модель Оболонської структури, виконано прогноз нафтогазоперспективних зон в структурах кристалічного фундаменту і осадового чохла [134]. В докембрійських утвореннях, в межах верхньої частини кристалічного фундаменту, виділений ціла низка розуцільнених зон з покращеними колекторськими властивостями (рис. 3.31). Найбільша ділянка розуцільнених порід виділяється в північній частині структури, в районі св. Оболонська-5301, 5302. Менша ділянка розміщена в південно-західній крайовій частині кратера, де приурочена до піднятого блоку фундаменту.

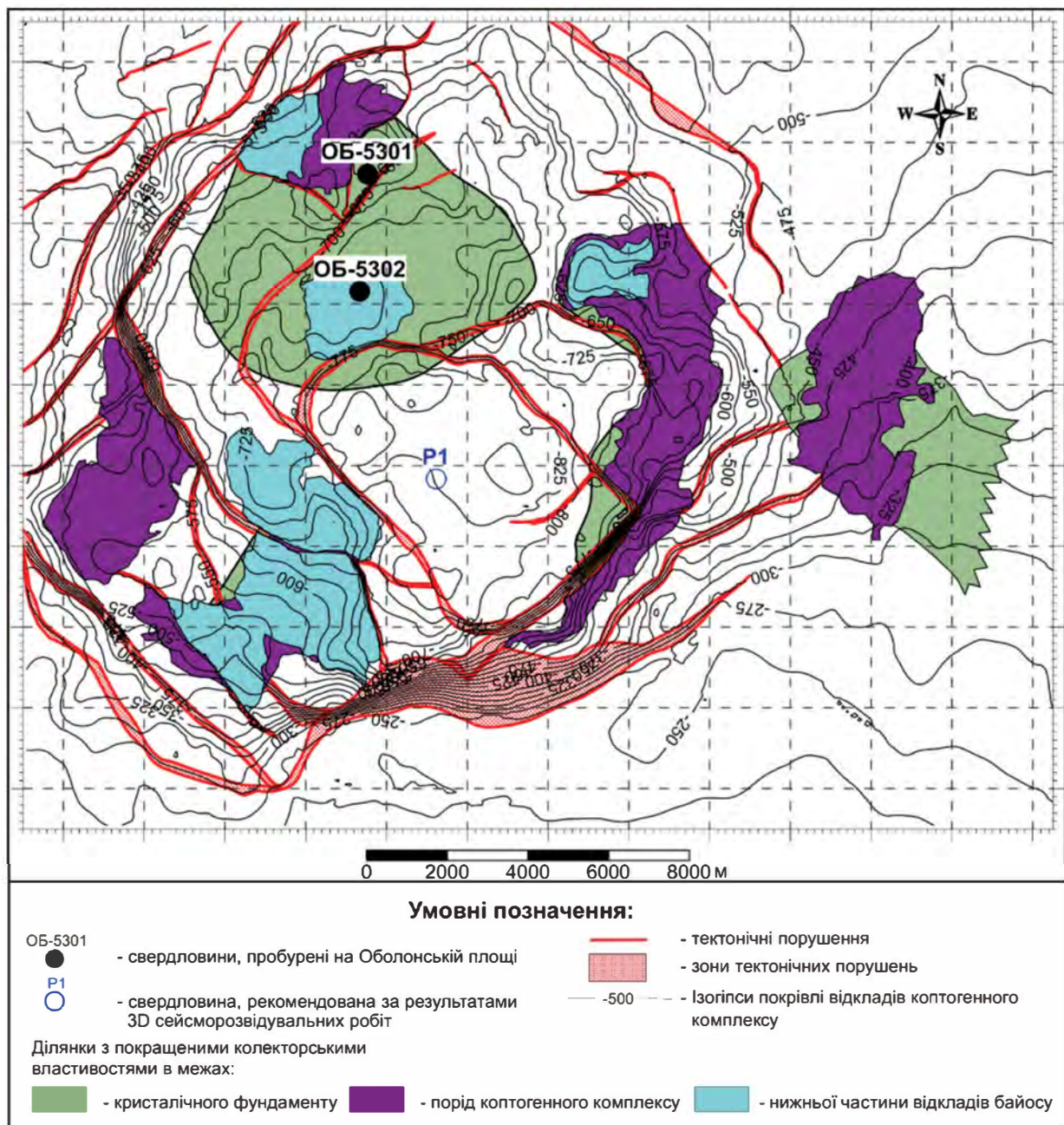


Рис. 3.31. Зони розуцільнення з покращеними колекторськими властивостями [134]



У межах коптогенних відкладів зони розущільнення приурочені до крайової зони кратера, де збігаються з системами кільцевих розломів уздовж його валу. В юрському комплексі (байоські відклади) зони розущільнення приурочені як до центральної частини кратера (в районі св. Оболонська-5302), так і до крайової зони на півночі і південному заході структури. Виділені зони розущільнення перспективні щодо пошуків газу.

На основі комплексного аналізу наявної інформації, включаючи дані геохімічних та термометричних досліджень і результатів детальної магніторозвідки було проведено ранжування перспективних площ, виділені першочергові об'єкти буріння [134]. Головним фактором виділення першочергових ділянок були негативні аномалії густини, а магнітні, геохімічні, термометричні параметри виступали як додаткова якісна інформація. Були виділені такі ділянки для постановки наступних ГРР (рис. 3.32):

- **ділянка № 1** в південно-західній частині кратера, характеризується негативними аномаліями густини у відкладах байосу, коптогенного комплексу, частково – фундаменту (можлива наявність колекторів); позитивною температурною аномалією; відсутністю аномалій радону, CO<sub>2</sub>, вуглеводнів (що інтерпретується як позитивна ознака тектонічної стабільності блоку та наявності умов для акумуляції та збереженості покладу); першочерговий об'єкт для проведення пошукового буріння;
- **ділянка № 2** в північно-західній частині кратера, де прогнозується наявність колекторів в тріщинуватих утвореннях фундаменту і в брекчіях коптогенного комплексу;
- **ділянка № 3** в східному облямуванні кратера, пов'язана з брекчіями коптогенного комплексу в межах крайового валу;
- **ділянка № 4** в західній крайовій частині кратера, де очікуються колектори в зонах тріщинуватості в утвореннях фундаменту і брекчіях коптогенного комплексу;
- **ділянка № 5** в східній крайовій частині кратера, де наявність колекторів прогнозується в тріщинуватих утвореннях фундаменту, в брекчіях коптогенного комплексу, в базальних пісковиках нижнього байосу.

За хімічним складом імпактне скло Оболонської структури близьке до гранітогнейсів основи структури, відрізняючись підвищеним вмістом хлору і бромом (табл. 3.23), що може бути доказом її утворення в морських умовах [21].

**Табл. 3.23. Хімічний склад імпактного скла і кристалічних порід мішені Оболонської структури (%) [21]**

Компонент	1	2	3	4	5
1	2	3	4	5	6
SiO <sub>2</sub>	61,18	62,90	73,59	79,03	54,65
TiO <sub>2</sub>	0,82	0,77	0,32	0,05	1,01
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	14,65	14,59	12,10	11,03	18,61
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	8,99	9,06	4,58	1,54	9,45
MnO	0,08	0,09	0,06	0,02	0,06
MgO	5,15	4,75	1,77	0,84	5,91
CaO	1,31	1,67	1,52	1,14	2,30
Na <sub>2</sub> O	2,46	2,13	2,42	2,32	2,89
K <sub>2</sub> O	3,88	3,30	2,91	3,40	4,01
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,12	0,07	0,08	0,07	0,11
Cl	0,62	0,13	0,08	0,05	0,24

Розділ 3. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР І НАКЛАДЕНИХ ЗАПАДИН УЩ

Продовження табл. 3.23

1	2	3	4	5	6
Br	$1,8 \cdot 10^{-4}$	—	—	—	—
Ni	0,008	0,007	0,005	0,004	0,011
Co	0,004	0,004	0,001	—	0,004
Cr	0,010	0,010	0,003	—	0,017

Примітка: 1 – імпактне скло; 2 – гнейси і гранітогнейси; 3 – граніти, гнейсограніти; 4 – граніти лейкократові та пегматоїдні; 5 – кристалосланці.

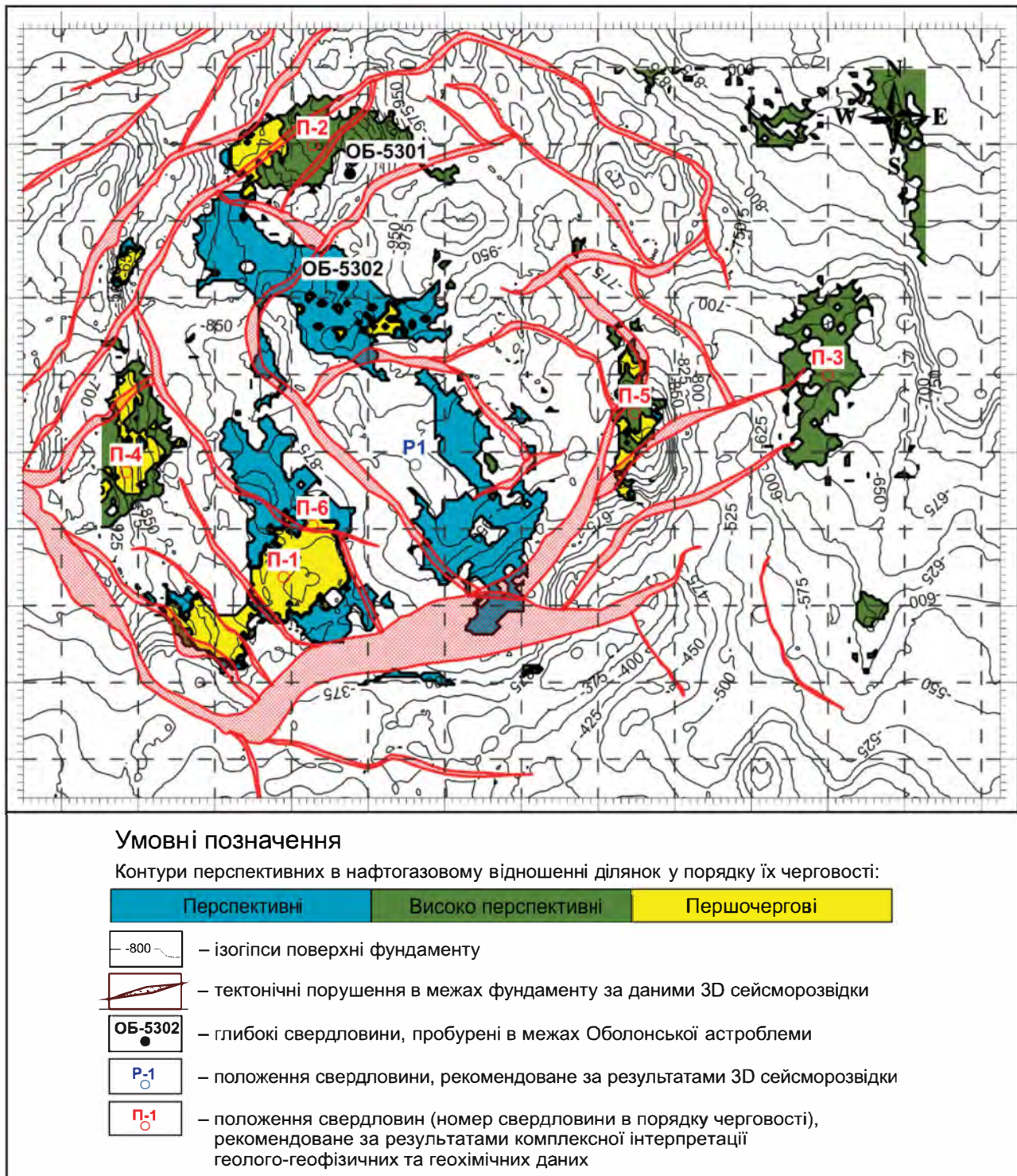


Рис. 3.32. Перспективні та першочергові ділянки [134]



Вік Оболонського кратера за геологічними даними визначається як після-ранньотріасовий – досередньоюрський, а за даними К-Аг датування становить  $169 \pm 7$  млн р., що відповідає байоському віку середньої юри і добре узгоджується з геологічними даними.

Потенційна нафтогазоносність Оболонської імпактної структури прогнозується головним чином на її порівнянні з відомими нафтогазоносними імпактними структурами світу, зокрема, кратером Еймс у США, та ін.; наявності встановлених геофізичними методами зон розуцільнення в основі кратера і перекривних відкладах, слабо інтенсивних позитивних аномалій електричного поля, які зіставляються з газонасиченими зонами розломів, локальних максимумів радону і вуглекислого газу, а також загальних міркувань щодо можливої нафтогазоносності кристалічного фундаменту та його кори вивітрювання поблизу прибортової зони ДДЗ, що встановлено в цілому ряді свердловин (2-ГК, 8-ГК, 1-А, 2-А на Кобеляцькій площі) [21, 25, 29, 40, 51, 121, 137]. Разом з тим, за весь час вивчення структури не було знайдено жодних прямих ознак її нафтогазоносності. Більш того, позитивних результатів не було отримано при бурінні св. 5301 і 5302. Однак ці свердловини по-перше були пробурені не в найперспективнішій зоні крайового валу, а в межах підняття внутрішньої зони западини, а по-друге, вони практично не вийшли з копрогенного (слабо перспективного) комплексу і практично не розкрили породи фундаменту. Таким чином, питання потенційної нафтогазоносності Оболонської структури залишається дискусійним, а будь-які рішення щодо буріння параметричної свердловини пов'язані зі значним ризиком і потребують додаткового обґрунтування.

З колекції Є.П. Гурова (ІГН НАНУ України) були відібрані й проаналізовані зразки гранітів і брекчій основи Оболонської структури (табл. 3.24 а, б). Як показують результати аналізів, на фоні низьких значень  $C_{орг.}$  (0,19–0,97 %) зустрічаються інтервали розрізу і різновиди імпактних порід, значно збагачених органічним вуглецем. У цьому плані інтерес викликають брекчії інтервалу 781, 5 св. 5301 ( $C_{орг.}$  – 3,54 %) та інтервалу 770 св. 5302 (4,54 %). На жаль, обмежена кількість зразків і відсутність керна не дозволяють повністю охарактеризувати розрізи свердловин. Тим більше ми не можемо отримати повну характеристику зони розуцільнення, враховуючи те, що свердловинами розкрита тільки її сама верхня частина.

Табл. 3.24 а. Результати визначення масових часток елементів [132]

Номер проби	Номер св.	Інтервал	Порода	$C_{орг.}$ , %	$H_2O$ , %	$U \cdot 10^{-4}$ , %	$CO_2$ карб., %
Об-1	5301	781,5	Брекчія	3,54	1,01	4,0	0,66
Об-2	– " –	824	Граніт	0,21	0,42	7,7	0,11
Об-3	5302	770	Брекчія	4,54	1,40	3,3	4,62
Об-4	– " –	977	Гранітогнейс	0,64	0,98	3,1	0,27
Об-5	– " –	997	Брекчія	0,97	0,84	2,3	0,22
Об-6	– " –	1004	Гнейс з пегматоїдними прожилками	0,48	0,68	2,7	0,27
Об-6/1	– " –	1024	Гнейс з пегматоїдними прожилками	0,51	0,34	0,6	0,38
Об-7	– " –	1009	Брекчія	0,19	0,49	1,9	<0,05



Табл. 3.24 б. Зміна мас зразків, %

Зразок	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
5301/824	0,0226	0,04829	0,02877	0,09761	0,17467
5301/781,5	0,13856	0,07917	0,08631	2,12587	2,29135
5302-3/1009	0,03237	0,05229	0,02988	0,41334	0,49551
5302/770	0,43406	0,18685	0,09199	1,91592	2,19476
5302-2/1004	0,14123	0,05632	0,04036	0,2833	0,37998
5302-i/997	0,22482	0,10181	0,03252	0,38885	0,52318
5302/997	0,31739	0,217	0,13926	0,79672	1,15298
5302-4/1024	0,02454	0,0774	0,06608	0,54559	0,68907

### 1.6. Зеленогайська структура

Зеленогайська імпактна структура розміщена в Кіровоградській області, поблизу селища Зелений Гай [54]. Вона була виявлена в 1972 р. В.Н. Білогубом за негативною гравітаційною аномалією, яка обумовлена локальною котловиною в кристалічному фундаменті. Пізніше в межах структури було пробурено низку свердловин (св. 5286, 5019, 5020), які дозволили уточнити розміри структури і встановити особливості її внутрішньої будови [7, 12, 16, 54].

Кратер має доволі просту будову, він утворився в біотитових гнейсах і гранітоїдах кіровоградського комплексу протерозою, на поверхні перекритий потужною товщею кайнозойських відкладів. Глибина котловини не перевищує 250 м.

Котловина виповнена аутигенними глибовими брекчіями гнейсів і гранітів, які залягають в основі розрізу кратера. Вище їх перекриває шар алогенних брекчій. Розмір уламків і брил коливається від десятків см до 2–3 м. У них встановлені ознаки ударного метаморфізму: планарні структури в кварці і польовому шпаті, діалектове скло, конуси руйнування і таке інше. Часто розвинені різноспрямовані системи тріщинуватості, зони дроблення потужністю до 10–15 см. Потужність алогенних брекчій становить 8–15 м.

На брекчіях залягають післякратерні відклади, представлені товщею строкатоколірних глин і суглинків з включенням крутуватих і напівобкатаних уламків і брил кристалічних порід. Товщина післякратерного комплексу становить 78 м. Особливості його будови ілюструються розрізом св. 5020, яка на інтервалі 94–144 м розкрила (м):

- 94,0–97,0 – супісі та піски з уламками гранітів;
- 97,0–107,0 – піщано-глинисті породи з поодинокими брилами катаклазованих гранітів;
- 107,0–110,0 – щільний граніт з зонами брекчій (брила);
- 110,0–111,5 – шаруваті глини з прошарками піску;
- 111,5–128,5 – піщано-гравійні породи з глинистим цементом;
- 128,5–130,5 – щільний граніт (брила);
- 130,5–143,0 – червоні грудкуваті глини з рідкісною жорсткою;
- 143,0–144,0 – червоні глини з рідкісними уламками.

Вище 94 м залягає перекривний комплекс, представлений зеленувато-сірими глауконітовими пісками кийвської свити, пісками і супісями харківської свити палеогену, світло-сірими пісками і супісями полтавської свити неогену. Зверху вони перекриті четвертинними відкладами, представленими лесовидними суглинками і глинами товщиною до 20 м.

Вік утворення ударного кратера, як вважалося, аналогічний Болтиському, тобто приурочений до межі крейди і палеогену [12]. Пізніше Р.Н. Ротман [96] у пост-кратерних осадах Зеленогайського кратера був встановлений пилосклин третинного, можливо, палеогенового віку.

Через незначні розміри, а також відсутність будь-яких ознак присутності вуглеводнів структура навряд чи може становити практичний інтерес.

### 1.7. Тернівська структура

Тернівська імпактна структура розміщена у східній частині УЩ, поблизу смт. Терни, на вододілі р. Інгулець і її лівої притоки р. Саксагань.

Тернівська структура має ударне походження [9, 21, 49, 52, 70, 96, 98 та ін.]. У складі порід космогенного комплексу встановлено ударнометаморфізований кварц з планарними елементами, знайдено стішовіт [20], у складі ударно-розплавлених порід вивчені Fe-Cr частки, подібні до тих, що є характерними для порід імпактних структур [98]. У складі розплавних імпактитів встановлено підвищений вміст іридію, нікелю, кобальту та важких лантаноїдів, що пов'язано з домішками речовини кратероутворювального метеориту [11]. За цими та багатьма іншими важливими результатами досліджень одержані докази ударно-метеоритного походження Терновської структури, яка увійшла до всіх опублікованих списків достовірних імпактних структур на поверхні Землі, в тому числі [88, 95 та ін.], та прийнята міжнародною науковою спільнотою як структура ударно-метеоритного походження. Однак, деякі геологи в Україні й досі не беруть до уваги всі незаперечні ознаки імпактних структур і відстоюють для деяких з них, в тому числі Терновської, ендегенне походження [5, 6, 43].

Тернівська структура розташована в Криворізькому залізорудному басейні, де в її крайовій частині розташовано Первомайське залізорудне родовище [5]. Характерною особливістю останнього є блоково-брилова будова, яка нагадує структуру «розбитої тарілки». Блоки мають різну форму і розміри (від 40 до 200 м), вони відокремлені зонами брекчійованих і мілонітизованих порід потужністю від перших сантиметрів до 10 м. З глибиною потужність брекчійованих тіл зменшується. Брекчії складені переважно породами криворізької серії, хоча зрідка трапляються уламки скла, а також кварцитів з планарними елементами в кварці.

Діаметр Терновської структури становить на сучасному рівні 8 км, вона складається з центрального підняття діаметром 2,5 км, складеного алогенними брекчіями, і западини діаметром 7–8 км, де розповсюджені уламкові і глибові брекчії з ознаками ударного метаморфізму. Навколо центрального підняття розміщений кільцеподібний трог діаметром до 8 км, де у вигляді тіл складної

морфології розвинені алогенні брекчії і зювіти, трапляються залізисті імпактити і залізисте скло, вік якого за К-Аг методом визначений в  $280 \pm 10$  млн р. На нижніх рівнях (850 м) скло суттєво збагачене іридієм і нікелем. У західній частині структури в гнейсах локалізуються жили лужних імпактитів з поодинокими дрібними алмазами [93, 96, 98].

За даними [5], у центральній частині структури розміщена так звана «брекчієва трубка», складена кутуватими уламками залізистих кварцитів, сланців, карбонатних порід, графітових сланців, амфіболітів, плагіогранітів розміром від перших сантиметрів до 50–70 м (переважно 1–5 см), зцементованими тонкодрібнозернистим матеріалом, який за складом відповідає уламкам. В плані вона має еліпсоподібну форму з розмірами  $800 \times 500$  м, а в розрізі – конусоподібну (рис. 3.33). Брекчії, якими складена ця трубка, на її периферії поступово змінюються непорушеними монолітними породами. З глибиною розмір брекчій зменшується. Крім того, в складі трубки беруть участь імпактити (еруптивні брекчії) – масивні щільні породи чорного кольору із зеленуватим чи коричнюватим відтінком з брекчієподібною текстурою, склуватою основною масою, елементами мігдалекам’яної структури.

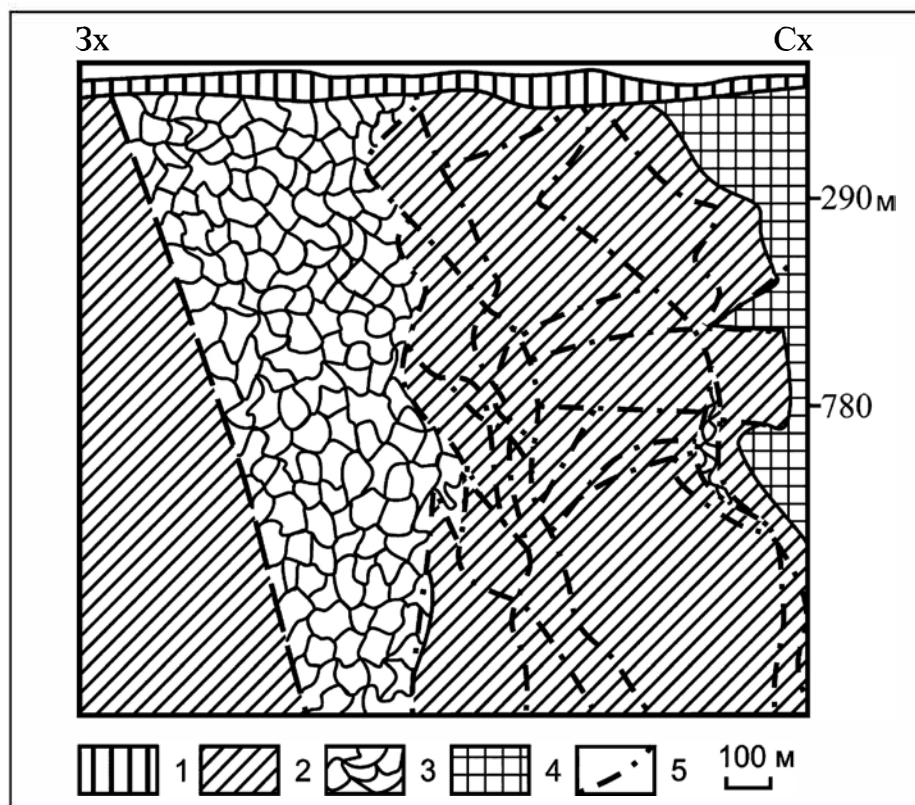


Рис. 3.33. Схематичний розріз Первомайського родовища [5]:

1 – четвертинні відклади; 2 – криворізька серія; 3 – алогенні брекчії; 4 – конкська серія; 5 – розривні порушення

Найхарактернішими утвореннями кратера є крупнобрилові алогенні брекчії, складені уламками і брилами (розміром від перших сантиметрів до 7–8 м) хлорит-біотитових, серицит-хлоритових, двослюдяних сланців, кварцитів, піс-



ковиків, зрідка залізистих кварцитів, карбонатних порід, амфіболітів, зцементованих дрібноуламковою основною масою того ж складу. В породах широко проявлені конуси руйнування розміром від 5–10 до 1,0–1,5 м. Як з'ясовано при вивченні керна св. 20530, конуси руйнування прослідковуються на всю потужність розкритого інтервалу, до глибини 353 м, причому їх кількість і частота поступово зменшуються [21].

Ознаки ударного метаморфізму проявлені у вигляді виникнення планарних елементів у кварці, зниження його показників заломлення і двозаломлення і переходу в діаплектове скло опалоподібного вигляду; присутності стишовіту і коесіту [20], графіту й імпактного алмазу [52]. Встановлено, що імпактні алмази мають пластинчастий габітус, що є результатом його виникнення за рахунок кристалів графіту у складі кристалічних порід мішені. У складі порід структури поширені конуси руйнування, які також надійно підтверджують її імпактний генезис [21].

Алогенні й аутигенні брекчії пронизані дайкоподібними тілами тагамітів складної морфології [52]. Виділяються два типи тагамітів: лейкократові та меланократові. Лейкократові відміни представлені дайкоподібними тілами товщиною до 30 м, складеними сірими, зеленувато-сірими масивними скловатими породами з численними включеннями ударнометаморфізованого кварцу і газовими пухівками (до 5 см), частина з яких виповнена халцедоном чи кальцитом. Меланократові тагаміти представлені крутопадаючими дайкоподібними тілами і трубкоподібним тілом діаметром від 100 до 780 м, які складені чорними щільними базальтоподібними афанітовими породами з реліктами оплавлених залізистих кварцитів у гізінгеритовому матриксі.

Хімічний склад імпактитів Тернівської структури наведено в табл. 3.25.

Табл. 3.25. Хімічний склад імпактитів Тернівської структури (%) [52]

Компонент	Лейкократові імпактити	Меланократові гізінгеритові імпактити
SiO <sub>2</sub>	64,40	63,20
TiO <sub>2</sub>	0,37	0,17
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	12,57	1,79
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1,70	13,45
FeO	3,31	10,18
MnO	0,05	0,05
MgO	3,27	4,33
CaO	2,36	0,88
Na <sub>2</sub> O	0,79	0,31
K <sub>2</sub> O	7,18	0,30
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,09	0,12
В.п.п.	4,71	5,00
<b>Сума</b>	<b>100,80</b>	<b>99,78</b>

Вік структури дискусійний. К-Аг методом вік склуватих імпактитів визначено як 280±10 млн р. [17], у той же час інші дослідники встановлюють давніший вік – 350 млн р. [52, 68].

## 2. НАКЛАДЕНІ СТРУКТУРИ УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА

### 2.1. Новодмитрівський прояв горючих сланців

Новодмитрівський прояв горючих сланців приурочений до однойменного буровугільного родовища в південно-східній частині ДДЗ, поблизу с. Новодмитрівка Барвенківського району Харківської області. Він розташований в накладеній западині, овальної в плані форми, площею 12 км<sup>2</sup>, глибиною до 1000 м, яка розміщена над склепінням штоку девонської солі на західній перикліналі Корульського куполу [33, 67]. У будові западини беруть участь відклади палеогену і неогену (табл. 3.26).

Табл. 3.26. Розріз кайнозою Новодмитрівського буровугільного родовища

Система	Відділ	Світа	Літологічна характеристика	Потужність, м	Глибина за св. 601, м
Неоген			Темно-сірі монтморилонітові глини	50	
			Буровугільний пласт	10–12	118,8
			Бітумінозні темно-сірі монтморилонітові глини з прошарками (1 м) бурого вугілля	81	
			Опоковидні глини	1–5	
			Буровугільний пласт з прошарками каолінітових бітумінозних глин	33	
			Темно-сірі, чорні бітумінозні глини	30	251,2
Палеоген	Верхній	Берекська	Світло-сірі пористі діатоміти з бітумінозними глинами	45	
			Карбонатно-гіпсові породи з гніздами самородної сірки	45	
			Буровугільний пласт	74	396,3
		Харківська	Чорні бітумінозні піски і глини з рослинним детритом і малопотужними пластами вугілля	120	
			Зелені глини і піски з глауконітом	16	
			Буровугільний пласт	19	
	Зелені глауконіто-кварцові піски		88	629	
	Середній	Київська	Сірий глинистий пісковик грудкуватої структури	5	
			Гідрослюдисті пластичні глини	3–15	
			Щільні пісковики з глауконітом	5–15	
			Товща гідрослюдистих пластичних глин	20	737
		Бучацька	Жовто-бурі сірі піски з алевритами в алевритистими глинами	до 175	
			Кварц-глауконітові пісковики	112	960
			Надсолева брекчія		1074

Палеоген представлений бучацькою, київською, харківською, берекською світами.

*Бучацька світа* ( $P_2^{bc}$ ) представлена товщею різнозернистих пісків та пісковиків у верхній частині з алевролітами і алевристими глинами. Загальна потужність світи 287 м.

*Київська світа* ( $P_2^{kv}$ ) складена глинистими, слабо карбонатними пісками та пісковиками, потужність – 135 м.

*Харківська світа* ( $P_3^{1+2hr}$ ) у нижній частині складена сірувато-зеленими глауконіто-кварцовими пісками потужністю 88 м, над якими залягає буровугільний пласт потужністю 19 м. Пласт розділений на 3 пачки, відокремлених прошарками вуглистих глин. Потужність цієї частини розрізу 35 м. Вище залягають темно-сірі до чорного дрібнозернисті вуглисті піски і глини з рослинним детритом. У верхній сіроколірній піщаній товщі залягає 5–6 порівняно малопотужних (0,4–2,6 м) буровугільних пластів. Потужність цієї частини розрізу 120 м, загальна потужність харківської світи – 262 м.

*Берекська світа* ( $P_3^{bv}$ ) починається з найпотужнішого буровугільного пласта (74 м), в покрівлі якого знаходиться горизонт карбонатно-гіпсових порід з гніздами самородної сірки – 40 м. Вище по розрізу карбонатно-гіпсові породи змінюються горизонтом світло-сірих пористих діатомітів з тонколистуватими дуже бітумінозними глинами потужністю 45 м. Загальна потужність вугленосної берекської світи 159 м, а відкладів палеогену – 843 м.

Неогенові відклади об'єднують породи верхньої глинистої частини вугленосної та всю надвугленосну товщу. Нижня межа проводиться по підшві темно-сірих майже чорних дуже бітумінозних глин або глинистого вугілля, які залягають нижче потужного буровугільного горизонту (63 м). Вище по розрізу знаходяться бітумінозні темно-сірі монтморилонітові глини з домішкою гідроліт. В глинах спостерігаються прошарки (1 м) бурого вугілля та мергелів з рештками гастропод, пелеципод, спікул губок. Потужність бітумінозних глин – 81 м. Завершують розріз неогену сірі та темно-сірі монтморилонітові глини потужність 50 м з грудкуватою текстурою. Потужність неогенових відкладів – 215 м.

Загальна потужність палеогенових та неогенових відкладів Новодмитрівського родовища сягає 1058 м.

Буровугільні пласти входять до складу харківської, полтавської серій палеогену і нерозчленованого неогену. Вони об'єднані в п'ять продуктивних горизонтів, які мають блюдцеподібну форму (рис. 3.34). Загальна потужність усіх вугільних пластів в центральній частині родовища сягає 157 м, а на периферійних ділянках знижується до 8 м. Лінійний коефіцієнт вугленосності змінюється в межах 3,4–4,5 %. Значення коефіцієнта вугленосності світ у центральній частині родовища сягає: для харківської – 13,1%, берекської – 44,7 %, полтавської – 29,2 %. У напрямку до бортів западини воно знижується і становить відповідно 8,4, 13,2 та 21,8 %.

Вугілля родовища буре, гумусове, за петрографічним складом поділяється на гелітове, атритове та ліпоїдно-гелітове. Зольність вугілля основних робочих пластів змінюється від 6,3 до 40,6 %, вміст сірки коливається від 0,2 до 9,2 %.



Якість вугілля:  $W_t^r$  – 40–50 %,  $A_a^d$  – 25–28 %,  $Q_s^{daf}$  – 26,0–29,0 МДж/кг,  $O_i^y$  – 8–10 МДж/кг. Вугілля можна використовувати для отримання монтан-воску, виробництва високоякісних брикетів, як паливо для електростанцій. Балансові запаси бурого вугілля за категорією А+В+С<sub>1</sub> Новодмитрівського родовища становлять 390 млн т, у тому числі з зольністю до 26 % – 342,5 млн т.

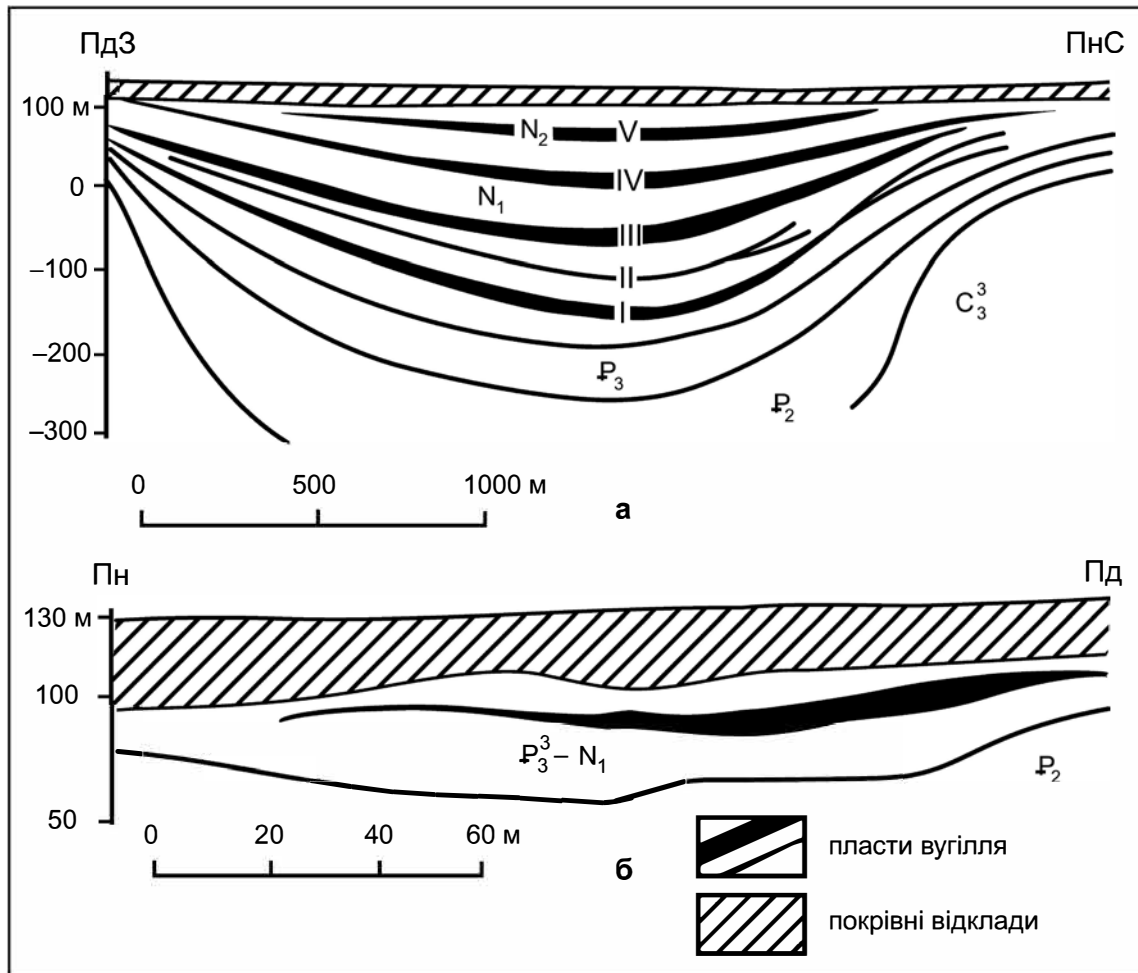


Рис. 3.34. Геологічні розрізи Новодмитрівського (а) і Житковицького (б) буровугільного родовищ [19]

Тут виділяється 4 малопотужні (0,2–1 м) горизонти горючих сланців (діатомітів), загальна потужність яких не перевищує 2–3 м, розташованих над буровугільним пластом. Теплота згоряння горючих сланців становить 1480–1800 ккал/кг, вихід смоли 4,3–9,3 %. Ресурси сланців не підраховувалися [19].

За даними геологорозвідувальних робіт [123], у розрізах центральної частини родовища розвинені горючі сланці, приурочені до верхньої частини вугленосної товщі (лінзи IV–V). Результати їх досліджень наведені в табл. 3.27.

Таким чином, невеликі об'єми потенційно газоносних горизонтів горючих сланців та їх низький ступінь термальної переробки не дозволяють розглядати Новодмитрівський прояв як перспективний об'єкт у відношенні сланцевого газу.

Подібну будову має і Житковицьке буровугільне родовище в Роменській депресії в північно-західній частині Дніпровського грабену.

Табл. 3.27. Результати досліджень горючих сланців Новодмитрівського родовища (свердловина 608) [123]

Інтервал	Но- мер пр.	Порода	W <sup>a</sup>	На суху речовину			Вихід продуктів напівкоксування, %			
				A <sup>c</sup>	CO <sub>2</sub>	Q <sub>б</sub> , ккал	смола	вода	напів- кокс	газ і втрати
129,5–130,0	9	Буре вугілля	4,54	54,2	0,4	2570	-	-	-	-
164,5–165,5	10	Вуглиста глина	5,61	61,7	0,6	2180	-	-	-	-
201,4–202,4	5	Горючий сланець	6,07	85,8	Сл.	360	1,6	5,2	91,1	2,1
222,0–223,0	7	Діатоміт з бітумом	4,81	75,4	Сл.	1520	4,3	2,3	87,9	5,5
224,5–225,5	6	Горючий сланець	3,95	73,0	Сл.	1800	9,0	3,1	82,3	5,6
226,0–227,0	4	Горючий сланець	4,96	75,5	0,5	1570	9,2	3,1	83,5	4,2
229,8–232,3	3	Горючий сланець	8,60	79,6	Сл.	1590	8,0	0,4	89,2	2,4
235,5–238,4	2	Горючий сланець	2,81	74,8	0,7	1600	8,2	5,3	81,7	4,8
238,4–244,5	1	Горючий сланець	2,83	75,7	3,1	1480	8,5	3,2	83,4	4,9
253,8–256,0	8	Буре вугілля	3,23	11,0	Сл.	5910	-	-	-	-

## 2.2. Пісочинський прояв горючих сланців

Пісочинський прояв приурочений до депресивної лійки над соляним штоком в центральній частині ДДЗ, в 10–15 км на схід від с. Лохвиця Полтавської області [135]. Діаметр западини 3,2 км, глибина до 500 м, вона виконана кайнозойськими теригенними відкладами з 3 прошарками бурого вугілля і одним прошарком горючих сланців (рис. 3.35). Зольність останніх сягає 40,6–71 %, теплота згоряння 1866–2926 ккал/кг, сірчаність незначна. Ресурси сланців не підраховувалися.

В розрізі Пісочанської западини беруть участь в утворенні межигірської, берекської та новопетрівської світ.

**Межигірська світа** ( $P_3^{1+2}mg$ ) представлена дрібнозернистими зеленими глауконіт-кварцовими і світло-сірими кварцовими пісками у верхній частині з прошарками глин і алевритів. Потужність у районі Пісочанської депресії до 150 м. Для центральних частин надкупольних депресій властиве чергування глинисто-алевритових порід у середніх частинах розрізу і переважання піщаних різновидів у нижніх і верхніх пачках світи. В напрямку крайових частин депресій спостерігається поступове зменшення кількості шарів глинисто-алевритових порід аж до повного їх заміщення на бортах пісками.

**Берекська світа** ( $P_3br$ ). Нижня частина (змійвські шари) складена переважно тонко сланцюватими сірувато-зеленими, буровато-зеленими, бурими і чорними, в тому числі вуглистими, глинами з прошарками сірих і жовтувато-сірих кварцових дрібнозернистих пісків і алевритів. Потужність 1,5–5,0 м. Основна частина берекських відкладів (сивашська світа) світло-сірі і білі дрібнозернисті піски і крупнозернисті алеврити. Для надкупольних депресій характерні пласти глин, алевритів і вугілля. Потужність від 3 до 30 м.

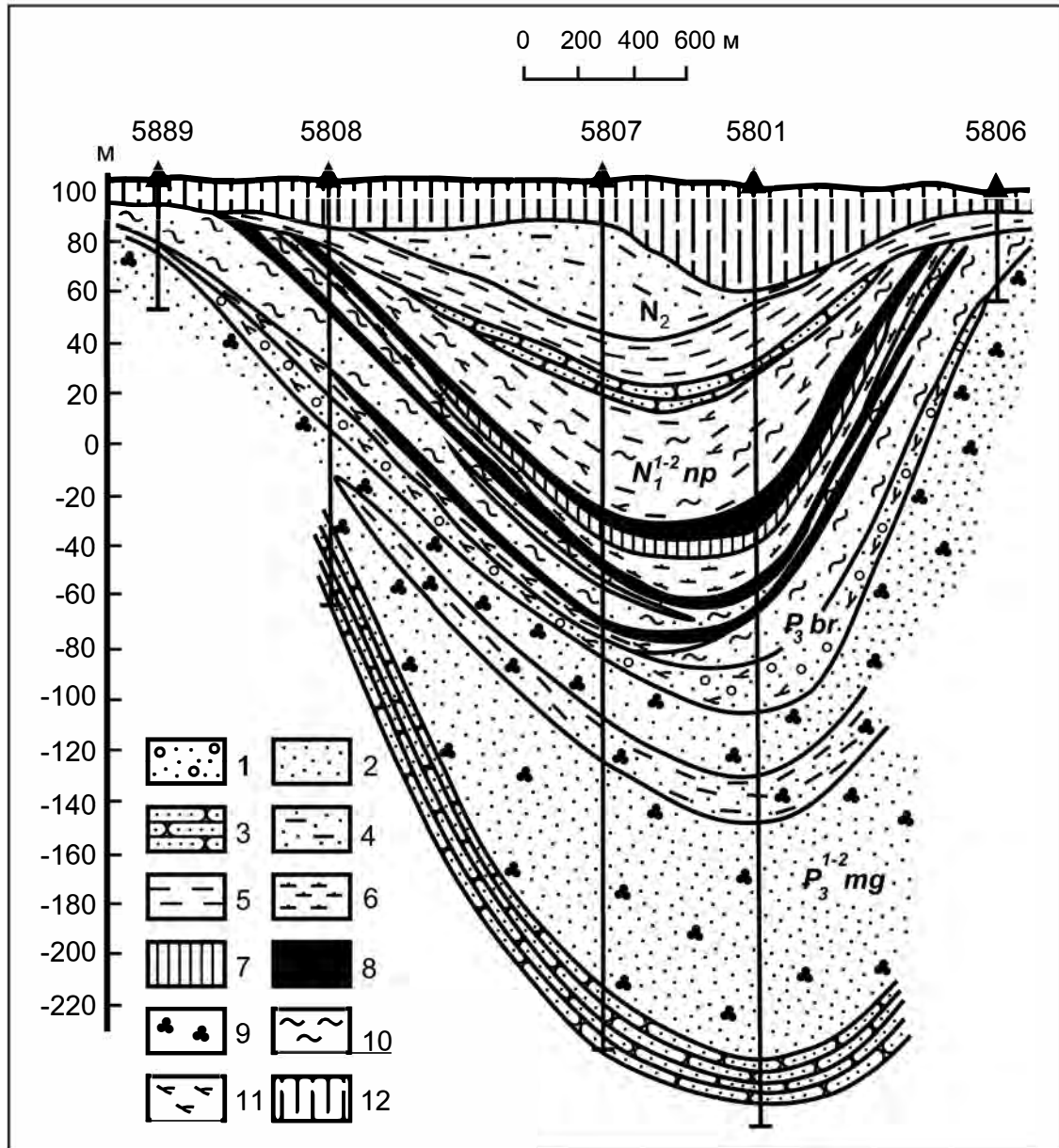


Рис. 3.35. Геологічний розріз Пісочинської структури [135]:

1 – пісок різнозернистий; 2 – пісок дрібнозернистий; 3 – пісковик дрібнозернистий; 4 – пісок дрібнозернистий вуглистий; 5 – глина; 6 – глина діатомова; 7 – сапропель; 8 – вугілля буре; 9 – глауконіт; 10 – вуглисті скупчення; 11 – рослинні залишки; 12 – суглинок

*Новопетрівська світа* ( $N_1^{1-2} пр$ ). В основі розрізів новопетрівської світи вугленосних надкупольних структур залягає товща діатомових глин, які вміщують лінзи сапропелю і бурого вугілля. Верхня частина розрізів складена сильно гумусованими глинами, які містять тонкі прошарки вуглистої речовини. Потужність – 79 м.

Буровугільний поклад Пісочанської депресії складається з трьох пластів – два нижніх приурочені до відкладів берекської світи (верхній олігоцен), верхній до осадів новопетрівської світи.



Поклад на родовищі наслідує конфігурацію надкупольної структури і має тарілкоподібну форму. Площа шарів закономірно збільшується від нижнього до верхнього, відповідно змінюється і потужність вугільних пластів – найбільшу потужність має верхній шар – 11,3 м на площі 1,7 км<sup>2</sup>. Середній шар залягає в інтервалі глибин 47,0–160,4 м. Його максимальна потужність спостерігається в центральній частині депресії (4,8 м). Нижній пласт залягає на глибині 172,4 м, площа – 0,5 км<sup>2</sup>, потужність – 3,2 м.

Вугілля характеризується такими якісними показниками: середній вміст вологи ( $W_t^a$ ) – 12,4 %; золи ( $A^d$ ) – 21,9 %; сірки ( $S_t^d$ ) – 1,1 %; середній вихід летких ( $V^{daf}$ ) – 68 %; середній вміст вуглецю ( $C^{daf}$ ) – 63 %; водню ( $H^{daf}$ ) – 5,6 %; теплота згоряння – 24,4 МДж/кг.

Було проаналізовано розріз свердловини 5801 (загальна глибина 678,8 м), яка розміщена в центральній частині западини і розкриває такі шари (глибина в м):

- 0–41,9 – *четвертинні відклади*:
- 0–0,5 – ґрунтово-рослинний шар;
- 0,5–10,0 – пісок кварцовий світло-сірий дрібнозернистий;
- 10,0–41,9 – суглинки сірувато-жовті, коричнево-жовті, сірі слабо піщанисті, часом глинисті, з вапняковистими включеннями;
- 41,9–85,6 – *неоген*: глина темно-сіра, сірувато-коричнева в'язка, щільна з невеликою кількістю вуглистого матеріалу;
- 85,6–282,0 – *верхній олігоцен, берекська світа*:
- 85,6–116,5 – глина чорна в'язка, збагачена вуглефікованими рослинними залишками, прошарками бурого вугілля і дрібнозернистого піску;
- 116,5–138,5 – буре вугілля зі значною кількістю рослинних залишків;
- 138,5–156,0 – трепелоподібні породи світло-сірі та сірі легкі, пористі з прошарками (0,1–0,2 м) глин з численними залишками рослинності, горючих сланців;
- 156,0–160,5 – буре вугілля;
- 160,5–210,0 – пісок темно-сірий кварцовий дрібнозернистий з вуглефікованими залишками рослин, прошарками піщано-вуглистого матеріалу;
- 210,0–282,0 – алеврит світло-зелений тонко плитчастий слюдистий, інколи із залишками вуглефікованих рослин;
- 282,0–361,5 – *нижній-середній олігоцен*: пісок темно-зелений кварц-глауконітовий глинистий слюдистий;
- 361,5–404,0 – *верхній еоцен*: мергель світло-сірий щільний з прошарками глин;
- 404,0–439,0 – *середній еоцен*: пісок сірий дрібнозернистий кварц-глауконітовий;
- 439,0–456,0 – *нижній еоцен*: алеврит зелений слюдистий кварц-глауконітовий до пісковика;
- 456,0–460,0 – *верхній палеоцен*: сланець темно-сірий тонкоплитчастий;
- 460,0–678,8 – *девон*: глинисто-діабазові брекчії з уламками діабазів, пісковиків, аргілітів в глинисто-пісковиковому цементі; діабазові брекчійовані; вапняки білі з включеннями сульфідів і флюориту (612,2–614,5; 665,0–676,4).

Підсумовуючи викладене, треба зазначити, що через невеликі розміри Пісочинської структури і незначний об'єм газоносних порід вона не може бути рекомендована як перспективний об'єкт для пошуків сланцевого газу.

### 2.3. Наславченський прояв горючих сланців

Наславченський прояв розташований в Середньому Придністров'ї, на кордоні України і Молдови, поблизу с. Наславча [111]. Він пов'язаний з калюськими шарами неопротерозою, які представлені темно-сірими до чорних і бурувато-зеленувато-сірими тонкошаруватими бітумінозними аргілітами з прошарками алевролітів і так званих «стілолітових прошарків» карбонатних порід мінливої потужності. Характерним є також присутність жовнів фосфоритів. Потужність калюських шарів коливається від 26 до 80 м.

Прояв виявлений при проведенні геологозйомочних робіт м-бу 1:200 000 (Букатчук П.Д., 1965 р.), коли в районі с. Наславча були виявлені і випробувані фосфоритвмісні прошарки бітумінозних сланців у калюських аргілітах неопротерозою, потужність яких змінюється від 26 до 80 м. Прошарки не витримані за простяганням і за потужністю, часто мають лінзовидний характер, їх максимальна потужність 5–10 см. Аргіліти розшаровані до тонких пластинок, які легко загоряються від сірника і горять довгим полум'ям із запахом гасу.

Було встановлено хімічний склад бітумінозних сланців:  $\text{SiO}_2$  – 21,7%,  $\text{TiO}_2$  – 0,38%,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 3,85%,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  – 3,0%,  $\text{FeO}$  – 0,9%,  $\text{MnO}$  – 6,646%,  $\text{MgO}$  – 1,9%,  $\text{CaO}$  – 35,72%,  $\text{Na}_2\text{O}$  – 0,81%,  $\text{K}_2\text{O}$  – 0,66%,  $\text{P}_2\text{O}_5$  – 0,55%, Їх фізичні характеристики: вологість – 0,47–0,48 %, вихід летких речовин – 10,1 %, вихід бітумів – 9,7 %, вміст вуглецю – 23,1 %, золи – 66,8 %, в.п.п. – 29,46 %.

За своїми властивостями (кількість летких, вологість, зольність, кількість вуглецю) ці породи наближаються до волзьких сланців, де вологість коливається від 17,2 до 51 %, вихід летких – 23–305, зольність – 37–76 %.

Ресурси сланців не підраховувалися, але незначний масштаб прояву обумовлює його негативну оцінку щодо перспектив газоносності.

### 2.4. Прояви горючих сланців накладених западин Волино-Подільської плити

Прояви горючих сланців південно-західної частини Волино-Подільської плити представлені Флоріанівським, Слобода-Савицьким, Новоселицьким і Михайлівським проявами. Вони приурочені до смугоподібної структури шириною 10–20 км, яка простежується в північно-західному напрямі на 130 км уздовж Подільської гряди на території Тернопільської, Хмельницької і Чернівецької областей. Тут виділяється ряд западин, виконаних кайнозойськими теригенними відкладами (переважно глинами), серед яких встановлені невитримані за простяганням горизонти горючих сланців потужністю 0,2–2,5 м [111].

В геологічній будові району беруть участь глибоко занурені кристалічні породи раннього докембрію, перекриті потужною товщею осадових теригенних утворень неопротерозойсько-кембрійського віку, а також теригенні і органогенні утворення ордовику, силуру, крейди, неогену і четвертинної системи.

Сланцевоносними є верхньотортонські та нижньосарматські відклади міоцену. В основі їх розрізу залягають рифові вапняки верхнього тортону, які трансгресивно перекривають відклади сеноману чи силуру. В осьовій частині вони відслонюються у вигляді товтрової гряди, яка складена органогенно-детритовими, мшанковими і літотамнієвими вапняками. Ширина гряди змінюється від 1 до 6 км, зазвичай становить 2–3 км. На захід рифові вапняки змінюються пісковиково-карбонатно-глинистими фаціями, представленими коричневими і зеленувато-сірими глинами, сірими поліміктовими пісковиками, алевритами, літотамнієвими вапняками, мергелями, конгломератами, вуглистими глинами і сланцями; на схід – карбонатно-піщаними фаціями, складеними вапняками, які перешаровуються з пісками.

Верхній тортон перекритий нижнім сарматом, який на товтровій гряді представлений аналогічними фаціями вапняків, на захід від неї – піщано-глинистими фаціями (глини, алеврити, піски, пісковики, мергелі, горючі сланці, конгломерати). а на схід – глинисто-мергелисто-вапняковими фаціями (органогенно-детритові та оолітові вапняки, мергелі, глини, зрідка пісковики, піски, конгломерати).

Накопичення відкладів, які вміщують горючі сланці, відбувалося в специфічних фізико-географічних умовах, пов'язаних з трансгресією теплих пізньотортонських і ранньосарматських морів. Рифові утворення товтрової гряди мали примхливу конфігурацію, що обумовило існування напівзамкнених мілководних лагуноподібних басейнів, де створювалися сприятливі умови застійного режиму з накопиченням тонкошаруватого глинистого матеріалу, збагаченого органікою. Відбувалося накопичення рослинних і тваринних залишків, які й слугували джерелом утворення бітумінозних сланців. Цим обумовлена і їх можлива газоносність.

*Флоріанівський прояв* розташований у Хмельницькій області, в 6 км на схід від м. Кам'янець-Подільський, приурочений до вододілу нижньої течії рік Тарнави і Мукші. Географічні координати 48°42' півн. ш, 26°32' схід. д. Прояв відомий з 1935 р. (І.П. Голобов, 1935 р.), коли були пробурені 3 свердловини, з них 2 – колонкового буріння загальним обсягом 87 м, 1 – ручного глибиною 23,4 м. Пошукові роботи на площі 5 км<sup>2</sup> були проведені в 1964 р. (Ю.Ф. Сипливий, 1964 р.) [120]. Тут на площі 5 км<sup>2</sup> спостерігаються виходи бітумінозних сланців серед лагунно-морських відкладів кайнозою. Встановлено, що бітумінозні сланці пов'язані із лагунно-морськими утвореннями раннього сармату, які відкладалися в міжтовтровому басейні, обмеженому рифами від відкритого моря. Відклади нижнього сармату тут представлені зеленими пластичними глинами, тонкими строкатоколірними (зеленувато-сірими, синіми) озерними супісками, дрібнозернистими пісками, кременистими породами, сірими піщаними і мергелистими сланцями загальною потужністю понад 40 м з прошарками і пачками тонколистуватих шаруватих сірих бітумінозних сланців (древніх сапропелітів). Потужність сланцевоносної пачки змінюється від 5 до 15 м, у середньому – 8–10 м, потужність окремих пластів і прошарків горючих сланців коливається в межах 0,2–2,5 м, переважно 0,2–0,7 м. Глибина залягання продук-



тивного горизонту від 10 до 70–80 м. Слід зазначити, що сланцевоносна товща значно обводнена за рахунок зв'язку з водами рифових вапняків. Прогнозні ресурси сланців за категорією  $P_1+P_2$  становлять 57,5 млн т, їх зольність ( $A^c$ ) 71,1–80,9 %, вміст сірки ( $S_{\text{заг.}}$ ) 0,1–2,1, вологість ( $W^a$ ) 1,7–5,3 %, вміст летких компонентів 8,1–23,21 %, бітумів 0,29–0,69 %, коксу 0,64–5,35 %, теплотворна здатність 1335 ккал/кг, об'ємна маса 2,26–2,53 г/см<sup>3</sup>.

*Слобода-Савицький* і *Новоселицький прояви* сланців розташовані у Чернівецькій області, де приурочені до нижньосарматських глин і розміщуються в крайових частинах області розповсюдження рифових вапняків. Сланцевоносний горизонт розміщується на глибині 10 м, його потужність приблизно 7 м, кількість шарів горючих сланців коливається від 3 (*Слобода-Савицький прояв*) до 10–12 (*Новоселицький*), їх потужність не перевищує 0,1–0,5 м, а сумарна потужність – 0,5 (*Слобода-Савицький прояв*) і 1,63 м (*Новоселицький*).

Ні як горюча сировина, ні як потенційне джерело сланцевого газу сланці не вивчалися, їх якісна характеристика відсутня, запаси не підраховувалися.

*Михайлівський прояв* сланців приурочений до верхньотортонського глинистого комплексу, який залягає у западинах серед сеноманських відкладів. Глибина залягання сланцевоносного горизонту 37 м, його потужність не встановлена, тут знайдено лише один прошарок горючих сланців потужністю 0,2 м. Сланці характеризуються такими показниками: теплота згоряння – 1080–1770 ккал/кг, зольність – 64,3–83,6, вихід смоли – 2,7–4,0 %, напівкокс – 87,0–90,3. Ресурси сланців не підраховувалися.

Отже, незначні розміри проявів Волино-Подільської плити не дозволяють розглядати їх як перспективні об'єкти щодо сланцевого газу.

### 3. ОСОБЛИВОСТІ ВІДОБРАЖЕННЯ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР У ФІЗИЧНИХ ПОЛЯХ

**Іллінецька структура** у Вінницькій області, на вододілі річок Соб і Собик, в гравітаційному полі представлена витягнутою в широтному напрямку негативною гравітаційною аномалією інтенсивністю до 7,5 мГал. У гравітаційному полі видно, що Іллінецька структура приурочена до перетину двох розломів – Джурин-Немирівського північно-східного простягання та Верхньобузького – північно-західного (рис. 3.36). Ізоаномалії, що виокремлюють мінімум, сильно ущільнені лише в східному напрямку, де вони створюють горизонтальний градієнт порядку 1,5–2 мГал на 1 км. В усіх інших напрямках горизонтальний градієнт зміни гравітаційного поля незначний і не перевищує 0,3 мГал на 1 км. Неізометричність аномалії, мабуть, пояснюється її розташуванням на перетині двох розломів, що викликали пружні зміщення різних напрямків. Як видно з рисунку, контури Іллінецької структури виділяються досить нечітко.

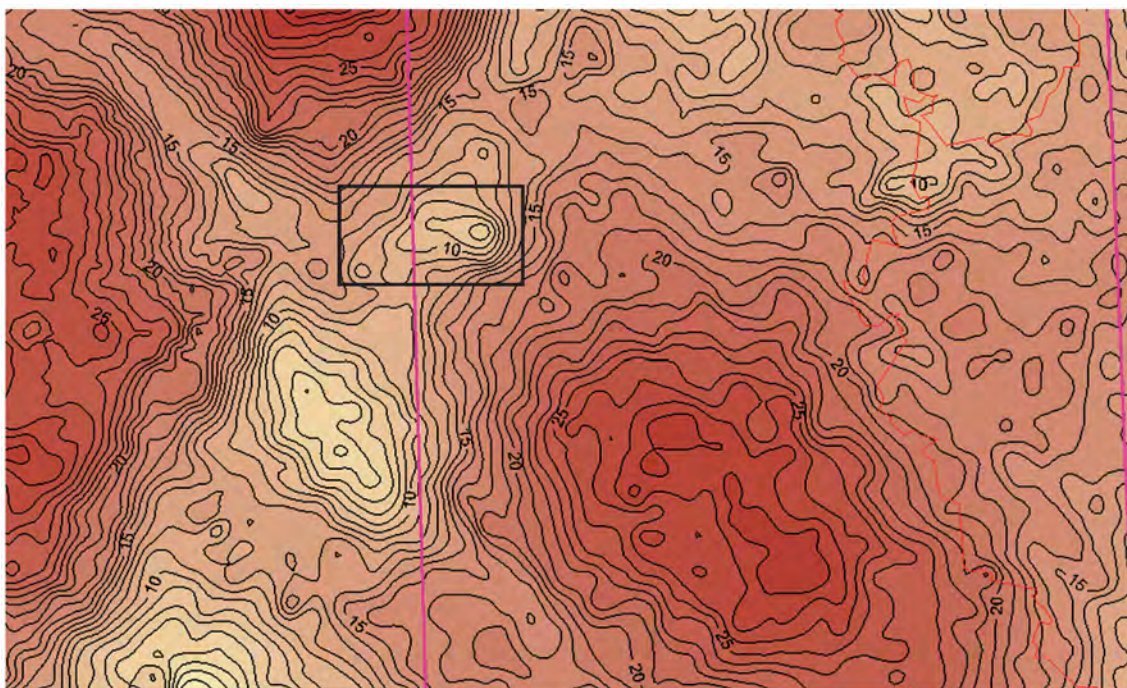


Рис. 3.36. Карта аномального гравітаційного поля  $\Delta g_a$  Іллінецької структури [132]

Аномальне магнітне поле  $\Delta T_a$  Іллінецької структури неоднорідне знакозмінне строкате з переважною орієнтацією осей аномалій в меридіональному напрямку (рис. 3.37). Сама структура представлена в плані двома спорідненими позитивними аномаліями  $\Delta T_a$  інтенсивністю +60 та +150 нТл відповідно. Цей максимум облямований низкою негативних аномалій магнітного поля різної інтенсивності.





Рис. 3.37. Карта аномального магнітного поля  $\Delta T_a$  Іллінецької структури [132]

З метою інтерпретації внутрішньої будови Іллінецької структури зручно скористатися картою трансформації локального гравітаційного поля ( $R_{0,5\text{км}} - R_{8\text{км}}$ ) (рис. 3.38). Вона дає можливість значно звужити зону власне імпульсної структури, що показано на рисунку прямокутником. Вона представлена інтенсивною негативною аномалією локального поля зі значенням екстремуму понад  $-5,5$  мГал, що є значно більшим, ніж для Західної структури. Розміри структури становлять приблизно  $8 \times 6$  км. На відміну від аномального гравітаційного поля аномалія не розмита і є майже ізометричною або слабо овальною, що дає суттєві підстави віднести її до імпульсними структурами. За картою аномального гравітаційного поля та її трансформантою можна впевнено простежити систему кільцевих розломів, що відповідають ділянкам понижених градієнтів та місцям зриву кореляції аномалій.

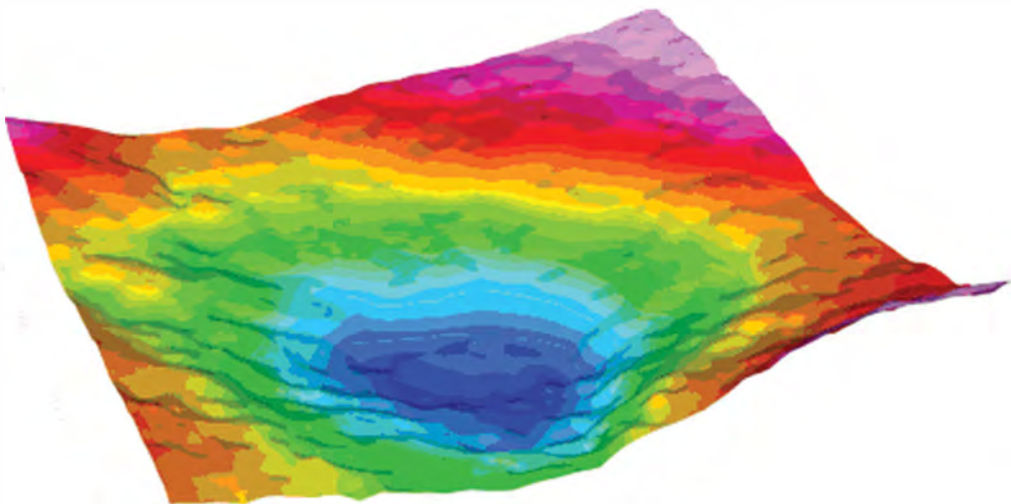


Рис. 3.38. Карта аномального гравітаційного поля  $\Delta g_a$  Іллінецької структури в об'ємному зображенні [132]



**Західна структура** розташована в Вінницькій області, в північній частині Дністровсько-Бузького мегаблоку, на межі Волинського, Подільського та Білоцерківського блоків, складених різновіковими утвореннями докембрію. За матеріалами геологозйомочних робіт вона являє собою конусоподібне тіло, яке розширюється догори.

В гравітаційному полі структура представлена овальною аномалією розміром  $7 \times 5$  км (рис. 3.39). Мінімальне значення сили тяжіння в центральній частині екстремуму становить 17,9 мГал. Градієнт аномального гравітаційного поля стабільний і становить близько 0,3 мГал на 1 км. У субмеридіональному напрямку спостерігається істотне розуцільнення ізоліній аномального поля, зрив кореляції аномалії і неправильне замкнення. Існування аномалії Західної структури в ланцюжку лінійних, відірваних одна від одної аномалій свідчить про існування розлому майже меридіонального напрямку.



Рис. 3.39. Карта аномального гравітаційного поля  $\Delta g_a$  Західної структури [132]

Чітко, але більш своєрідно виділяється Західна структура в локальному гравітаційному полі ( $R_{0,5\text{км}} - R_{8\text{км}}$ ), де вона представлена негативною аномалією



амебоподібної форми інтенсивності  $-2,75$  мГал (рис. 3.40). Ця своєрідність полягає у тому, що крім розривного порушення меридіонального характеру, яке простежувалося за картою аномального гравітаційного поля  $\Delta g_a$ , можна прогнозувати існування розлому північно-східного простягання, який можна виділити за зонами низьких градієнтів аномалій.

Магнітне поле Західної структури спокійне безградієнтне, структура в полі не проявлена.

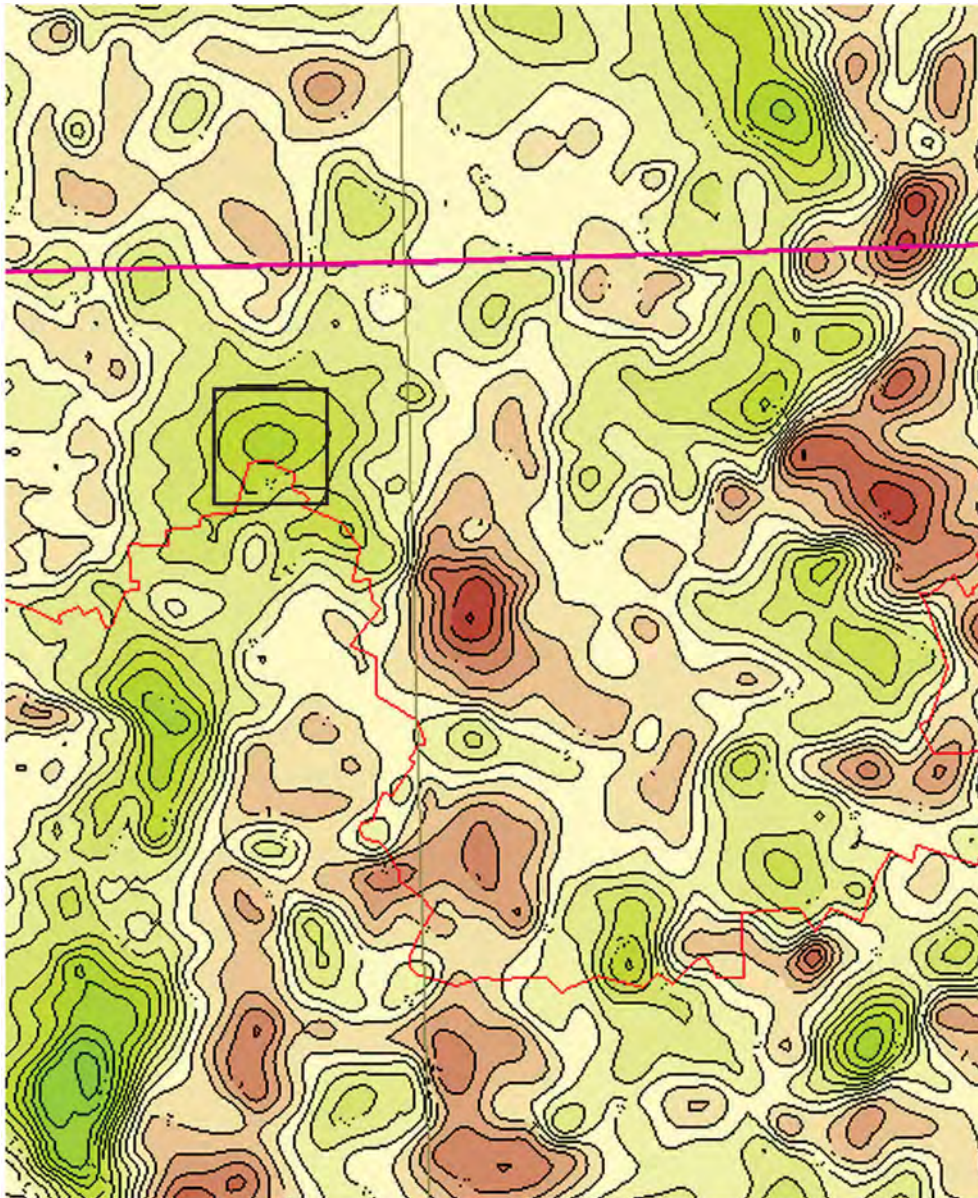


Рис. 3.40. Карта локальних аномалій гравітаційного поля ( $R_{0,5\text{км}}-R_{8\text{км}}$ ) Західної структури [132]

**Болтиська структура** розташована в північно-східній частині УЩ, представляє собою кільцеву гігантську котловину в породах кристалічного фундаменту з діаметром лійки кратера 23–24 км та глибиною близько 1000 м. За результатами геологічних досліджень детально вивчене підняття, яке знаходиться в центрі кратера, встановлено, що воно має діаметр 3,8–4,0 км. Навколо центра-



льного підняття розташований внутрішній кратер діаметром по краю лійки 11–12 км, глибиною відносно підняття 550 м. Навколо Болтиського кратера розташований крайовий вал шириною близько 7 км. Продукти руйнування валу з часом сповзали в кратер, утворюючи на схилах останнього товщу брекчій.

В гравітаційному полі Болтиська структура представлена унікальною аномалією, що є однією з найбільш потужних і цікавих в межах УЩ. Це інтенсивний локальний мінімум сили тяжіння практично ізометричної форми діаметром 22–23 км (рис. 3.41, 3.42).

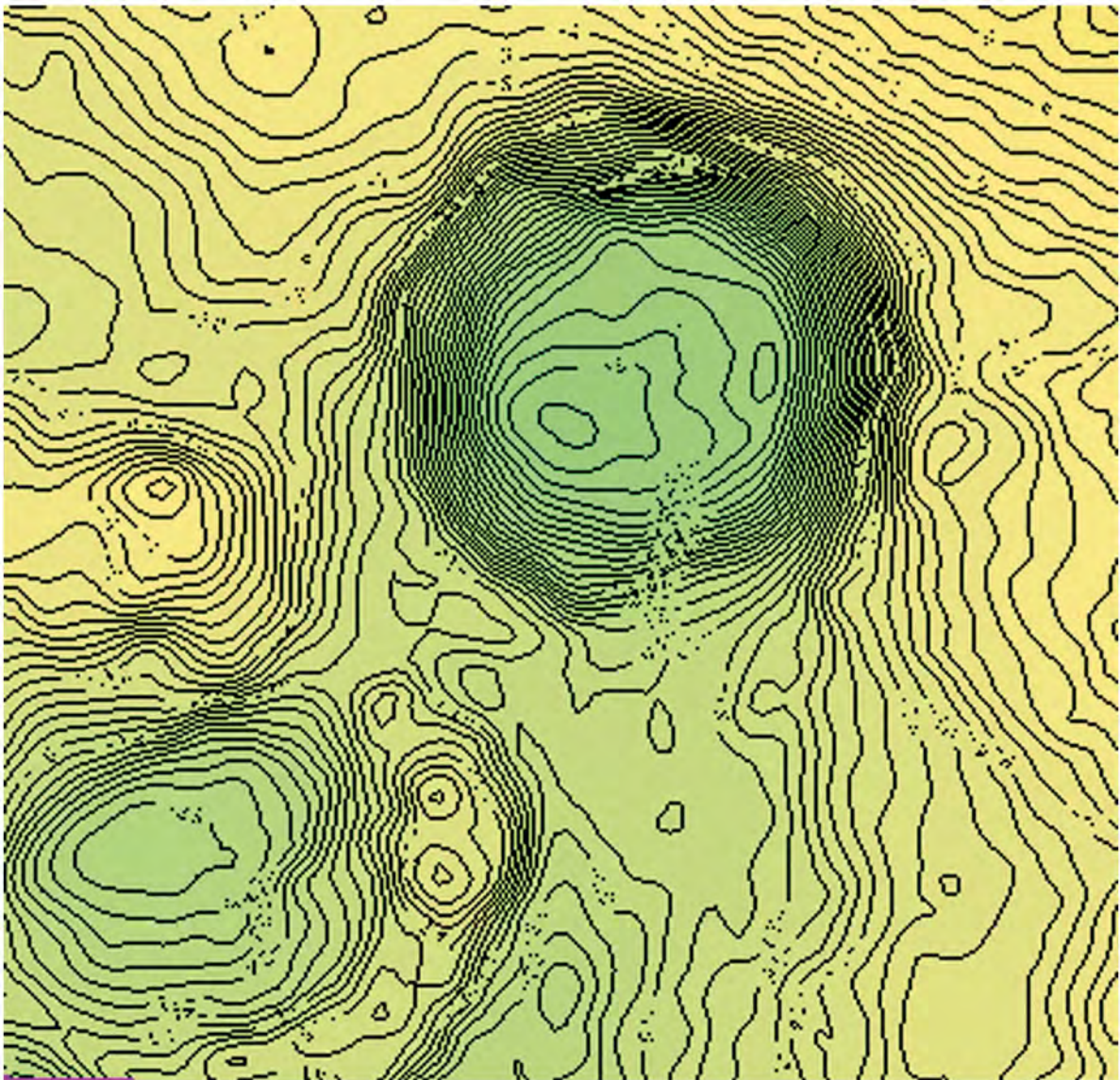


Рис. 3.41. Карта аномального гравітаційного поля  $\Delta g_a$  Болтиської структури [132]



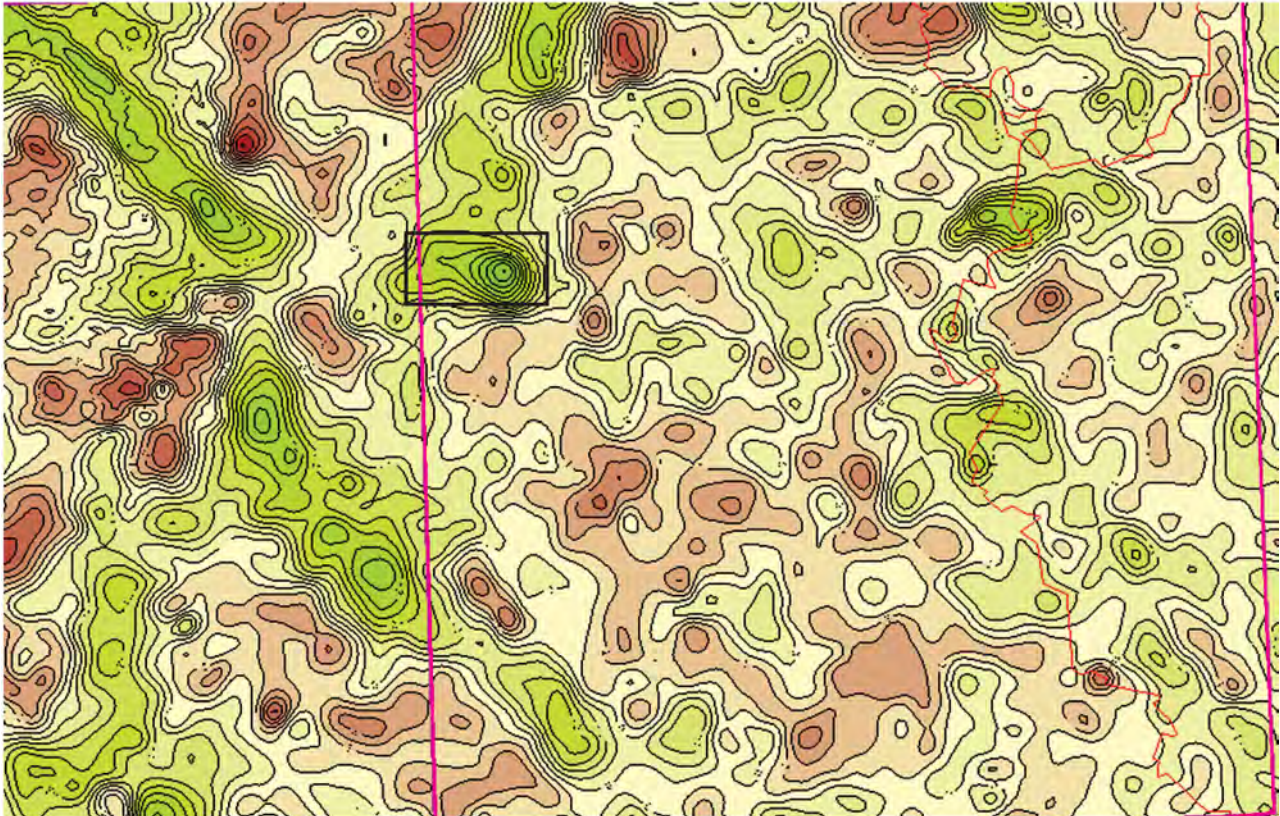


Рис. 3.42. Карта локальних аномалій гравітаційного поля ( $R_{0,5\text{км}}-R_{8\text{км}}$ ) Болтиської структури [132]

Мінімальне значення екстремуму в центральній частині кратера сягає майже 38 мГал. Амплітуда аномалії в залежності від напрямку змінюється від 17 до 31 мГал (за абсолютною величиною). Ізоаномалії периферійної частини сильно згущені і утворюють кільце з горизонтальним градієнтом, що становить 6–8 мГал. У центральній частині кратера ізоаномалії суттєво розріджені, величина горизонтального градієнта зрідка сягає 2 мГал, в основному становлячи 0,75–1 мГал. Проте на карті аномального поля  $\Delta g_a$  у центральній частині кратера практично не відображається центральне підняття, яке має досить значний діаметр, і не виділяються інші структурні складові.

Для більш детального розчленування був розрахований ряд трансформацій гравітаційного поля, що дало можливість уточнити структурний план кратера та розташованого навколо нього корінного валу (рис. 3.43–3.50).

Незважаючи на значні розміри Болтиської структури, вона в аномальному магнітному полі практично не відображається. Це легко пояснюється існуванням в її межах гранітів, які є слабомагнітними та недиференційованими в магнітному полі.

З отриманих побудов визначено, що кратер виділяється концентричною негативною гравітаційною аномалією інтенсивністю від -4,5 до -11,5 мГал, причому в самій аномалії виділяються окремі негативні аномалії, які характеризують різні структурні елементи кратера. Зокрема, у його центрі виділяється локальна негативна аномалія овалоподібної форми північно-західного простя-



гання, яка в плані фактично збігається з положенням центрального підняття кратера. З заходу і сходу його облямовують дві локальні негативні аномалії сили тяжіння інтенсивністю відповідно -9,8 та -11 мГал, що відповідають глибоким частинам внутрішнього кратера. Корінний вал кратера представлений низкою позитивних локальних аномалій різної інтенсивності, що розташовані навколо центральної негативної аномалії. Місця розриву кореляції аномалій в плані мають відображати сітку радіальних розломів, яка виникла внаслідок імпактного процесу.

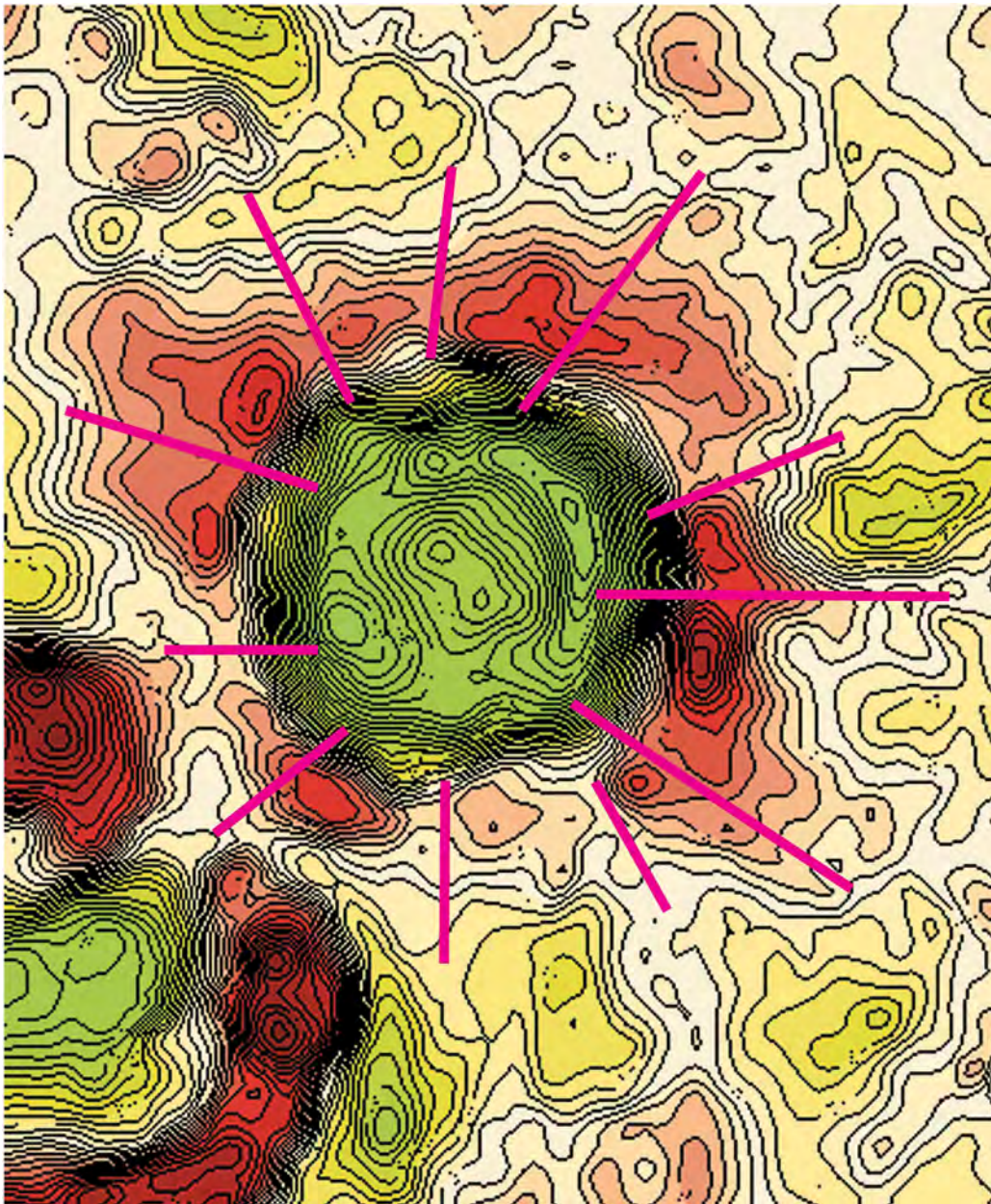


Рис. 3.43. Карта локальних аномалій гравітаційного поля ( $R_{0,5\text{км}}-R_{8\text{км}}$ ) Болтиської структури з елементами тектонічних порушень [132]



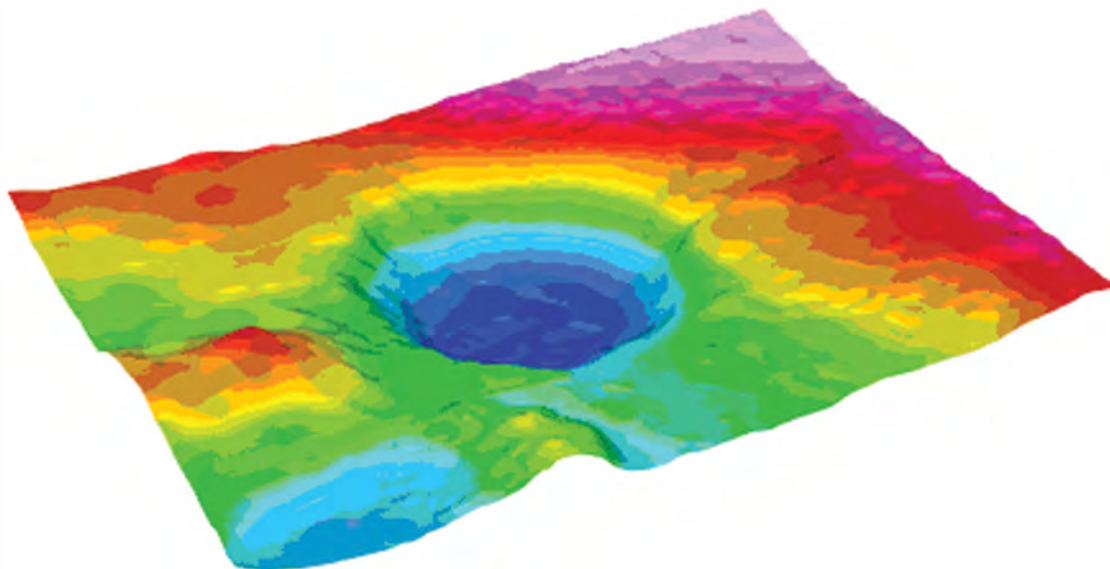


Рис. 3.44. Карта аномального гравітаційного поля  $\Delta g_a$  Болтиської структури в об'ємному зображенні [132]

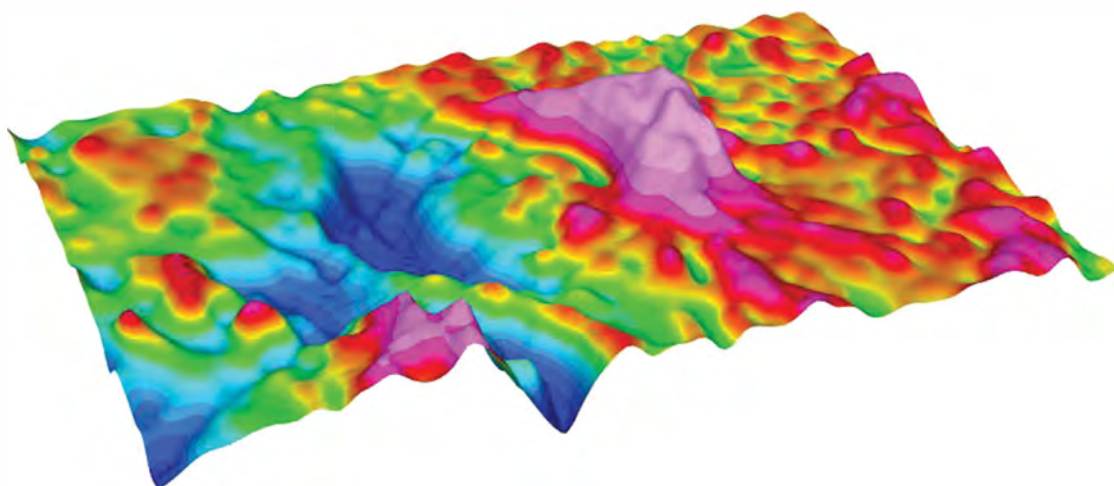


Рис. 3.45. Карта горизонтального градієнта сили тяжіння  $V_{zx}$  Болтиської структури [132]

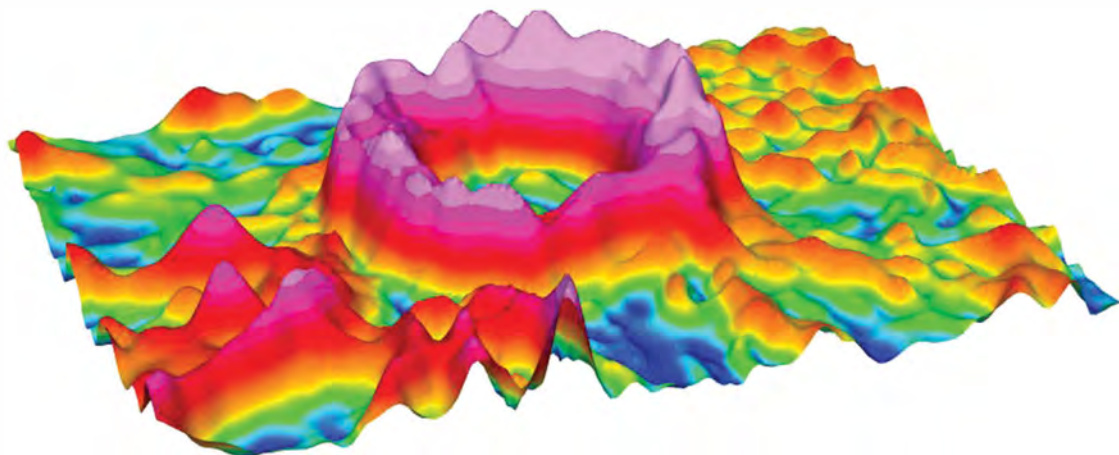


Рис. 3.46. Карта горизонтального градієнта сили тяжіння  $V_{zxy}$  Болтиської структури [132]



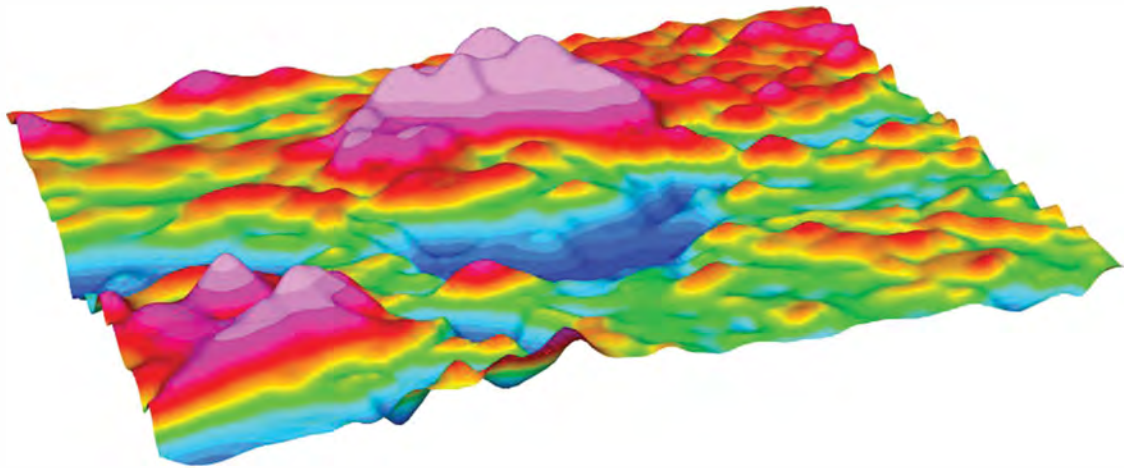


Рис. 3.47. Карта горизонтального градієнта сили тяжіння  $V_z$  Болтиської структури [132]

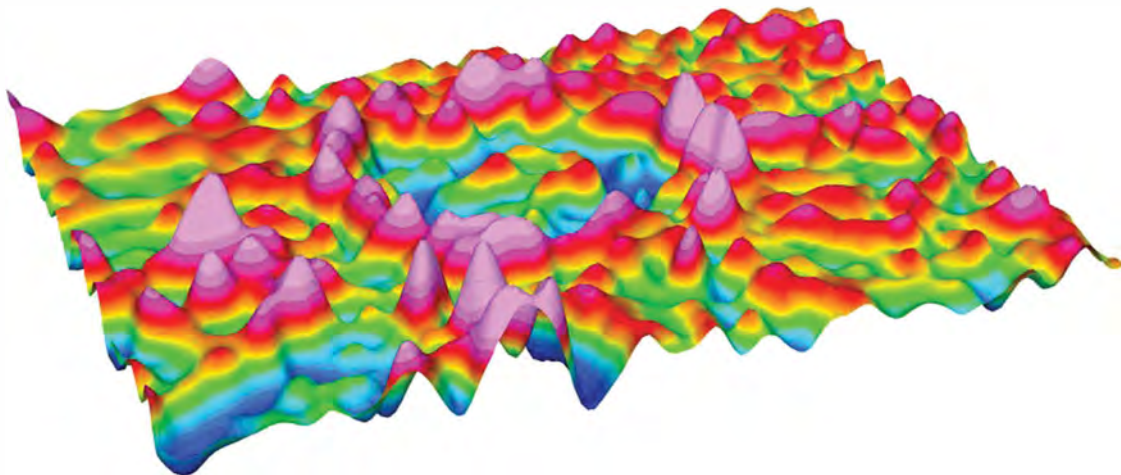


Рис. 3.48. Карта локальних аномалій сили тяжіння  $Z = 2000$  Болтиської структури [132]

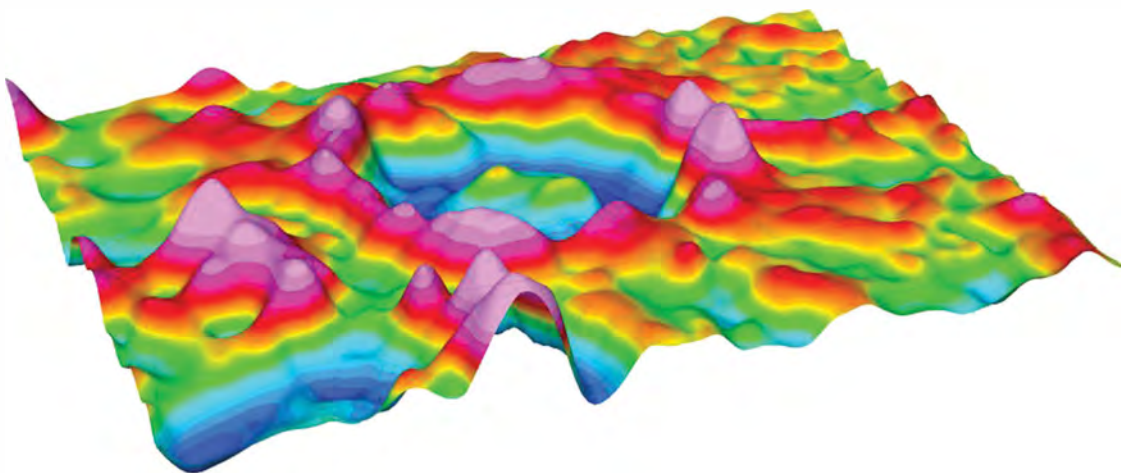


Рис. 3.49. Карта локальних аномалій сили тяжіння  $Z = 4000$  Болтиської структури [132]

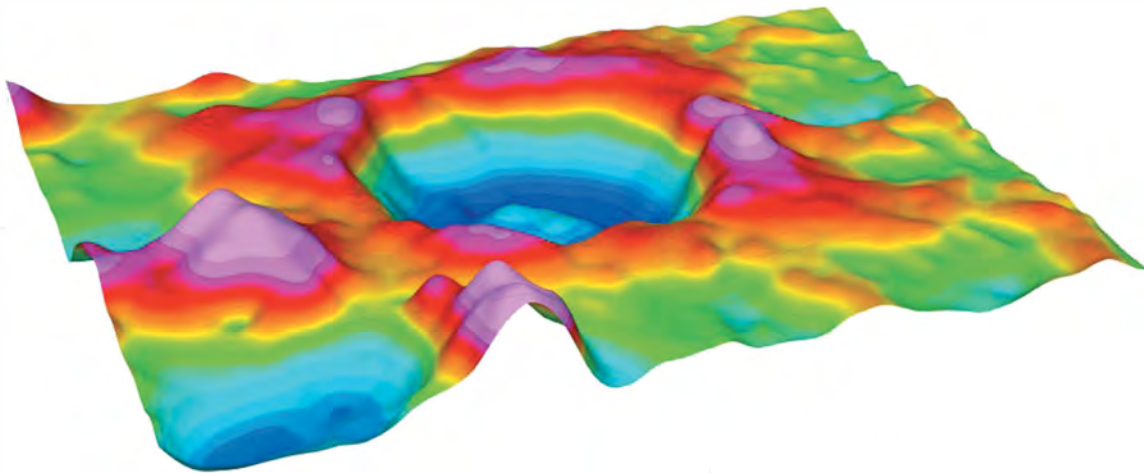


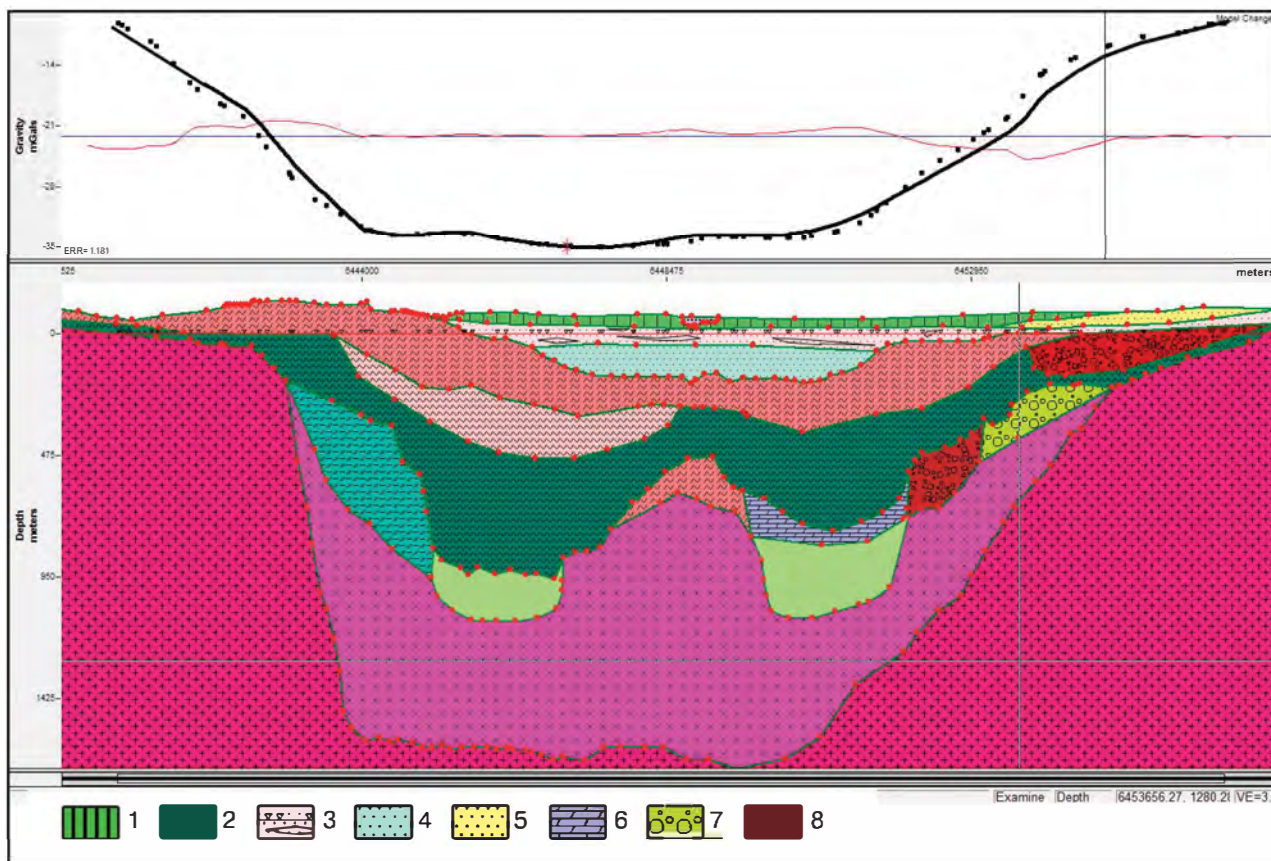
Рис. 3.50. Карта локальних аномалій сили тяжіння  $Z = 8000$  Болтиської структури [132]

У свій час при геологічному довивченні площі м-бу 1:200 000 території аркушу (Шабанова та ін., 2002 р.) було виконане петрогустинне моделювання гравітаційного мінімуму за профілем, що перетинає Болтиську западину в субширотному напрямку. При цьому приймалося, що глибина осадових (кайнозойських) відкладів в межах структури дорівнює 520–550 м, їх густина становить  $2,17 \text{ г/см}^3$ ; вважалося, що крива  $\Delta g_a$  відображає не стільки рельєф поверхні ложа кристалічного фундаменту, скільки наявність у западині над кристалічним фундаментом горизонту утворень, густина яких відрізняється від густини облямовуючих непорушених кристалічних порід і становить  $2,18\text{--}2,36 \text{ г/см}^3$ .

Проте результати моделювання не дали відповідь на ряд серйозних геологічних питань. По-перше, не було встановлено реальне положення кристалічного фундаменту за результатами дії ударного метаморфізму. По-друге, виявлені в розрізі поверхні не відображали реальної зміни густини гірських порід Болтиської структури. По-третє, результати вирішення задачі не відображали реальної картини геологічного розрізу.

Нами проведене петрогустинне математичне моделювання за результатами буріння геолого-пошукових свердловин. Його результати дали змогу відтворити реальну геологічну будову Болтиської структури з точки зору аномального гравітаційного поля і існуючого геологічного стану. На рис. 3.51 аномальне гравітаційне поле представлено точками на графіку, а підібране гравітаційне поле суцільною кривою. Відносна похибка відхилень аномальних значень гравітаційного поля від підібраних не перевищувала 2% в крайових частинах розрізу, які пов'язані з корінним валом Болтиської структури і зонами значних градієнтів сили тяжіння. На нашу думку, глибина залягання непорушених гранітів фундаменту становить не менше, ніж 1500 м, а потужність тріщинуватих гранітів у центральній частині структури сягає 450–900 м. Результати петрогустинного математичного моделювання узгоджені з даними буріння свердловин і даними петрофізичного дослідження зразків найбільш розповсюджених гірських порід Болтиської структури. Результати моделювання значно підвищують перспективність центральної частини структури у відношенні можливих покладів вуглеводнів.





**Рис. 3.51. Результати петрогустинного моделювання Болтиської структури [132]:**

1 – делювіальні відклади, суглинки з включеннями карбонатів; 2 – глина з підпорядкованими прошарками алевриту; 3 – піски з прошарками глин; 4 – алювіальні відклади річки Тясмин, пісок, мули, глини, галька, гравій; 5 – піски алювіального, частково еолового походження; 6 – вапняки сірі, кременисто-глинисті; 7 – піски крупнозерністі, глинисті з уламками порід; 8 – брекчії осадові

**Ротмистрівська структура** розташована в Смілянському районі Черкаської області, представлена невеликою ( $10 \text{ км}^2$ ) западиною на схилах УЩ. Кратер розташований в 45 км на північний захід від Болтиської структури і знаходиться в межах зони розповсюдження її викидів. Западина представлена округлим блюдцеподібним поглибленням діаметром близько 3 км, глибиною до 350 м у гранітах рапаківі Новомиргородського плутону.

В гравітаційному полі структура представлена негативною майже овалоподібною аномалією інтенсивністю  $-11,2 \text{ мГал}$  (рис. 3.52). Вона розташована у відносно спокійному гравітаційному полі, фактично на тектонічному порушенні широтного характеру. Її розташування поблизу тектонічного порушення підтверджується картою локальних аномалій гравітаційного поля, де вона виражена в плані досить високою негативною аномалією інтенсивністю  $-3,4 \text{ мГал}$  (рис. 3.53). Викликає інтерес подібна негативна аномалія локального поля, що розташована в 8 км на південний схід від Ротмистрівської структури. В аномальному магнітному полі Ротмистрівська структура не проявляється.



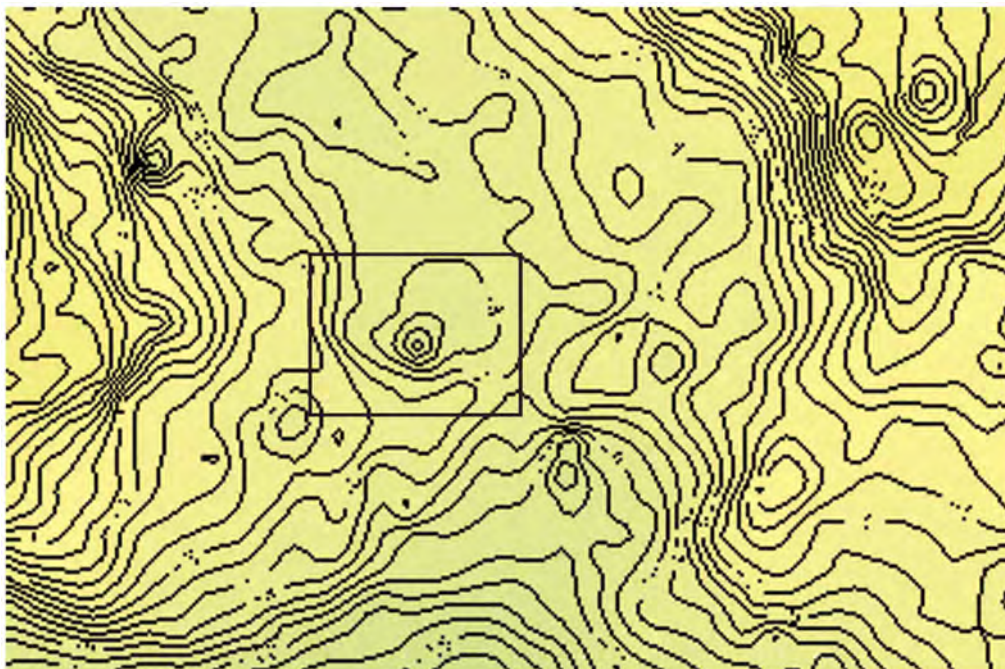


Рис. 3.52. Карта аномального гравітаційного поля  $\Delta g_\alpha$  Ротмистрівської структури [132]

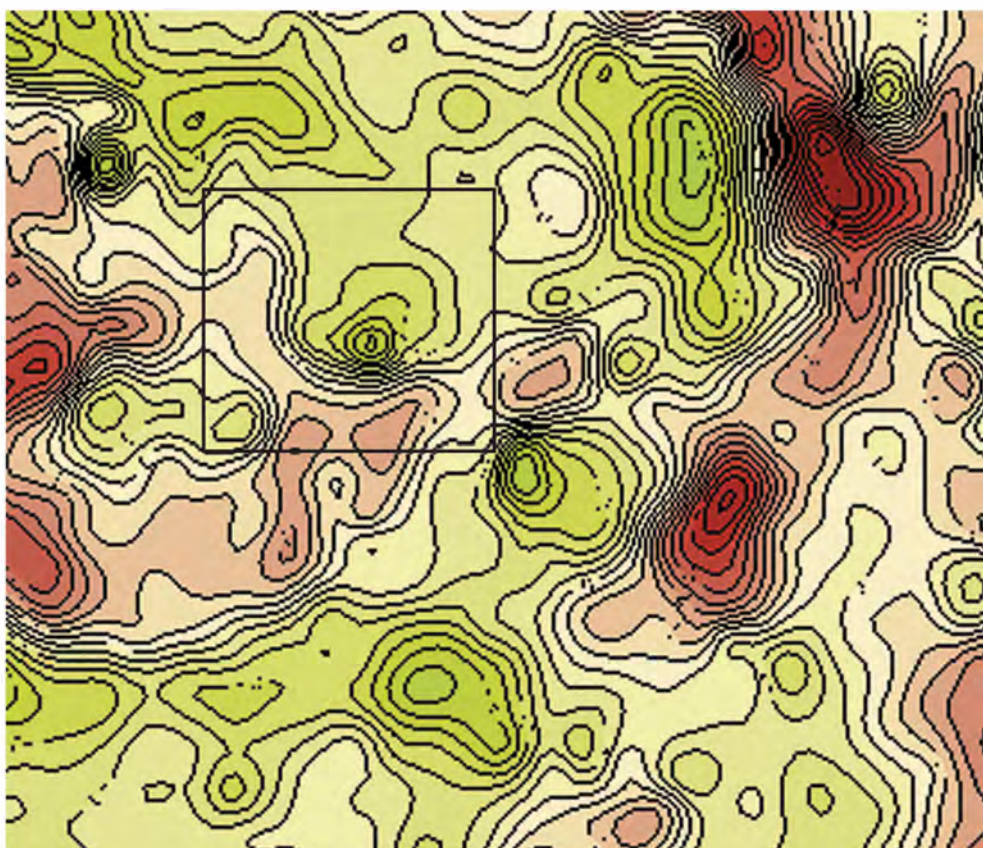


Рис. 3.53. Карта локальних аномалій гравітаційного поля  $(R_{0,5km} - R_{8km})$  Ротмистрівської структури [132]



**Зеленогайська структура** розташована в Знам'янському районі Кіровоградської області поблизу селища Зелений Гай в 40 км на південний схід від Болтиської структури.

В гравітаційному полі (рис. 3.54) вона виявлена за негативною гравітаційною аномалією сили тяжіння інтенсивністю 2 мГал. Аномалія має овалоподібну форму, її площа становить близько 7 км<sup>2</sup>. На північ від неї знаходиться спряжена локальна позитивна аномалія амебоподібної форми інтенсивністю 5 мГал, яка викликана масивом щільних гнейсів і гранітів біотитових. У спостереженому полі Зеленогайська структура не проявляється.

В аномальному магнітному полі (рис. 3.55) Зеленогайська структура майже не виділяється. З заходу вона межує з доволі інтенсивною позитивною аномалією неправильної форми, а в 5 км на сході від неї проходить Криворізько-Кременчуцька шовна зона, якій притаманні значення магнітного поля значно більші за +1000 нТл.

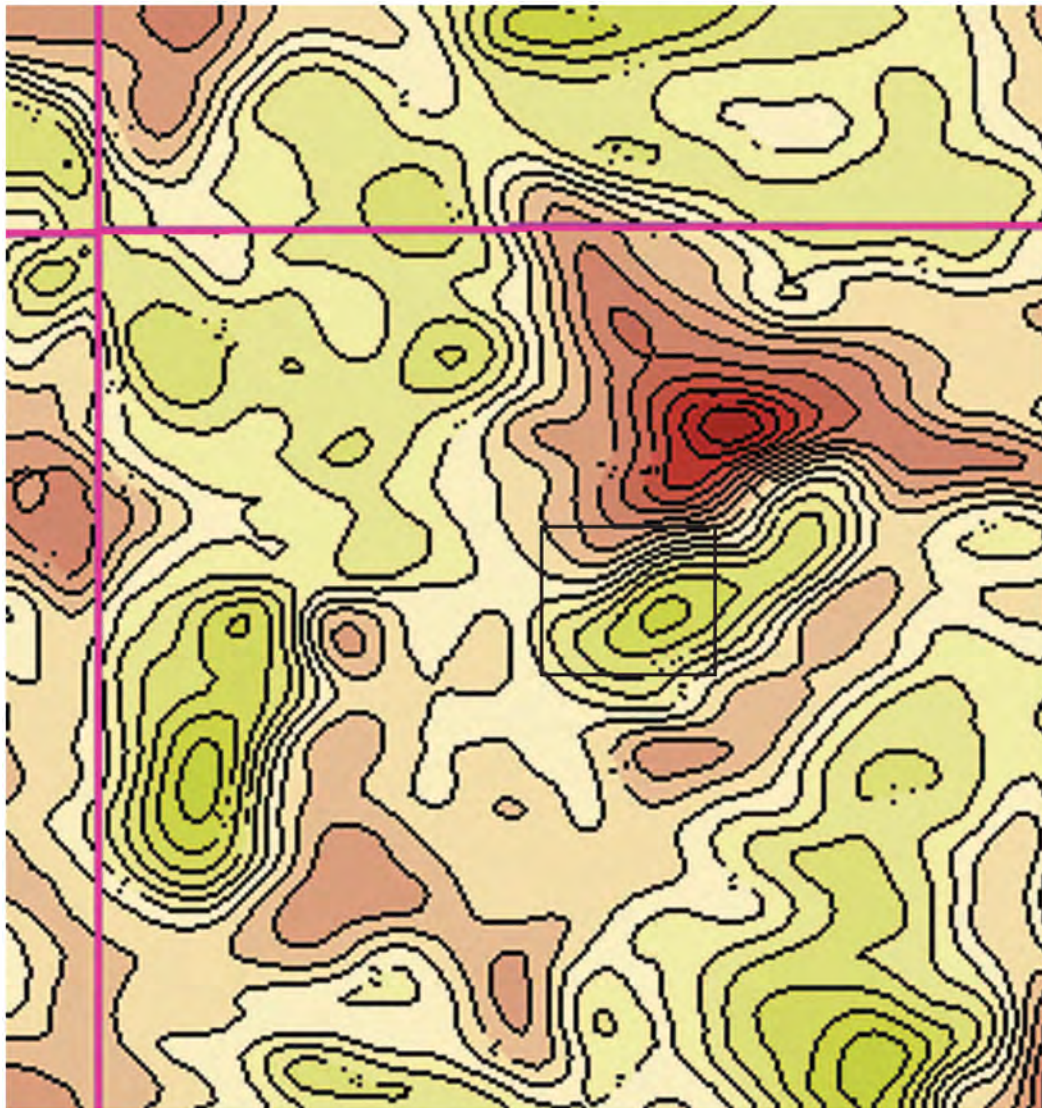


Рис. 3.54. Карта локальних аномалій гравітаційного поля ( $R_{0,5\text{км}}-R_{8\text{км}}$ ) Зеленогайської структури [132]

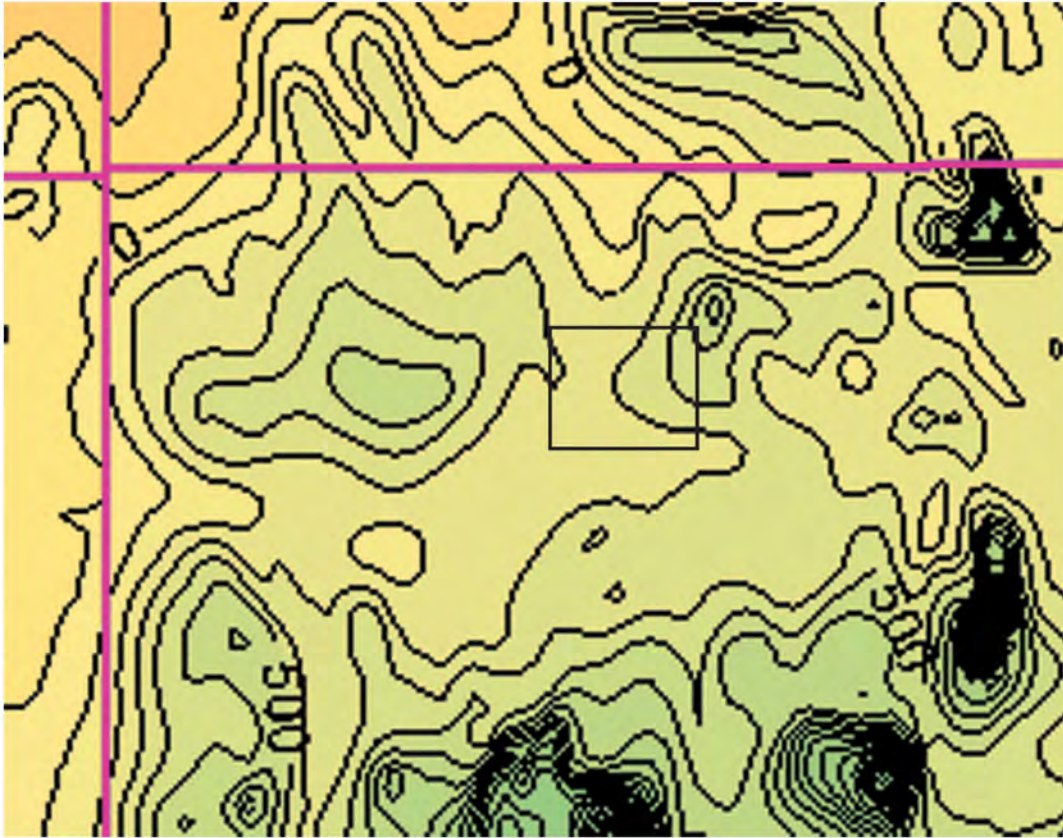


Рис. 3.55. Карта аномального магнітного поля  $\Delta T_a$  Зеленогайської структури [132]

**Висновки.** В результаті проведеної переінтерпретації матеріалів регіональних геофізичних досліджень побудовано карти аномальних гравітаційного і магнітного полів (сітка  $200 \times 200$  м) і розраховано їхні трансформації (карти локальних аномалій гравітаційного і магнітного полів, карти горизонтальних і вертикальних похідних гравітаційного потенціалу, карта повного горизонтального градієнта сили тяжіння) і проведений комплексний аналіз геолого-геофізичної інформації для Іллінецької, Західної, Ротмістрівської, Болтиської та Зеленогайської імпактних структур УЩ. За результатами комплексного аналізу гравітаційного і магнітного полів, встановлено:

1. Імпактні структури найчіткіше фіксуються в спостереженому і трансформованому гравітаційних полях. Форма аномалій здебільшого ізометрична або овалоподібна.
2. На картах локальних аномалій гравітаційного поля імпактні структури переважно виділяються негативними аномаліями сили тяжіння (від  $-0,5$  для Зеленогайської структури до  $-9,5$  мГал – для Болтиської структури).
3. Для Болтиської структури шляхом розрахунків вищих похідних гравітаційного потенціалу встановлено осередки тектонічних напруг.
4. З вивчених імпактних структур лише Іллінецька та Тернівська проявляються в аномальному магнітному полі. Інші структури в цьому полі не проявляються.
5. В більшості випадків гравірозвідка дає можливість визначати контури імпактних структур та напрямки дії тектонічних напруг.



#### 4. ПЕТРОФІЗИЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПОРІД

Для дослідження петрофізичних властивостей зразків керна пошукових свердловин пройдених в межах Болтиської западини (св. 42/11), Оболонської (св. 5301, 5302) та Іллінецької імпактних структур виконано комплекс експериментальних петрофізичних лабораторних робіт [132]. Комплекс геофізичних досліджень, виконаних у петрофізичній лабораторії кафедри геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка, включав визначення: густини досліджених порід (сухих і насичених гасом); відкритої пористості (методами насичення азотом та гасом); проникності (методом стаціонарної фільтрації азоту); питомого електричного опору; швидкості повздовжніх та поперечних пружних хвиль, інтервального часу їх проходження, пружних параметрів. Встановлені кореляційні залежності між петрофізичними параметрами. У зв'язку з високою неоднорідністю досліджених порід окремі параметри деяких зразків не вдалося визначити.

**Густина.** Об'ємна густина досліджених порід визначалася шляхом ділення маси зразка на його об'єм. Для вимірювань застосовувалися цифрові аналітичні ваги WPS 360/c/2 (точність  $\pm 0,001$  г). Лінійні розміри зразків визначалися за допомогою мікрометра, точність  $\pm 0,001$  мм. Густина порід змінюється в досить значних межах (табл. 3.28).

Об'ємна густина сухих зразків імпактитів Болтиської западини змінюється від 1112 до 2311  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при її середньому значенні 1660  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Об'ємна густина порід, насичених газом, змінюється від 1338 до 2342  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при середньому значенні 1800  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Зроблена оцінка позірної мінералогічної густини порід, яка змінюється від 2490 до 2634  $\text{кг}/\text{м}^3$ , за її середнім значенням 2569  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Мінімальні значення густинних параметрів порід Болтиської западини зафіксовані для зювіту, а максимальні – для імпактиту.

Об'ємна густина сухих зразків порід Оболонської структури змінюється від 1914 до 2677  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при її середньому значенні 2275  $\text{кг}/\text{м}^3$ , а порід насичених гасом – від 2018 до 2691  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при середньому значенні 2340  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Зроблена оцінка позірної мінералогічної густини порід, яка змінюється від 2591 до 2775  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при середньому значенні 2693  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Мінімальні значення густинних параметрів досліджених порід Оболонської імпактної структури зафіксовані для брекчії, а максимальні – для гнейсограніту.

Об'ємна густина сухих зразків досліджених порід Іллінецької імпактної структури змінюється від 1444 до 2364  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при її середньому значенні 1999  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Об'ємна густина порід, насичених газом, змінюється від 1614 до 2390  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при середньому значенні 2087  $\text{кг}/\text{м}^3$ . Зроблена оцінка позірної мінералогічної густини порід, яка змінюється від 2521 до 2657  $\text{кг}/\text{м}^3$ , при середньому значенні 2568  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Широкі межі коливання об'ємної та позірної мінералогічної густини свідчать про мінливість літологічного складу зразків керна та їх пористості.

Табл. 3.28. Фільтраційно-ємнісні параметри зразків керна імпактних структур [132]

Номер зразка	Номер сверд.	Інтервал, м	Порода	Густина, кг/м <sup>3</sup>			Пористість, %		Прони-кність, фм <sup>2</sup>	К залиш-кового нафтона-сичення
				насич. пові-р-рям	насич. газом	позір-на мінерало-гіч.	насич. азотом	насич. газом		
<b>Болтиська структура</b>										
БЛ-101	42/11	584,5	Зювіт	1354	1541	2559	34,2	30,8		
БЛ-102	42/11	583,6	Зювіт	1154	1375	2602	44,5	38,5	1,240	
БЛ-103	42/11	582,5	Зювіт	1112	1338	2593		40,0		
БЛ-104	42/11	581,3	Зювіт	1505	1675	2634	31,6	27,3		0,47
БЛ-105	42/11	585,8	Зювіт	1303	1499	2585	36,7	33,0		
БЛ-106	42/11	586,3	Зювіт	1415	1594	2581	34,2	29,2	0,589	0,51
БЛ-107	42/11	588,4	Зювіт	1544	1701	2557	27,0	24,7	0,032	0,67
БЛ-107/1	42/11	588,4	Зювіт	1567	1722	2572	27,6	24,3	0,042	0,64
БЛ-108	42/11	589,4	Зювіт	1592	1743	2573	25,4	23,6	0,030	0,58
БЛ-108/1	42/11	589,4	Зювіт	1519	1682	2583	28,6	25,9	0,042	0,54
БЛ-109	42/11	591,0	Імпактит	1464	1635	2578	30,9	27,5	1,614	0,3
БЛ-109/1	42/11	591,0	Імпактит	1517	1681	2590	29,0	26,1	2,505	0,33
БЛ-110	42/11	592,0	Імпактит	2086	2156	2540	11,6	9,8	0,0001	0,8
БЛ-111	42/11	593,0	Імпактит	1669	1808	2572	26,7	21,3	2,059	0,5
БЛ-112	42/11	594,2	Імпактит	1876	1982	2569	17,3	15,6	0,769	0,48
БЛ-112/1	42/11	594,2	Імпактит	1734	1863	2567	20,8	19,4	0,819	0,52
БЛ-113	42/11	595,3	Імпактит	2132	2193	2522	11,5	8,4		0,82
БЛ-113/1	42/11	595,3	Імпактит	2210	2255	2490	7,5	6,0		0,87
БЛ-114	42/11	596,5	Імпактит	2311	2342	2504	4,9	4,0		0,83
БЛ-115	42/11	597,5	Імпактит	1970	2064	2583	16,9	13,5		0,53
БЛ-115/1	42/11	597,5	Імпактит	1823	1941	2598	23,6	17,5		0,57
<b>Оболонська структура</b>										
Об-1	5301	781,5	Брекчія	1914	2018	2591		14,3		
Об-2	5301	824	Граніт	2666	2667	2672	0,8	0,1	0,0001	
Об-3	5302	770	Брекчія	2096	2183	2683	14,5	12,3	0,028	0,85
Об-3/1	5302	770	Брекчія	2129	2216	2725	14,2	12,3		0,86
Об-4	5302	977	Гнейсограніт	2677	2691	2775	3,1	1,8	0,0001	0,86
Об-5	5302	977	Брекчія	2399	2445	2717		6,2		
Об-6	5302	1004	Гнейс	2403	2460	2730	9,2	7,6	0,023	0,59
Об-6/1	5302	1004	Гнейс	2273	2366	2706	14,7	13,4	0,236	
Об-7	5302	1009	Брекчія	2100	2185	2672	12,5	12,0	0,119	0,50
Об-8	5302	1024	Q-ПШ порода	2089	2174	2660	13,5	12,0		0,44
<b>Іллінецька структура</b>										
1-i			Імпактит	2293	2347	2657	9,5	7,4	0,025	0,76
2-i			Імпактит	2102	2173	2562	12,7	9,9		0,88
3-i			Імпактит	1713	1843	2558	23,3	19,8	0,014	0,78
4-i			Імпактит	1444	1614	2537	29,3	27,5		
6-i			Імпактит	2216	2272	2578	9,1	7,5		0,69
7-i			Імпактит	2364	2390	2530	6,1	3,4		0,86
8-i			Імпактит	2244	2287	2521	8,8	5,8		0,82
8a-i			Імпактит	2355	2382	2526	5,4	3,5		0,77
9-i			Імпактит	2310	2348	2557	8,4	5,1		
10-i			Імпактит	1645	1792	2614	24,2	22,7		0,85
11-i			Імпактит	1627	1775	2592	26,6	22,9	0,375	0,76
11a-i			Імпактит	1678	1818	2590	23,4	21,4	0,020	

**Пористість.** Пористість гірської породи визначається сукупністю порожнин в мінеральному скелеті породи. Розрізняють загальну, відкриту та ефективну пористості. Коефіцієнт загальної пористості  $k_p$  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 і ефективною пористістю та параметром форматів  $\alpha_n$  різних видів пористості.

Відкрита пористість визначалася ваговим методом з використанням цифрових аналітичних ваг WPS 360/c/2 при насиченні зразків порід газом з використанням стандартних методик, а також способом насичення зразка азотом під тиском, за допомогою спеціально розробленої установки (для зразків з яких вдалося виготовити циліндри). За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що значення відкритої пористості, визначені ваговим методом при насиченні зразків керна газом, змінюються від 4 до 40 % при середньому значенні 22,2 % (Болтиська структура). Пористість досліджених порід Оболонської імпаکتної структури змінюються від 0,1 до 14,3 % при середньому значенні 9,2 %. Пористість досліджених імпаکتитів Іллінецької імпаکتної структури змінюється від 3,4 до 27,5 % при середньому значенні 13,1 %.

Відкрита пористість «за азотом», яка визначена за допомогою насичення сухих циліндричних зразків азотом під тиском 0,25 мПа, має дещо підвищені значення і змінюється від 4,9 до 44,5 % при середньому значенні 24,5 % (Болтиська структура). Пористість досліджених порід Оболонської структури для газу змінюються від 0,8 до 14,5 % при середньому значенні 10,2 %. Мінімальні значення пористості зафіксовані для граніту, а максимальні – для брекчії та тріщинуватого гнейсу з пегматоїдними прожилками. Пористість імпаکتитів Іллінецької імпаکتної структури за азотом змінюється від 5,4 до 29,3 % при середньому значенні 15,6 %. Зростання значень відкритої пористості при насичення азотом пояснюється прониканням газу в капілярні пори у які не може проникнути рідина.

Середня відносна похибка визначень коефіцієнта пористості становила 1,5 %.

За значеннями відкритої пористості досліджені породи належать до II–V класів колекторів (пористість від високої до дуже низької). Більшість досліджених різновидів порід належить до V класу (пористість дуже низька). До II класу колекторів (пористість висока) належать в основному зювіти Болтиської западини. До III класу колекторів (пористість середня) належать імпактити Болтиської та Оболонської структур.

Кореляційні залежності (рис. 3.56) між відкритою пористістю порід, визначеною методами гідростатичного зважування та газоволнометричним має вигляд:  $k_{n,гас} = 0,895 \cdot k_{n,азот} - 0,514$ , при  $R^2 = 0,989$ , де  $k_{n,азот}$  – пористість, визначена насиченням азотом;  $k_{n,гас}$  – пористість, визначена насиченням гасом.



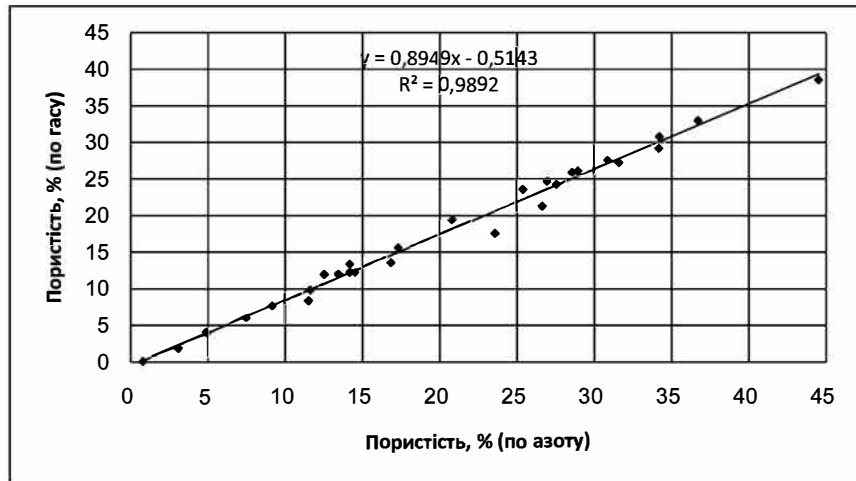


Рис. 3.56. Кореляційна залежність між відкритою пористістю порід, визначеною гідростатичним зважуванням та газоволуметричним методом [132]

**Проникність.** Проникність порід-колекторів нафти і газу може змінюватися в діапазоні від 0,1 до 1000 або більше  $\text{фм}^2$ . Якість колектору обумовлена його проникністю, останню можна розцінювати як: низька, якщо  $k < 1$ ; задовільна, якщо  $1 < k < 10$ ; середня, якщо  $10 < k < 50$ ; висока, якщо  $50 < k < 250$ ; і дуже висока, якщо  $k > 250 \text{ фм}^2$ . Колектори, які мають проникність нижчу  $1 \text{ фм}^2$ , вважаються щільними. Такі низькі проникності зазвичай спостерігаються в матриці вапняків та в щільних газоносних пісковиках. Методи інтенсифікації, такі як гідророзрив і кислотна обробка пласта, підвищують проникність порід і дозволяють вести видобуток з таких слабкопроникних колекторів, які раніше вважалися некондиційними. Всього 50 років тому щільними вважалися породи з проникністю  $50 \text{ фм}^2$  і нижче.

Коефіцієнт проникності зразків керна експериментально визначався в петрофізичній лабораторії методом стаціонарної фільтрації азоту за допомогою спеціально розробленої установки. Вимірювання зразків (два цикли вимірювання) виконувалися після екстрагування їх у хлороформі і спиртобензольній суміші згідно із загальноприйнятою методикою.

За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від  $0,0001 \text{ фм}^2$  до  $2,505 \text{ фм}^2$  при середньому значенні  $0,812 \text{ фм}^2$  (Болтиська структура). Коефіцієнт проникності досліджених порід Оболонської імпаکتної структури змінюється від  $0,0001$  до  $0,236 \text{ фм}^2$  при середньому значенні  $0,068 \text{ фм}^2$ . Значення коефіцієнта проникності зразків змінюються від  $0,014$  до  $0,375 \text{ фм}^2$  при середньому значенні  $0,108 \text{ фм}^2$  для досліджених імпаکتитів Іллінецької структури. Середня відносна похибка визначень коефіцієнта проникності склала 2,3 %.

За значеннями коефіцієнта проникності досліджені породи належать до III–V класів колекторів (проникність від середньої до дуже низької). До III класу колекторів (проникність середня) належать деякі різновиди зовітів та імпаکتитів Болтиської структури. Більшість досліджених порід належить до IV–V класу колекторів (проникність низька і дуже низька).

**Питомий електричний опір.** Електричний опір речовини кількісно оцінюється величиною питомого електричного опору (Ом·м), 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, при яких вимірюється ця величина.

Лабораторні електрометричні вимірювання зразків виконані в сухому стані за температури 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 виконувались на частоті 1000 Гц за двохелектродною схемою. Циліндричні зразки при вимірюванні вставлялися у спеціальний кернотримач з електродами, що не поляризуються, які виготовлені із спеціальної графітізованої гуми. Результати вимірювань наведені в табл. 3.29. Середня відносна похибка визначення електричного опору становила 3 %.

За результатами лабораторних вимірювань встановлено, що спостерігаються значні варіації питомого опору досліджених порід. Питомий електричний опір сухих екстрагованих зразків (питомий електричний опір мінерального скелету) Болтиської западини змінюється від 217 820 до 3918640 Ом·м при середньому значенні 1 209 280 Ом·м. При цьому електричний опір зразків, насичених газом, змінюється від 898 860 до 5 742 200 Ом·м при середньому значенні 3 451 470 Ом·м.

Питомий електричний опір сухих екстрагованих зразків досліджених порід (питомий електричний опір мінерального скелету) Оболонської імпактної структури змінюється від 19 870 до 1 007 230 Ом·м при середньому значенні 326 450 Ом·м. При цьому електричний опір зразків, насичених газом, змінюється від 33 250 до 4 466 770 Ом·м при середньому значенні 1 299 500 Ом·м.

Питомий електричний опір сухих екстрагованих зразків імпактитів (питомий електричний опір мінерального скелету) Іллінецької структури змінюється від 332 750 до 8309 350 Ом·м при середньому значенні 2 427 030 Ом·м. При насиченні газом електричний опір зразків змінюється від 805 230 до 37 984 120 Ом·м при середньому значенні 12 027 850 Ом·м.

Слід зазначити, що питомий електричний опір мінерального скелету досліджених порід, в цілому, має підвищені значення, що пояснюється неоднорідностями в текстурі порід. Підвищений вміст глинистого матеріалу в досліджених породах не дав можливості наситити зразки моделлю пластової води і визначити їхній відносний опір та побудувати відповідні залежності.

Табл. 3.29. Питомий електричний опір порід імпактних структур [132]

Номер зразка	Номер св.	Інтервал, м	Порода	Питомий електричний опір, Ом·м	
				сухі зразки	насичені газом
<b>Болтиська структура</b>					
БЛ-101	42/11	584,5	Зювіт		
БЛ-102	42/11	583,6	Зювіт	3 918 641	
БЛ-103	42/11	582,5	Зювіт		
БЛ-104	42/11	581,3	Зювіт		
БЛ-105	42/11	585,8	Зювіт		
БЛ-106	42/11	586,3	Зювіт	464 124	2 895 713
БЛ-107	42/11	588,4	Зювіт	257 825	1 254 996
БЛ-107/1	42/11	588,4	Зювіт	743 772	993 226
БЛ-108	42/11	589,4	Зювіт	1 307 854	4 057 810
БЛ-108/1	42/11	589,4	Зювіт	1 552 311	3 708 134
БЛ-109	42/11	591,0	Імпактит	414 692	5 144 110
БЛ-109/1	42/11	591,0	Імпактит	276 741	5 697 644
БЛ-110	42/11	592,0	Імпактит	217 821	898 863
БЛ-111	42/11	593,0	Імпактит	1 700 373	3 612 731
БЛ-112	42/11	594,2	Імпактит	2 287 844	4 549 742
БЛ-112/1	42/11	594,2	Імпактит	1 885 340	5 742 205
БЛ-113	42/11	595,3	Імпактит		
БЛ-113/1	42/11	595,3	Імпактит		
БЛ-114	42/11	596,5	Імпактит		
БЛ-115	42/11	597,5	Імпактит		
БЛ-115/1	42/11	597,5	Імпактит	693 326	2 862 516
<b>Оболонська структура</b>					
Об-1	5301	781,5	Брекчія		
Об-2	5301	824	Граніт	632 896	693 379
Об-3	5302	770	Брекчія	231 919	71 501
Об-3/1	5302	770	Брекчія	24 762	43 493
Об-4	5302	977	Гнейсограніт	29 782	33 249
Об-5	5302	977	Брекчія		
Об-6	5302	1004	Гнейс	19 872	62 799
Об-6/1	5302	1004	Гнейс	119 484	
Об-7	5302	1009	Брекчія	1 007 226	4 466 767
Об-8	5302	1024	Q-III порода	545 627	3 725 338
<b>Іллінецька структура</b>					
1-i			Імпактит	3 719 136	17 451 321
3-i			Імпактит	1 351 602	13 880 718
6-i			Імпактит	8 309 351	37 984 120
7-i			Імпактит	388 602	
8-i			Імпактит	332 754	805 236
8a-i			Імпактит	448 767	985 312
10-i			Імпактит	3 592 665	
11-i			Імпактит	2 117 630	8 236 900
11a-i			Імпактит	1 582 748	4 851 305

**Петроакустичні дослідження.** В акустичних методах використовуються пружні хвилі різних частот  $f$ : інфразвукові з частотами меншими 16 Гц, звукові



з діапазоном частот від 16 до  $2 \cdot 10^4$  Гц і ультразвукові із частотами більше  $2 \cdot 10^4$  Гц. Хоча високочастотні пружні коливання швидко згасають із відстанню й область їхнього можливого застосування обмежена, підвищення діапазону частот дозволяє домогтися високої роздільної здатності методів визначення пружних властивостей гірських порід.

Швидкість поширення пружної хвилі вздовж променю залежить від пружних властивостей і густини середовища, а також від типу хвилі. Властивості пружних тіл визначаються модулем їхнього повздовжнього розтягу й коефіцієнтом поперечного стиснення.

При акустичних дослідженнях гірських порід вимірюють кінематичні й динамічні характеристики повздовжніх і поперечних хвиль. Кінематичні характеристики визначають швидкість поширення пружних хвиль у породах.

Методика ультразвукових вимірювань фазових швидкостей пружних хвиль гірських порід повинна задовольняти жорстким вимогам, що випливають з умов квазіоднорідності геологічного середовища. Передусім це стосується вибору системи координат, в якій представляються тензорні матриці акустичних і пружних постійних текстур гірських порід та розрізненні – ефекту неоднорідності, обумовленого недосконалістю будови текстури. Враховується також ефект анізотропії, який обумовлений просторовою упорядкованістю структурних елементів текстури. При вимірюванні фазових швидкостей різної поляризації бралось до уваги, що в сильно анізотропних породах спостерігаються інтенсивні ефекти акустичного двопроменевого заломлення хвилі поперечної поляризації.

Вибір розміру зразка здійснюється відповідно до умови квазіоднорідності  $V \gg L_n$  (де  $L_n$  – характерний розмір структурних неоднорідностей гірської породи) і  $\lambda \gg L_n$ ,  $\lambda$  – довжина хвилі), згідно з якою макроскопічний об'єм зразка гірської породи повинен у багато разів перевищувати характерні розміри її структурних неоднорідностей. Для переважної більшості гірських порід оптимальним можна вважати розмір зразка 25–30 мм.

Для досягнення високої точності при вимірюваннях фазових швидкостей ультразвукових хвиль в зразках гірських порід необхідно враховувати взаємно виключаючі умови. З одного боку, для досягнення високої точності визначення часу розповсюдження хвилі в зразку, доцільно проводити вимірювання на максимально можливій частоті, але з іншого боку – високочастотні коливання швидше затухають, що спричиняє спотворення частотного спектра і форми імпульсу, а також проявляється частотна дисперсія швидкості.

Під час досліджень у зразках, що сильно поглинають енергію хвилі, акустичний зондуючий імпульс повинен мати добре виражений максимум спектральної щільності на несучій частоті та задовольняти умові монохромності стаціонарного спектра. Його тривалість повинна бути такою, щоб забезпечити стаціонарний режим коливань в акустичному імпульсі, який розповсюджується в зразку гірської породи. Синфазне зіставлення сигналів здійснюється в стаціонарній області імпульсного сигналу.

При проведенні ультразвукових вимірювань фазових швидкостей також бралися до уваги дифракційні ефекти, які обумовлені розмірами п'єзоелектричних випромінювачів і приймачів ультразвукових хвиль та анізотропією гірських порід. Діапазон частот установки становить від 0,3 до 5 МГц. Зразки для досліджень мають бути правильної форми з добре пришліфованими поверхнями виміру бажано форми циліндра для повного циклу петроакустичних досліджень. На I етапі вимірюються мікрометром товщини всіх напрямків вимірювань пружних хвиль не менш як три рази (в мм). На II етапі проводиться визначення фазової швидкості повздовжньої хвилі.

Для дослідження швидкостей поширення пружних хвиль в гірських породах застосовано імпульсно-фазовий ультразвуковий метод. Лабораторні вимірювання виконувались за допомогою цифрової установки «Керн-4» із записом на ЕОМ. 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.

Вимірювання швидкості повздовжніх хвиль здійснювалося на зразках, орієнтованих вздовж нашарування. При контрольних вимірюваннях на еталонах та зразках було встановлено, що відносна похибка вимірювань не перевищує 2–3 % для повздовжніх хвиль.

Ультразвукові дослідження зразків було проведено при різних станах (після екстрагування та при повному насиченні газом). За даними інверсії швидкості повздовжніх хвиль встановлені значні варіації швидкості та інтервального часу проходження пружних хвиль матриці твердого скелету, що викликано змінами літологічного складу зразків порід. Швидкість повздовжніх хвиль для сухих зразків порід Болтиської западини змінюється від 1498 до 4538 м/с при середньому значенні 2918 м/с. Інтервальний час, визначений для сухих зразків порід Болтиської западини, після екстрагування змінюється від 220 до 688 мкс/м при середньому значенні 391 мкс/м.

Швидкість поперечних хвиль для сухих зразків порід Болтиської западини змінюється від 2139 до 2854 м/с при середньому значенні 2619 м/с. Інтервальний час визначений для сухих зразків після екстрагування змінюється від 350 до 468 мкс/м при середньому значенні 386 мкс/м (табл. 3.30). Слід зазначити, що при вимірюванні швидкості поперечних хвиль виникли ускладнення викликані суттєвою неоднорідністю досліджених порід, тому визначити цей параметр для деяких зразків не вдалося.

Для зразків порід Болтиської западини, насичених газом, швидкість повздовжніх хвиль змінюється від 2441 до 5258 м/с при середньому значенні 3698 м/с, а інтервальний час – від 190 до 387 мкс/м, при середньому значенні 277 мкс/м. Швидкість поперечних хвиль порід западини, насичених газом, змінюється від 2138 до 2864 м/с при середньому значенні 2619 м/с. Інтервальний час змінюється від 349 до 468 мкс/м при середньому значенні 386 мкс/м.

Табл. 3.30. Швидкість пружних хвиль та інтервальний час досліджених порід пошукових свердловин [132]

Номер зразка	Но-мер св.	Інтер-вал, м	Порода	Повздожні хвилі				Поперечні хвилі			
				швидкість, м/с		інтервальний час, мкс/м		швидкість, м/с		інтервальний час, мкс/м	
				сухі	нас. гасом	сухі	нас. гасом	сухі	нас. гасом	сухі	нас. гасом
БЛ-101	42/11	584,5	Зювіт	*	*			*	*		
БЛ-102	42/11	583,6	Зювіт	*	*			2441	*		
БЛ-103	42/11	582,5	Зювіт	*	*			*	*		
БЛ-104	42/11	581,3	Зювіт	*	*			*	*		
БЛ-105	42/11	585,8	Зювіт	*	*			*	*		
БЛ-106	42/11	586,3	Зювіт	*	*			2592	*	386	
БЛ-107	42/11	588,4	Зювіт	2889	1529	346	1529	3292	*	304	
БЛ-107/1	42/11	588,4	Зювіт	2370	1466	422	1466	3257	*	307	
БЛ-108	42/11	589,4	Зювіт	1625	*	615		2939	*	340	
БЛ-108/1	42/11	589,4	Зювіт	1676	*	597		3623	*	276	
БЛ-109	42/11	591,0	Імпактит	1703	*	587		2720	*	368	
БЛ-109/1	42/11	591,0	Імпактит	1498	*	668		3166	*	316	
БЛ-110	42/11	592,0	Імпактит	4369	2744	229	364	5005	2783	200	359
БЛ-111	42/11	593,0	Імпактит	2881	*	347		3329	*	300	
БЛ-112	42/11	594,2	Імпактит	3019	*	331		3556	*	280	
БЛ-112/1	42/11	594,2	Імпактит	3415	2139	293	468	3903	2138	256	468
БЛ-113	42/11	595,3	Імпактит	2555	2774	391	360	4760	2786	210	359
БЛ-113/1	42/11	595,3	Імпактит	4538	2781	220	360	4715	2696	212	371
БЛ-114	42/11	596,5	Імпактит	4526	2854	221	350	5258	2864	190	349
БЛ-115	42/11	597,5	Імпактит	3138	2025	319	494	4184	*	239	
БЛ-115/1	42/11	597,5	Імпактит	3570	2421	280	413	4123	2446	243	409
Об-1	5301	781,5	Брекчія								
Об-2	5301	824	Граніт	6274	3670	159	272	6575	3603	152	278
Об-3	5302	770	Брекчія	3567	2462	280	406	4112	2452	243	408
Об-3/1	5302	770	Брекчія	3828	2440	261	410	4134	2282	242	438
Об-4	5302	977	Гнейсограніт	5024	3066	199	326	5389	3148	186	318
Об-5	5302	977	Брекчія	*	*			4320	*	231	
Об-6	5302	1004	Гнейс	2606	*	384		4688	*	213	
Об-6/1	5302	1004	Гнейс	3345	*	299		3590	*	279	
Об-7	5302	1009	Брекчія	3273	2562	306	390	4022	*	249	
Об-8	5302	1024	Q-ПШ порода	4365	2891	229	346	4611	2821	217	354
2-i			Імпактит	4109	4449	243	225	2433	2435	411	411
3-i			Імпактит	3714	4006	269	250	1975	2068	506	484
6-i			Імпактит	3472	4718	288	212	*	*		
7-i			Імпактит	4236	4794	236	209	2697	2626	371	381
8-i			Імпактит	4616	4837	217	207	2494	2580	401	388
8a-i			Імпактит	4466	5182	224	193	2628	2638	381	379
9-i			Імпактит	3862	4779	259	209	2483	2577	403	388
10-i			Імпактит	3759	4016	266	249	*	*		
11-i			Імпактит	*	4013		249	*	*		
11a-i			Імпактит	2550	4101	392	244	*	*		

\* Відсутній сигнал.



Швидкісні параметри визначались також для порід Оболонської структури. Швидкість повздовжніх хвиль для сухих зразків порід змінюється від 2606 до 6274 м/с при середньому значенні 4035 м/с. Інтервальний час, визначений для сухих зразків порід, після екстрагування змінюється від 159 до 384 мкс/м при середньому значенні 265 мкс/м.

Швидкість поперечних хвиль для сухих зразків порід Оболонської імпаکتної структури змінюється від 2440 до 3670 м/с при середньому значенні 2849 м/с. Інтервальний час визначений для сухих зразків після екстрагування змінюється від 272 до 410 мкс/м при середньому значенні 358 мкс/м.

Для порід Оболонської структури, насичених газом, швидкість повздовжніх хвиль змінюється від 3590 до 6575 м/с при середньому значенні 4605 м/с, а інтервальний час – від 152 до 279 мкс/м, при середньому значенні 224 мкс/м. Швидкість поперечних хвиль порід структури, насичених газом, змінюється від 2282 до 3603 м/с при середньому значенні 2907 м/с. Інтервальний час змінюється від 278 до 438 мкс/м при середньому значенні 354 мкс/м.

Швидкість повздовжніх хвиль для сухих зразків імпактитів Іллінецької структури змінюється від 2550 до 4616 м/с при середньому значенні 3865 м/с. Інтервальний час, визначений для сухих зразків порід після екстрагування, змінюється від 217 до 392 мкс/м при середньому значенні 266 мкс/м.

Швидкість поперечних хвиль для сухих зразків порід Іллінецької структури змінюється від 1975 до 2697 м/с при середньому значенні 2452 м/с. Інтервальний час, визначений для сухих зразків після екстрагування, змінюється від 371 до 506 мкс/м при середньому значенні 412 мкс/м.

Для порід Іллінецької структури, насичених газом, швидкість повздовжніх хвиль змінюється від 4006 до 5182 м/с при середньому значенні 4490 м/с, а інтервальний час змінюються від 193 до 250 мкс/м, при середньому значенні 225 мкс/м. Швидкість поперечних хвиль порід структури, насичених газом, змінюється від 2068 до 2638 м/с при середньому значенні 2487 м/с. Інтервальний час змінюється від 379 до 484 мкс/м при середньому значенні 405 мкс/м.

Кореляційний зв'язок інтервального часу  $dt$  та пористості  $n$ , визначений у лабораторних умовах для насичених повітрям зразків, має вигляд:

$$dt = 6,235 \cdot n + 164,15, \text{ при } R^2=0,851.$$

Графік цієї залежності представлений на рис. 3.57.

Кореляційна залежність інтервального часу  $dt$  від об'ємної густини  $\rho$ , визначена в лабораторних умовах для насичених газом зразків, має вигляд:

$$dt = 3 \cdot 10^6 \cdot \rho^{-1,247}, \text{ при } R^2=0,762.$$

Графік цієї залежності представлений на рис. 3.58.

У результаті лабораторних досліджень визначені пружні параметри досліджених порід: коефіцієнт Пуассона, модулі Юнга та зсуву. Дані про пружні параметри зразків порід наведені в табл. 3.31.

Коефіцієнт Пуассона для сухих зразків порід Болтиської западини змінюється від 0,318 до 0,419 при середньому значенні 0,375, а зразків насичених газом – від 0,393 до 0,413 при середньому значенні 0,404. Коефіцієнт Пуассона

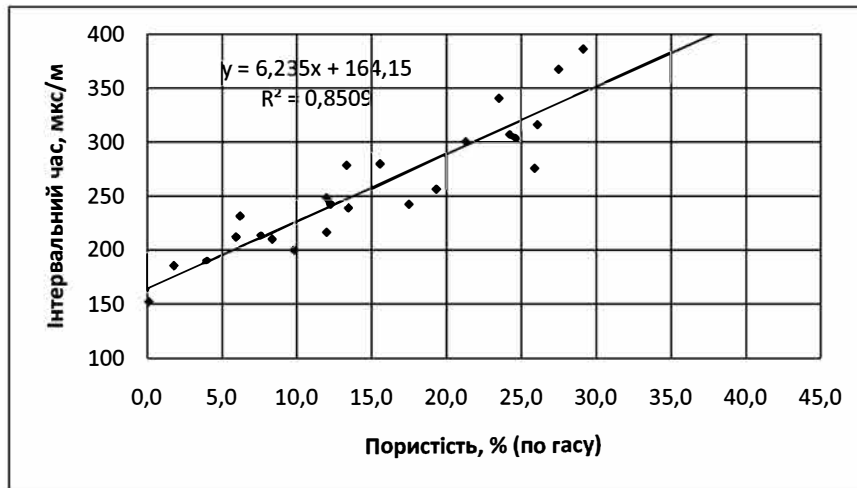


Рис. 3.57. Кореляційна залежність між відкритою пористістю ( $n$ ) та інтервальним часом ( $dt$ ) для зразків, насичених повітрям [132]

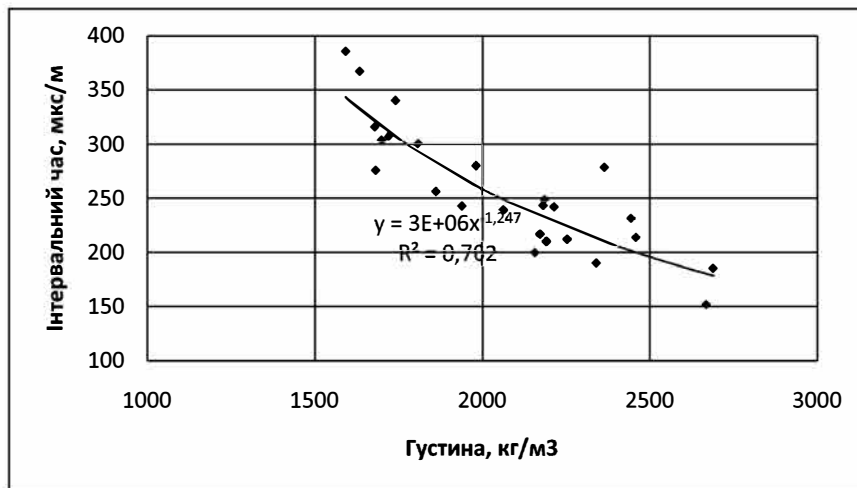


Рис. 3.58. Кореляційна залежність між об'ємною густиною ( $\rho$ ) та інтервальним часом ( $dt$ ) для зразків, насичених газом [132]

для сухих зразків порід Оболонської імпактної структури змінюється від 0,279 до 0,397 при середньому значенні 0,356, а зразків, насичених газом, – від 0,385 до 0,412 при середньому значенні 0,399. Для сухих імпактитів Іллінецької імпактної структури коефіцієнт Пуассона змінюється від 0,37 до 0,418 при середньому значенні 0,394, а зразків насичених гасом – від 0,412 до 0,426 при середньому значенні 0,417.

Модуль Юнга для сухих зразків порід Болтиської западини змінюється від 9,31 до 51,81 ГПа при середньому значенні 28,26 ГПа, а зразків, насичених газом, – від 24,04 до 54,28 ГПа при середньому значенні 41,87 ГПа. Цей параметр для сухих зразків порід Оболонської імпактної структури змінюється від 34,15 до 100,3 ГПа при середньому значенні 53,62 ГПа, а зразків, насичених газом, – від 31,55 до 97,75 ГПа при середньому значенні 57,85 ГПа. Для сухих імпактитів Іллінецької імпактної структури модуль Юнга змінюється від 18,94 до 47,22 ГПа при середньому значенні 37,4 ГПа, а зразків насичених гасом – від 22,44 до 47,26 ГПа (середнє 40 ГПа).

Табл. 3.31. Пружні параметри зразків керна пошукових свердловин [132]

Номер зразка	Номер св.	Інтервал, м	Порода	Сухі породи			Насичені гасом		
				К Пуас-сона	модуль Юнга, ГПа	модуль зсуву, ГПа	К Пуас-сона	модуль Юнга, ГПа	модуль зсуву, ГПа
<b>Болтиський кратер</b>									
БЛ-107	42/11	588,4	Зювіт	0,419	10,24	3,61			
БЛ-107/1	42/11	588,4	Зювіт	0,382	9,31	3,37			
БЛ-110	42/11	592,0	Імпактит	0,377	43,25	15,70	0,409	47,05	16,70
БЛ-112/1	42/11	594,2	Імпактит	0,378	21,87	7,93	0,412	24,04	8,51
БЛ-113	42/11	595,3	Імпактит	0,318	25,67	16,40	0,397	47,55	17,02
БЛ-113/1	42/11	595,3	Імпактит	0,384	47,33	17,09	0,402	45,96	16,39
БЛ-114	42/11	596,5	Імпактит	0,376	51,81	18,83	0,413	54,28	19,21
БЛ-115	42/11	597,5	Імпактит	0,369	22,11	8,08	0,500	0,00	0,00
БЛ-115/1	42/11	597,5	Імпактит	0,351	28,86	10,68	0,393	32,36	11,61
<b>Оболонський кратер</b>									
Об-2	5301	824	Граніт	0,397	100,3	35,91	0,412	97,75	34,62
Об-3	5302	770	Брекчія	0,344	34,15	12,71	0,392	36,54	13,13
Об-3/1	5302	770	Брекчія	0,373	34,80	12,68	0,410	32,55	11,54
Об-4	5302	977	Гнейсограніт	0,386	69,72	25,16	0,397	74,50	26,66
Об-8	5302	1024	Q-ПШ порода	0,360	47,47	17,46	0,385	47,92	17,30
<b>Іллінецька імпактна структура</b>									
2-і			Імпактит	0,394	34,69	12,45	0,412	36,39	12,89
3-і			Імпактит	0,418	18,94	6,68	0,423	22,44	7,88
7-і			Імпактит	0,373	47,22	17,20	0,412	46,54	16,48
8-і			Імпактит	0,415	39,48	13,96	0,417	43,15	15,22
8a-і			Імпактит	0,395	45,40	16,27	0,426	47,26	16,58
9-і			Імпактит	0,370	39,02	14,24	0,415	44,13	15,59

Модуль зсуву для сухих зразків порід Болтиської западини змінюється від 3,37 до 18,83 ГПа при середньому значенні 11,3 ГПа, а зразків, насичених газом, – від 8,51 до 19,21 ГПа при середньому значенні 14,91 ГПа. Цей параметр для насичених газом зразків порід Оболонської структури змінюється від 12,68 до 35,91 ГПа при середньому значенні 19,62 ГПа, а зразків, насичених газом, – від 11,54 до 34,62 ГПа при середньому значенні 20,65 ГПа. Для сухих імпактитів Іллінецької імпактної структури модуль зсуву змінюється від 6,68 до 17,2 ГПа при середньому значенні 13,46 ГПа, а зразків насичених гасом – від 7,88 до 16,58 ГПа при середньому значенні 14,1 ГПа.

Аналіз даних акустичних вимірювань свідчить про неоднорідність досліджених порід, що проявляється в дисперсії їх пружних параметрів. Внаслідок суттєвої неоднорідності порід спостерігається відсутність акустичного сигналу для деяких зразків.



## 5. ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ПОРІД І ГАЗІВ

Імпактні структури в світі досить детально досліджуються завдяки великому їх значенню для розуміння катастрофічних подій в історії Землі та певній перспективності на корисні копалини, зокрема алмази, горючі сланці та ін. За недавніми повідомленнями російських ЗМІ, ресурси імпактних алмазів однієї з найбільших імпактних структур світу – Попігайської – становлять трильйони каратів. Досить значні запаси горючих сланців виявлені в багатьох імпактних структурах. В Україні достовірно діагностовано 7 імпактних структур, із яких найкраще вивчена Болтиська, зокрема завдяки збагаченню вуглистами (горючими) сланцями, запаси яких підраховані і перебувають на балансі ДКЗ. В попередніх роботах нами [50] оцінені ресурси вуглеводневих газів в сланцях западини. Перспективними щодо вуглеводневої сировини вважаються також Оболонський та Ротмистрівський кратери, але достовірних даних щодо практичної реалізації та уточнення таких перспектив ще не отримано. Найдетальніше вивчені геохімічні властивості порід та газів Болтиської структури.

### 5.1. Болтиська структура

Нами були детально вивчені як сланцеві горизонти западини, так і імпактити в нижніх горизонтах Болтиської структури [132]. Порівняння вмісту вуглецю в породах свідчить про різке збагачення сланцевих горизонтів вуглецевими компонентами, особливо  $C_{орг}$ . (табл. 3.32). У той же час важко пояснити збагачення деяких проб зювітів (пр. БЛ-101) вуглецем майже до рівня його вмісту в осадових аргілітах, причому ці зювіти знаходяться значно нижче в розрізі від осадових порід. Дещо незвичним можна вважати також підвищений вміст карбонатів в окремих пробах імпактитів (зокрема, пр. БЛ-104). Не виключено, що таке збагачення викликано ендегенною карбонатизацією, спровокованою ударним метаморфізмом. Відповідь на таке припущення може дати ізотопний аналіз вуглецю карбонатів та ОР.

Хімічний склад газовмісних порід Болтиської структури є типовим для аргілітів аркозового складу, вирізняється хіба що проба 55-БЛ, яка явно складена карбонатами, практично винятково кальцитом (табл. 3.33). Високий вміст глинозему свідчить про суттєву перевагу польвошпатових та глинистих мінералів над кварцом. Можна стверджувати також про дуже незначний домішок рудних мінералів (титаномагнетит, рідко гематит).

Вміст мікроелементів у газовмісних породах є досить типовим для пісковиків та аргілітів (табл. 3.34). Можна відзначити лише дещо підвищений фон Ва, Ве та інших рідкісних елементів у пр. 47-БЛ та 48-БЛ. Платина, якою зазвичай збагачені відклади імпактних структур, міститься в досліджуваних породах у фонових кількостях.

**Табл. 3.32. Результати визначення масових часток елементів в сланцях та імпактітах [132]**

Номер проби	Інтервал	Порода	C <sub>орг.</sub> , %	H <sub>2</sub> O, %	U·10 <sup>-4</sup> , %	CO <sub>2 карб.</sub> , %
БЛ-50	279,0	Чорні сланці	31,36	1,26		0,28
БЛ-47	287,5	Вуглисті сланці	36,26,	1,42		0,41
БЛ-55	320,1	Сірі аргіліти	5,44	2,54		16,50
БЛ-54	323,1	Чорні сланці	38,01	2,77		0,28
БЛ-104	581,3	Зювіт	2,56	8,54	4,7	7,42
БЛ-103	582,5	Зювіт	1,54	8,32	6,4	3,02
БЛ-102	583,6	Зювіт	1,04	5,34	4,7	0,11
БЛ-101	584,5	Зювіт	3,16	4,78	4,2	0,22
БЛ-105	585,8	Зювіт	1,00	6,16	4,0	0,28
БЛ-106	586,3	Зювіт	1,68	9,80	9,0	1,76
БЛ-107	588,4	Зювіт	1,26	4,56	3,8	0,14
БЛ-108	589,4	Зювіт	1,10	0,96	4,5	0,33
БЛ-109	591,0	Імпактит	0,70	0,44	6,1	0,10
БЛ-110	592,0	Імпактит	0,68	0,90	5,8	0,10
БЛ-111	593,0	Імпактит	0,66	0,86	4,3	0,10
БЛ-112	594,2	Імпактит	0,42	0,58	4,5	0,10
БЛ-113	595,3	Імпактит	1,26	3,66	8,0	0,10
БЛ-114	596,5	Імпактит	1,36	5,50	11,7	0,10
БЛ-115	597,5	Імпактит	0,62	1,04	3,6	0,10

**Табл. 3.33. Хімічний склад газовмісних порід [113]**

Номер проби	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	FeO	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	TiO <sub>2</sub>	MnO	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	CaO	MgO
47-БЛ	37,81	14,83	0,86	1,70	0,49	<0,01	0,05	1,19	0,80
50-БЛ	40,44	16,87	0,72	1,70	0,62	<0,01	0,06	1,33	0,70
54-БЛ	32,87	12,43	1,01	3,32	0,39	<0,01	0,06	1,89	1,00
55-БЛ	38,22	6,76	0,57	2,58	0,22	0,08	0,05	21,66	2,30

Продовження табл. 3.33

Номер проби	K <sub>2</sub> O	Na <sub>2</sub> O	S	В.п.п.	Сума	CO <sub>2 карб.</sub>	H <sub>2</sub> O <sup>-</sup>	C <sub>орг.</sub>
47-БЛ	2,06	0,89	1,15	39,03	100,43	0,41	1,42	36,26
50-БЛ	2,31	0,89	0,95	34,20	100,44	0,28	1,26	31,36
54-БЛ	1,68	0,72	2,07	43,76	100,43	0,28	2,77	38,01
55-БЛ	1,16	0,61	0,80	25,08	99,79	16,50	2,54	5,44

У той же час вміст рідкісних елементів в імпактітах Болтиської структури вказує на дещо підвищені значення таких літофільних елементів, як Ba, Sr, Rb, легких лантаноїдів (табл. 3.35). Разом з тим, вміст деяких сидерофільних елементів (Ni, Cr) нижчий від кларкових значень, що пояснюється суттєво гранітоїдним профілем мішені астероїду.

Табл. 3.34. Вміст мікроелементів за результатами атомно-емісійного спектрального аналізу [113]

Проба	Ba	Be	As	Te	Hg	Sc	P	Sb	Ge	Au	Pt	Cr	Ta	Tl	Pb	U	Th	Ti	Mn	W	Ga	Nb	Ni	Bi
	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-1</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>
47-БЛ	10	6	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1	4	<1	<0,5	2	<3	<1	4	2	<5	1,5	2	1	0,2
48-БЛ	8	8	<10	<1	<3	1,5	0,5	<3	<1	<2	<1	4	<1	<0,5	3	<3	<1	4	3	<5	1,5	1,5	1	0,3
49-БЛ	4	<5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	3	<3	<1	3	4	<5	2	1	1	0,1
50-БЛ	6	5	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	4	<1	<0,5	2	<3	<1	4	1	<5	2	2	0,8	0,2
51-БЛ	5	8	<10	<1	0	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	2	<1	<0,5	1	<3	<1	1	50	<5	1	<1	0,5	<0,1
52-БЛ	5	5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	5	<1	<0,5	3	<3	<1	3	1	<5	2	1	1	0,2
53-БЛ	6	<5	<10	<1	<3	0,6	0,5	<3	<1	<2	<1	3	<1	<0,5	1,5	<3	<1	2	15	<5	2	1	1	0,1
54-БЛ	6	6	<10	<1	<3	0,8	0,5	<3	<1	<2	<1	3	<1	<0,5	2	<3	<1	3	3	<5	2	1	1	0,2
55-6Л	8	<5	<10	<1	<3	0,5	0,5	<3	<1	<2	<1	1,5	<1	<0,5	1	<3	<1	1	6	<5	1	<1	1	<0,1
56-БЛ	6	<5	<10	<1	<3	0,6	0,5	<3	<1	<2	<1	1,5	<1	<0,5	1,5	<3	<1	1,5	6	<5	1	1	1	0,1
57-БЛ	4	<5	<10	<1	<3	0,5	0,5	<3	<1	<2	<1	0,6	<1	<0,5	2	<3	<1	2	8	<5	1,6	1	0,8	<0,1
58-БЛ	4	5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1	4	<1	<0,5	3	<3	<1	3	4	<5	2	2	2	0,1

341

Продовження табл. 3.34

Проба	Ce	La	Y	Yb	Hf	Mo	Sn	V	Li	Cd	Cu	Ag	Zn	Na	Sr	Co	Zr	Si	Al	Mg	Ca	Fe	In
	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-4</sup>	10 <sup>-3</sup>	%	10 <sup>-2</sup>	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-3</sup>	%	%	%	%	%	10 <sup>-3</sup>
47-БЛ	<2	<5	3	3	<1	1,5	2	2	<3	<1	2	<0,1	8	0,5	<3	1	20	20	6	0,5	1,5	3	<1
48-БЛ	<2	<5	4	4	<1	1,5	4	2	<3	<1	3	<0,1	8	0,4	<3	1	20	20	6	0,5	2	4	<1
49-БЛ	<2	<5	2	2	<1	1,5	2	3	3	<1	3	<0,1	6	0,6	<3	1,5	10	20	6	0,4	1	4	<1
50-БЛ	<2	<5	2	2	<1	1,5	2	2	<3	<1	2	<0,1	5	0,5	<3	0,8	20	20	6	0,4	1,5	2	<1
51-БЛ	<2	<5	1,5	1,5	<1	<1	2	3	<3	<1	2	<0,1	8	0,3	<3	0,5	10	5	5	0,5	1	15	<1
52-БЛ	<2	<5	3	3	<1	1	3	3	3	<1	3	<0,1	6	0,6	<3	1,5	20	20	8	0,4	1	3	<1
53-БЛ	<2	<5	2	2	<1	1,5	2	2	3	<1	3	<0,1	4	0,6	3	1	15	20	6	1,5	4	5	<1
54-БЛ	<2	<5	2	2	<1	2	2	2	3	<1	3	<0,1	4	0,5	<3	1	15	20	8	1	1,5	4	<1
55-6Л	<2	<5	1,5	1	<1	<1	1,5	1	3	<1	2	<0,1	<3	0,5	4	0,8	10	10	5	1	8	3	<1
56-БЛ	<2	<5	1,5	1	<1	1	2	1	3	<1	2	<0,1	3	0,5	3	0,8	10	20	5	0,6	6	3	<1
57-БЛ	<2	<5	2	1,5	<1	<1	1,5	0,6	<3	<1	1,5	<0,1	3	0,8	<3	0,4	20	8	6	0,3	10	2	<1
58-БЛ	<2	<5	2	3	<1	3	3	5	4	<1	3	<0,1	6	1	<3	0,8	15	30	6	0,6	3	4	<1



Табл. 3.35. Рідкісні елементи ( $10^{-4}\%$ , Ru –  $10^{-6}\%$ , Ir –  $10^{-9}\%$ ) в імпаکتитах і гранітах фундаменту Болтиського кратера [21]

Компонент	Імпаکتити						Граніти					
	50/ 597	50/ 647,8	50/ 691	50/ 736	11475/ 583	11475/ 601	11475/ 653	11475/ 694	11475/ 879	11475/ 1086	11475/ 1130	
La	48	28	60	43	48	20	40	45	33	43	28	
Ce	55	30	90	70	60	30	85	55	40	48	40	
Sm	5,1	9,7	12	5,2	5,3	4,5	12	5,4	4,5	4,8	3,1	
Eu	1,4	2,1	2,4	1,8	1,2	1,2	3,4	1,0	0,70	1,6	0,85	
Tb	0,78	1,4	1,9	0,77	0,52	0,72	2,8	0,86	0,52	0,77	0,38	
Yb	1,2	4,3	5,3	1,7	0,8	2,2	11	2,0	0,64	1,5	0,8	
Lu	0,19	0,70	0,80	0,24	0,13	0,35	1,9	0,32	0,09	0,24	0,12	
Ta	0,70	1,3	2,0	0,80	1,2	0,71	1,1	0,65	0,61	1,1	1,5	
Ba	430	580	690	450	530	760	390	540	570	480	420	
Th	14	15	17	19	19	14	15	19	17	10	13	
Cr	26	5	11	60	40	9	16	34	20	21	4	
Hf	4,5	4,0	4,9	4,3	3,6	2,9	4,4	6,0	4,3	6,0	3,2	
Sr	280	65	240	75	250	140	300	120	220	150	130	
Sb	0,22	0,21	0,24	0,18	0,23	0,15	0,11	0,14	0,13	0,10	0,13	
Rb	120	170	180	130	120	130	120	160	230	80	90	
Cs	3,6	3,3	4,5	3,7	4,9	2,1	3,7	2,2	1,9	3,3	2,1	
Se	5,9	8,2	8,1	9,1	4,4	2,7	7,5	5,1	2,4	8,0	2,5	
Ni	48	90	48	90	92	77	62	–	53	92	86	
Co	4,7	1,0	0,7	5,5	3,9	6,4	4,4	5,9	3,2	7,2	3,6	
U	3,0	6,3	6,1	9,0	6,3	4,4	2,3	2,1	3,7	2,1	2,8	
Y	25	30	27	23	21	14	11	12	13	4,2	2,9	
W	2,2	1,7	1,3	2,8	3,8	1,8	1,1	1,3	1,2	0,6	0,4	
Ru	0,9	1,6	3	2	2,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,2	0,2	
Ir	8,2	н/в.	17,0	н/в.	н/в.	3,6	н/в.	16,0	н/в.	0,9	0,94	

Примітка. Номери зразків: у чисельнику – номер свердловини, у знаменнику – глибина.

З метою визначення загального вмісту вуглеводневих газів і динаміки їх вивільнення із порід, нами проведено термічний аналіз проб на приладі STA 449 F3 *Jupiter* фірми NETZSCH (дериватограф) при постійному обдуві аргоном (табл. 3.36). При піролізі проб у заданих температурних межах зі зразків виходять сполуки: до 120 °С – вода; 120–300 °С – вільні вуглеводні; 300–390 °С – «зв'язані» вуглеводні; 390–550 °С – CO<sub>2</sub>, що утворюється при згорянні вищих керогенів (C>40). Як видно з таблиці, вуглисті сланці насичені вуглеводнями а також керогеном, що згоряє за температур вищих за 390 °С, особливо це стосується чорних сланців з високим вмістом органічного вуглецю (проби БЛ-47, 49, 50, 54). Водночас окремі проби пісковиків та аргілітів майже не містять органічної речовини та газів (БЛ-57), що свідчить про вкрай невірноважений режим накопичення органічної речовини та вуглеводнів в палеобасейнах западини.

Для визначення компонентного складу газів, нами проведені хроматографічні дослідження газів в сланцях та імпаکتитах Болтиської структури (табл. 3.37). За результатами аналізів сланці є високогазонасиченою породою з різким переважанням вуглекислоти, яка, найімовірніше, утворилася за рахунок

дисоціації сидериту. Вуглеводні представлені в основному метаном з невеликими домішками гомологів. Значні кількості водню теж пов'язані, очевидно, із дисоціацією залізистих карбонатів. Деякі домішки сірчаних газів викликані руйнацією сульфатів та рекомбінацією продуктів із вуглеводнями. Порооди можуть вважатися перспективними на газоносність і слабо перспективними на нафтоносність.

Табл. 3.36. Результати термічного аналізу проб [113]

Зразок	<120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС
47БЛ	0,5927	1,83382	3,09878	23,85928	28,79188
49БЛ	0,08826	0,24248	0,65495	26,92626	27,82369
50БЛ	1,54965	2,29259	3,12167	16,91231	22,32657
54БЛ	2,80164	3,34141	2,47472	20,43653	26,25266
55БЛ	2,44475	1,63165	0,48314	2,68168	4,79647
57БЛ	0,13685	0,16023	0,10478	0,83253	1,09754

Табл. 3.37. Результати визначення складу газів методом піролізу. Зразок 54-БЛ. Наважка 0,310 г [132]

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	50–1050	
H <sub>2</sub>	3881,27	-	31,99	203,09	114,24	349,31	0,034931
N <sub>2</sub>	64,30	2,17	-	5,80	72,47	80,44	0,008044
CO	2746,70	0,36	34,40	2162,76	1235,86	3433,38	0,343338
CH <sub>4</sub>	811,65	0,54	15,06	448,59	117,76	581,95	0,058195
CO <sub>2</sub>	33481,85	269,47	4311,55	53229,02	8383,57	66193,61	6,619361
H <sub>2</sub> O	42,35	12735,17	1998,62	18151,72	9462,07	42347,59	4,234759
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2,02	-	2,54	-	-	2,54	0,000254
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	63,84	-	8,96	77,67	-	86,63	0,008663
NO	-	-	-	-	-	-	-
H <sub>2</sub> S	24,83	-	-	-	-	-	-
SO <sub>2</sub>	0,00	-	-	-	-	-	-
COS	289,66	-	-	787,86	-	787,86	0,078786
CS <sub>2</sub>	55,17	-	-	90,10	-	90,10	0,009010
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	2,76	-	-	5,28	-	5,28	0,000528
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,45	-	-	15,04	-	15,04	0,001504
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	-	-	-	-	-	-	-
N <sub>2</sub> O	-	-	-	-	-	-	-
NH <sub>3</sub>	-	-	-	-	-	-	-
F <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
O <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-
Сума	41028,12	13007,72	6391,61	74200,99	19385,97	112986,29	11,298629

Для визначення складу вуглеводнів у зразках використана методика мас-спектрометричного хімічного аналізу фаз [36, 37], одержаного шляхом дроблення у вакуумованому просторі. На мас-спектрометрі МХ-1303, модифікова-

ному для аналізу мікрокількостей газів з наважок 0,5–3,0 г, виміри проводились з роздільною здатністю 2600 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. Визначалась також відносна газонасиченість ( $\Delta P$ ) – приріст газу у напускній системі відносно його залишкової величини  $1 \cdot 10^{-3}$  Па внаслідок вивільнення летких компонентів у разі механічного подрібнення проби породи та водонасиченість ( $C_{H_2O}$ ) – відсотковий вміст пари води (поглинач –  $P_2O_5$ ) у їх загальному об'ємі. Аналізи проводилися в ІГГК НАНУ (Львів).

За результатами аналізу (табл. 3.38) основними складовими газових фаз у пробі 50-БЛ є азот, метан та вуглекислий газ. Враховуючи те, що дроблення зразків проводились для цього аналізу у вакуумі, такий високий вміст азоту є дещо несподіваним, а паритетне співвідношення  $CO_2/CH_4$ , можливо пояснює незвичність ізотопних характеристик вуглецю у цій же пробі, про які мова буде нижче.

Табл. 3.38. Склад летких компонентів у закритих порах сланців (пр. 50-БЛ) [132]

Номер зразка	Порода	Компоненти (об'ємна частка / вагова концентрація)				Сумарна вагова концентрація
		$CO_2$	$N_2$	$CH_4$	Відносна газонасиченість	
50-БЛ	Аргіліт	28,9	42,3	28,8	0,10	7,14
		2,6	3,6	0,94		

Ізотопний склад вуглецю вуглеводневих газів, заміряний в пробі 50-БЛ ( $\delta^{13}C = -24,04$  %), є відносно «важким» і свідчить про деякі домішки абіогенної складової. Остання, можливо, є результатом декарбонатизації (враховуючи насиченість розрізу карбонатними мінералами) або походить з інших джерел. Зокрема, проба, що розташована нижче за розрізом від проаналізованої, за даними хімічного та мінералогічного аналізу містить до 20–30 % карбонатів.

Досить цікавими виявились результати оригінальної методики – пофракційного ізотопного аналізу, який був виконаний на сучасному обладнанні в Москві в Інституті геохімії та аналітичної хімії РАН. Суть методики полягає у тому, що із проби за різних температур виділяються гази, розділяються за складом ( $CH_4$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  та ін.) і в кожному з них вимірюється ізотопний склад карбону. Результати аналізу виявились досить незвичними: з підвищенням температури до 300–400 °C виділяються відновлені гази із дуже високими відношеннями ізотопів  $^{13}C/^{12}C$  (від -9,2 до -15 ‰), які характерні більше для глибинних газів абіогенного походження. Такі самі дані отримували дослідники ущільненого газу на півночі Західного Сибіру на великих глибинах (Т.В. Карасьова, 2010 р.).

Матеріал імпактитів за геохімічними ознаками різко відрізняється від охарактеризованих раніше сланців та пісковиків (табл. 3.39–3.42). Незважаючи на відносно високі вмісти карбонових сполук у цих породах –  $C_{орг.}$  до 3,16 % (пр. БЛ-101),  $CO_2$  до 7,42 %, (пр. БЛ-104), вмісти вуглеводневих газів у них надзвичайно низькі, майже на межі чутливості визначення і не перевищують тисячних часток відсотка як за масою, так і за об'ємом. У дещо підвищених кількос-



тях присутній CO<sub>2</sub> та CO. Існує деяка тенденція підвищеного вмісту вуглекислоти в газовій фазі у породах з підвищеною карбонатністю (зокрема в зр. БЛ-104 та БЛ-106), але про кореляцію говорити немає підстав.

**Табл. 3.39. Результати визначення складу газів методом піролізу. Болтиська структура. Зразок БЛ-101. Зювіт. Наважка 0,310 г [132]**

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	24,54	0	0	1,47	0,74	0	2,21	0,000221
N <sub>2</sub>	12,81	0,26	0	2,5	10,25	3,02	16,03	0,001603
CO	41,69	0,13	7,35	18,38	18,9	7,35	52,11	0,005211
CH <sub>4</sub>	3,81	0,12	0,23	2,32	0,06	0	2,73	0,000273
CO <sub>2</sub>	10263,68	51,25	72,36	926,18	13777	5464,49	20291,29	2,029129
H <sub>2</sub> O	49,48	36036	4813,2	5709,76	2471	448	49477,96	4,947796
Сума	10396,01	36087,56	4893,14	6660,61	16277,94	5922,86	69842,32	6,984232
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
SO <sub>2</sub>	19,8	0	0	0	0	57,93	57,93	0,005793

*Примітка.* Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

**Табл. 3.40. Результати визначення складу газів методом піролізу. Болтиська структура. Зразок БЛ-103. Зювіт. Наважка 0,430 г [132]**

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	29,45	0	0	1,77	0,59	0,29	2,65	0,000265
N <sub>2</sub>	68,84	0	0	6,54	61,65	17,93	86,12	0,008612
CO	60,82	0,28	3,5	16,8	19,6	35,84	76,02	0,007602
CH <sub>4</sub>	0,86	0	0	0,62	0	0	0,62	0,000062
CO <sub>2</sub>	22981,69	64,83	65,12	1012,63	17288,79	27003,44	45434,81	4,543481
H <sub>2</sub> O	80,47	55229,44	4579,16	16074,54	3988,69	593,6	80465,43	8,046543
Сума	23222,13	55294,55	4647,78	17112,89	21359,32	27651,11	126065,65	12,606565
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	11,2	0	0	0	1,5	13,51	15,01	0,001501
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
SO <sub>2</sub>	39,17	0	0	0	0	0	114,61	0,011461

*Примітка.* Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

Табл. 3.41. Результати визначення складу газів методом піролізу. Болтиська структура. Зразок БЛ-104. Зювіт. Наважка 0,430 г [132]

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	66,65	0,00	1,09	1,91	1,91	1,09	6,00	0,000600
N <sub>2</sub>	31,42	0,00	0,39	4,87	28,22	5,84	39,31	0,003931
CO	130,98	0,19	12,83	31,11	18,47	101,11	163,72	0,016372
CH <sub>4</sub>	8,94	0,00	0,39	6,02	0,00	0,00	6,41	0,000641
CO <sub>2</sub>	46208,00	212,25	151,86	2001,02	20381,79	68606,29	91353,21	9,135321
H <sub>2</sub> O	125,73	57941,33	42240,59	17353,78	7454,22	741,69	125731,61	12,573161
Сума	46571,72	58153,78	42407,16	19398,70	27884,61	69456,02	217300,27	21,730027
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,32	0	0	0,40	0	0	0,40	0,000040
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0
H <sub>2</sub> S	3,56	0	0	0	0	5,47	5,47	0,000547
SO <sub>2</sub>	20,00	0	0	0	0	58,52	58,52	0,005852

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

Табл. 3.42. Результати визначення складу газів методом піролізу. Болтиська структура. Зразок БЛ-106. Зювіт. Наважка 0,430 г [132]

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	28,53	0	0	0,51	1,8	0,26	2,57	0,000257
N <sub>2</sub>	13,2	0	0,49	2,71	9,53	3,79	16,52	0,001652
CO	68,63	0,12	7,94	10,83	48,84	18,07	85,79	0,008579
CH <sub>4</sub>	1,96	0	0,05	1,35	0	0	1,4	0,00014
CO <sub>2</sub>	7560,82	78,53	70	468,48	12923,51	1407,23	14947,75	1,494775
H <sub>2</sub> O	50,94	38809,3	4121,86	5219,46	2346,27	438,62	50935,52	5,093552
Сума	7662,18	38887,78	4200,34	5703,34	15329,95	1867,96	65989,54	6,598954
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,21	0	0	0,29	0	0	0,29	0,000029
NO	0	0	0	0	0	0	0	0
H <sub>2</sub> S	381,21	0	0	563,49	23,19	0	586,68	0,058668
SO <sub>2</sub>	39,17	0	0	0	0	114,61	114,61	0,011461

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

Проба БЛ-101 (табл. 3.39) характеризується досить високим вмістом газів, особливо парів води та CO<sub>2</sub>. Результат дещо несподіваний з огляду на практично повну відсутність карбонатної складової у пробі. В той же час наявність незвично високих, як для неорганогенних порід, вмістів C<sub>орг.</sub> (3,16 %) пояснює

присутність, хоча і в ультрамалих кількостях, відновних газів (H, CO) і, можливо, також метану. Питання походження такої великої кількості керогену в імпактітах на глибинах, нижчих від зони органогенезу потребує окремого вирішення. Присутність сірчаних газів пов'язана, скоріш за все, з наявністю сульфідів, оскільки ці гази виділяються тільки при дуже високих температурах (850–1050 °C). Сульфіди досить часто можна спостерігати в пробах імпактітів Болтиської структури неозброєним оком.

За вмістом і співвідношенням компонентів проба БЛ-103 (табл. 3.40) загалом подібна до попередньої, містить мінімальні кількості всіх газів, за винятком CO<sub>2</sub> та H<sub>2</sub>O, яких у ній вдвічі більше, та метану, який у присутній у ній на межі чутливості.

Порода дуже насичена газами (табл. 3.41), особливо H<sub>2</sub>O та CO<sub>2</sub>, меншою мірою відновленими – H, CO та CH<sub>4</sub>. Враховуючи досить високий (як для неосадкових порід) вміст карбонатної вуглекислоти та органічної речовини (до 7,42 % та 2,65 % відповідно), можна пояснити такий склад інтенсивною вторинною переробкою, за участю вуглецевмісних флюїдів.

Проба БЛ-106 (табл. 3.42) характеризується порівняно низькими вмістами газів, у тому числі вуглекислоти, хоча і карбонати, і органічна речовина в ній присутні у помірних кількостях. Звертає на себе увагу підвищена кількість сірководню та сірчаного газу, що свідчить про збагачення різними сполуками сірки. Можливо саме з цим пов'язаний підвищений фон урану в цій пробі (до 9 г/т).

Отже, проведені дослідження свідчать про наявність C<sub>орг.</sub> в імпактітах Болтиської структури, вміст яких коливається від 0,42–0,70 % (проби БЛ-109–112, 115) до доволі значних показників в 2,56–3,16 % (проби БЛ-101, 104), переважно становлячи 1,00–1,68 %. Це доводить присутність органічної речовини в копрогенному комплексі нижче рівня розвитку перекривного осадового комплексу порід.

## 5.2. Іллінецька та Оболонська структури

Іллінецька імпактна структура порівняно добре вивчена в плані речовинного складу та геологічної будови, що пояснюється, з одного боку, наявністю кар'єра з видобутку щебеню і декількох свердловин на її території, а з іншого, деякими перспективами знаходження імпактних алмазів. За даними хімічного аналізу імпактітів, породами мішені слугували звичайні граніти подільського або бердичівського комплексу, в яких іноді присутні ксеноліти різноманітних гнейсів. Імпактіти Іллінецької структури практично не містять карбонатів і дуже слабо збагачені органічною речовиною (табл. 3.43), чим вони відрізняються від подібних порід інших структур (зокрема, Болтиської та Оболонської). Зрозуміло, що очікувати високих концентрацій газів у таких відкритих породах, які перебувають на поверхні, не варто, але газовий аналіз (табл. 3.44–3.47) все ж таки виявив деякі концентрації відновних газів, зокрема H, CO, інколи сірководню (пр. 7-і). Щодо метану, то він був виявлений у ледь відчутних кількостях



тільки в одній пробі (10-і). Звертають на себе увагу дуже низькі концентрації не тільки вуглекислоти, але навіть води в окремих пробах (менше 0,5 %, пр. 7-і). Така унікальна сухість зразків пояснюється, вірогідно, дуже високими температурами перетворення окремих ділянок мішени.

**Табл. 3.43. Вміст компонентів в імпактітах Іллінецької та Оболонської структур [132]**

Номер проби	Порода	C <sub>орг.</sub> %	H <sub>2</sub> O, %	U·10 <sup>4</sup> , %	CO <sub>2</sub> карб., %
<i><b>Іллінецька структура</b></i>					
1	Імпактіт	1,32	2,25	2,1	<0,05
2-і	Імпактіт	0,93	1,90	2,1	<0,05
3-і	Імпактіт	1,00	1,75	0,6	<0,05
4-і	Імпактіт	0,58	1,80	0,6	<0,05
5-і	Імпактіт	0,21	0,84	0,7	0,16
6-і	Імпактіт	1,60	2,80	1,5	0,25
7-і	Імпактіт	1,87	3,65	1,8	0,55
8-і	Імпактіт	1,16	2,64	1,6	<0,05
<i><b>Оболонська структура</b></i>					
5301/824	Імпактіт	0,21	0,42	7,7	0,11
5301-/781,5	Імпактіт	3,54	1,01	4,0	0,66
5302-3/1009	Імпактіт	0,19	0,49	1,9	<0,05
5302/770	Імпактіт	4,54	1,40	3,3	4,62
5302-2/1004	Імпактіт	0,48	0,68	2,7	0,27
5302-і/997	Імпактіт	0,64	0,98	3,1	0,27
5302/997	Імпактіт	0,97	0,84	2,3	0,22
5302-4/1024	Імпактіт	0,51	0,34	0,6	0,38

**Табл. 3.44. Результати визначення складу газів методом піролізу. Іллінецька структура. Зразок 4-і. Зювіт. Наважка 0,230 г [132]**

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	48,90	0,00	2,56	1,28	0,56	0,00	4,40	0,000440
N <sub>2</sub>	14,61	1,14	0,00	2,74	9,37	5,03	18,28	0,001828
CO	44,62	0,53	17,58	24,65	11,41	1,60	55,77	0,005577
CH <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
CO <sub>2</sub>	197,88	25,17	113,26	143,46	81,80	27,53	391,21	0,039121
H <sub>2</sub> O	21,77	11521,39	2561,39	5656,00	1414,12	620,99	21773,90	2,177390
Сума	327,78	11548,23	2694,78	5828,13	1517,26	655,14	22243,55	2,224355
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	2,01	0	0	0,73	1,22	0,73	2,69	0,000269
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

**Табл. 3.45. Результати визначення складу газів методом піролізу. Іллінецька структура. Зразок 10-І. Зювіт. Наважка 0,220 г [132]**

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	85,52	0	4,02	2,34	0,67	0,67	7,70	0,000770
N <sub>2</sub>	38,42	0	0	5,73	16,96	25,38	48,06	0,004806
CO	82,85	1,67	33,41	27,68	38,66	2,15	103,57	0,010357
CH <sub>4</sub>	7,44	0	0,84	4,01	0,48	0	5,33	0,000533
CO <sub>2</sub>	1256,16	271,89	496,86	328,90	1227,90	157,87	2483,42	0,248342
H <sub>2</sub> O	41,50	22624,00	8815,42	5803,64	3258,18	998,33	41499,56	4,149956
Сума	1511,89	22897,56	9350,55	6172,31	4542,84	1184,39	44147,65	4,414765
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,58	0	0	0,73	0	0	0,73	0,000073
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,21	0	0	0,28	0	0	0,28	0,000028
NO	1,53	0	0	0	0	2,05	2,05	0,000205
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

**Табл. 3.46. Результати визначення складу газів методом піролізу. Іллінецька структура. Зразок 9-І. Зювіт. Наважка 0,500 г [132]**

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	16,77	0	0,59	0	0,26	0,66	1,51	0,000151
N <sub>2</sub>	9,41	0,11	0	2,84	4,62	4,2	11,77	0,001177
CO	16,55	0,21	7,14	4,83	0,74	7,77	20,69	0,002069
CH <sub>4</sub>	0,13	0	0,09	0	0	0	0,09	0,000009
CO <sub>2</sub>	195,1	59,62	223,06	78,73	5,4	18,91	385,72	0,038572
H <sub>2</sub> O	54,67	34876,8	4463,2	10617,6	3953,6	759,36	54670,56	5,467056
Сума	292,61	34936,75	10703,99	3964,62	790,91	55090,33	5,509033	5,509033
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0,67	0	0	0	0,45	0,45	0,9	0,00009
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
SO <sub>2</sub>	29,38	0	0	0	0	85,95	85,95	0,008595

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

Табл. 3.47. Результати визначення складу газів методом піролізу. Іллінецька структура. Зразок 7-І. Зювіт. Наважка 0,270 г [132]

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 <sub>2</sub>	1063,4	0	0,28	8,74	36,44	50,25	95,71	0,009571
N <sub>2</sub>	0,95	0	0,66	0	0,26	0,26	1,18	0,000118
CO	10,61	0,26	1,71	1,44	2,63	7,22	13,26	0,001326
CH <sub>4</sub>	0,49	0,04	0,02	0,26	0,02	0	0,35	0,000035
CO <sub>2</sub>	70,82	2,71	19,42	68,74	31,66	17,49	140,01	0,014001
H <sub>2</sub> O	4,12	467,6	291,06	882	1528,8	952	4121,46	0,412146
Сума	1150,39	470,62	313,14	961,19	1599,81	1027,21	4371,97	0,432197
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0
H <sub>2</sub> S	94,8	0	0	55,4	72,03	18,47	145,9	0,01459
SO <sub>2</sub>	4,32	0	0	12,64	0	0	12,64	0,001264

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

Для порівняння вмісту газів в імпаکتитах та в інших метаморфізованих кристалічних породах, нами досліджені вуглецевмісні породи Завалівського графітового родовища, які розташовані в зоні Побузького глибинного розлому і тривалий час перебували під впливом флюїдних потоків. Як видно із табл. 3.48 та 3.49 ці породи характеризуються досить низькими вмістами газів і в цьому плані дещо схожі з імпактитами Іллінецької структури. В пробі графітового гнейсу ЗВ-5 виявлено підвищені кількості сірчаних газів та водню, що загалом відповідає халькофільному відновлюваному профілю геохімічного стану в зоні глибинного розлому.

**Висновки.** Аналіз отриманого матеріалу дозволяє зробити такі висновки:

1. Імпактні породи (зювіти та ін.) у цілому успадковують склад порід-мішеней і не виявляють відчутних добавок ксеногенного матеріалу або вирішального впливу глибинних флюїдів.

2. Склад газових компонентів імпактитів у цілому мало відрізняється від їх складу метаморфічних порід, що були піддані впливу флюїдних потоків в зонах розломів.

3. Наявність навіть ультрамалих концентрацій метану, CO, H та інших відновних газів в окремих зразках імпактитів свідчить про принципову можливість міграції відновних, у тому числі вуглеводневих флюїдів у зонах підвищеної проникності, викликаної тектонічними або імпактними процесами. Завдання полягає тільки в розробці ефективних критеріїв прогнозування та пошуків резервуарів концентрації таких газів.



Табл. 3.48. Результати визначення складу газів методом піролізу. Завалівський графітовий кар'єр. Зразок ЗВ-4. Графіт-гранатовий гнейс. Наважка 0,400 г [132]

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	61,35	0	2,18	0,48	1,23	1,64	5,52	0,000552
N <sub>2</sub>	20,27	0	0	6,03	10,90	8,43	25,36	0,002536
CO	36,04	0,45	15,56	17,50	10,89	0,65	45,05	0,004505
CH <sub>4</sub>	1,20	0	0	0,86	0	0	0,86	0,000086
CO <sub>2</sub>	213,36	22,51	114,34	125,06	98,26	61,64	421,82	0,042182
H <sub>2</sub> O	31,88	11382,52	10845,33	6551,59	2624,12	479,94	31883,50	3,188350
Сума	364,11	11405,48	10977,41	6701,52	2745,40	552,30	32382,11	3,238211
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	1,81	0	0	0	2,08	0,35	2,43	0,000243
H <sub>2</sub> S	0	0	0	0	0	0	0	0
SO <sub>2</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

Табл. 3.49. Результати визначення складу газів методом піролізу. Завалівський графітовий кар'єр. Зразок ЗВ-5. Графітовий гнейс. Наважка 0,400 г [132]

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г						Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C						
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	850–1050	
H <sub>2</sub>	138,29	0	0,12	2,76	8,28	1,29	12,45	0,001245
N <sub>2</sub>	1,79	0,66	0	0	0,53	1,05	2,23	0,000223
CO	73,19	0,92	11,81	4,59	25,59	48,56	91,48	0,009148
CH <sub>4</sub>	0,86	0,03	0,26	0,3	0,02	0	0,62	0,000062
CO <sub>2</sub>	9224,88	22,61	405,21	14433,05	1061,25	2315,46	18237,58	1,823758
H <sub>2</sub> O	67,91	34909	9520	15736	6958	784	67907	6,7907
Сума	9506,92	34933,21	9937,39	30176,71	8053,68	3150,36	86251,36	8,625136
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0,21	0,28	0	0	0	0	0,28	0,000028
H <sub>2</sub> S	604,8	0	0	590,98	339,81	0	930,79	0,093079
SO <sub>2</sub>	3808,8	0	0	3054,74	1643,24	6446,56	11144,55	1,114455

Примітка. Аналізом в пробі не виявлено: COS, CS<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>, F<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>.

4. За результатами геохімічних досліджень потенційно перспективною на пошуки вуглеводнів, зокрема сланцевого газу, можна вважати Болтиську структуру, в основному завдяки наявності потужного екрану із осадового чохла, який з одного боку перешкоджав еманції газів в атмосферу, а з іншого – був ефективним поглиначем цих газів з подальшою фіксацією у складі вуглецевмісних відкладів.

5. Вміст  $C_{\text{орг}}$  в імпактітах Болтиської структури становить переважно 1,00–1,68 %, однак у деяких пробах сягає 2,56–3,16 % (проби БЛ-101, 104). Це 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.

## ВИСНОВКИ

1. Проведено узагальнення і аналіз відомостей щодо імпактних структур світу і покладів вуглеводнів, пов'язаних з ними. Показано, що скупчення вуглеводнів, як правило, приурочені до зон тріщинуватості порід основи імпактних кратерів у їх периферійних частинах, зокрема, крайових підняттях, які оточують центральну кальдеру (кратери Еймс, Авак, Келвін, Стин-Ривер) і центральних підняттях (кратери Ред-Уінг, Еймс, Келвін). Поклади вуглеводнів можуть також бути приурочені до зон радіальних і кільцевих розломів, які перетинають імпактні структури (кальдера Сьєрра-Мадре). Вочевидь, на всі ці зони треба звертати підвищену увагу при пошуках родовищ вуглеводнів, пов'язаних з імпактними структурами.

2. Проведено узагальнення матеріалів і вивчені морфологічні особливості, глибинна будова, прояви ударного метаморфізму, нафтогенераційний потенціал Іллінецької, Західної, Ротмістрівської, Болтиської, Оболонської, Зеленогайської, Тернівської імпактних структур УЩ, вивчені петрофізичні та геохімічні особливості порід Іллінецької, Болтиської, Оболонської структур, проведена переінтерпретація регіональних геофізичних матеріалів з Іллінецької, Західної, Ротмістрівської, Болтиської, Оболонської, Зеленогайської, Тернівської структур.

4. Розроблено стандартну методику вивчення потенційно нафтогазоносних кільцевих структур, яка повинна включати такі необхідні елементи:

- морфологічні особливості структури (форма, розміри, прояв у рельєфі, внутрішня структура, відображення у фізичних полях);
- глибинна будова (породні комплекси, наявність розломів, зон тріщинуватості, складчастості);
- прояви ударного метаморфізму (наявність ударних брекчій та імпактитів, високобаричних мінералів, ударних структур і текстур);
- нафтогазопромислові дані (прояви вуглеводнів, пластовий тиск, температура, фізико-хімічні властивості нафти і газу, їх склад, співвідношення ізотопів).

5. Встановлено, що породам імпактних структур України притаманний нерівномірний вміст  $S_{орг.}$ , який коливається від 0,21 до 1,87 % в імпактитах Іллінецької структури, від 0,42–0,70 до 2,56–3,16 % в імпактитах Болтиської структури і від 0,19–0,97 до 3,54–4,54 % в брекчіях Оболонської структури. Наявність окремих інтервалів в межах коптогенного комплексу, збагачених  $S_{орг.}$ , свідчить про можливу наявність скупчень вуглеводнів на глибині.

6. Встановлено, що деякі різновиди порід коптогенного комплексу імпактних структур УЩ мають задовільні петрофізичні властивості. Зокрема, відкрита пористість порід Болтиської структури змінюються від 4 до 40 % (середня 22,2 %); Оболонської структури – від 0,1 до 14,3 % (середня 9,2 %); Іллінець-



кої – від 3,4 до 27,5 % (середня 13,1 %). За значеннями коефіцієнта проникності більшість досліджених порід належить до IV–V класу колекторів (проникність низька і дуже низька – 0,014–0,819 фм<sup>2</sup>), але деякі різновиди зювітів та імпаکتів Болтиської структури належать до III класу колекторів (проникність задовільна – 1,240–2,059 фм<sup>2</sup>).

7. Проведена комплексна переінтерпретація матеріалів регіональних геофізичних досліджень, в результаті якої встановлено, що імпактні структури УЩ найбільш чітко фіксуються в спостереженому і трансформованому гравітаційних полях, де виділяються негативними аномаліями сили тяжіння інтенсивністю від -0,5 до -9,5 мГал. Для Болтиської структури шляхом розрахунків вищих похідних гравітаційного потенціалу встановлено осередки тектонічних напруг.

8. Серед імпактних структур УЩ найбільші перспективи щодо відкриття проявів вуглеводнів має Оболонська структура, що обґрунтовується близькістю геологічної будови з відомими нафтогазоносними структурами світу (кратери Еймс та Авак в США та ін.); наявністю зон розуцільнення в основі кратера і перекирваних відкладах, позитивних аномалій електричного поля, локальних аномалій радону та вуглекислого газу; розташуванням на межі УЩ і ДДЗ, в районі Кобеляцького виступу, де в тріщинуватих амфіболітах та гранітах фундаменту на глибинах близько 500 м встановлені прояви нафти.

9. 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 глибших горизонтів в зонах розломів.

10. Крім того, 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 розуцільнення в породах фундаменту; за даними термометричної зйомки встановлені негативні аномалії температурних значень, локальні максимуми радону і контрастні локальні аномалії вуглекислого газу; за матеріалами електророзвідки у зоні зчленування зовнішнього валу з центральним кратером зафіксовані наскрізні слабоінтенсивні позитивні 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 негативні аномалії густини у відкладах байосу, коптогенного комплексу, частково – фундаменту (можлива

наявність колекторів); позитивна температурна аномалія, але відсутні аномалії радону, CO<sub>2</sub>, вуглеводнів (що інтерпретується як позитивна ознака тектонічної стабільності блоку та наявності умов для акумуляції та збереженості покладу).

11. Результати петрогустинного математичного моделювання Болтиської структури дозволяють припустити наявність зони тріщинуватості та розущільнення в гранітах мішені в центральній частині структури, потужність якої сягає 450–900 м. Враховуючи підвищений вміст C<sub>орг.</sub> в деяких зразках імпаکتитів (до 2,56–3,16 %), а також їх непогані колекторські властивості (відкрита пористість 4–40 %, середня 22,2 %, коефіцієнт проникності до 1,240–2,059 фм<sup>2</sup>), результати моделювання значно підвищують перспективність центральної частини структури у відношенні можливих покладів вуглеводнів.

## ЛІТЕРАТУРА

### Опубліковані матеріали

1. Багрій І.Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. – К., 2003. – 148 с.
2. Басс Ю.Б., Галака А.И., Грабовский В.И. Болтышские горючие сланцы // Разведка и охрана недр. – 1967. – № 9. – С. 11–15.
3. Бойко А.К., Вальтер А.А., Вишняк М.М. О возрасте Болтышской впадины // Геол. журн. – 1985. – Т. 45, № 5. – С. 86–90.
4. Болтышский кратер / А.А. Вальтер, Е.П. Гуров, Е.П. Гурова и др. // Геология и петрология взрывных метеоритных кратеров. – К.: Наук. думка, 1982. – С. 161–193.
5. Бондарчук С.Б. Загальні риси геологічної будови Тернівської структури Кривбасу // Геолого-мінералогічний вісник Криворізького технічного університету. – 1999. – № 2. – С. 33–36.
6. Бондарчук С.Б., Собко Е.В. Терновская структура Кривбасса: Астроблема или трубка взрыва // Металлогения древних и современных океанов. – Миасс: Изд-во Ин-та Мин. УрО РАН, 1999. – С. 207–209.
7. Брянский В.П., Фролова Л.М. Новая котловина в центральной части Украинского щита // Геология и полезные ископаемые Украины. – К.: Наук. думка, 1978. – С. 27–30.
8. Ваганов В.И., Иванкин П.Ф., Кропоткин П.Н. Взрывные кольцевые структуры щитов и платформ. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
9. Вальтер А.А. Геохимические признаки метеоритного вещества в импактиках Терновской астроблемы // Вещество и происхождение метеоритов. – К., 1988. – С. 85–92.
10. Вальтер А.А. Феномен Первомайского месторождения в Криворожье и роль Я.Н. Белевцева в его познании // Минерал. журн. – 1997. – Т. 19, № 5. – С. 72–84.
11. Вальтер А.А., Колесов Г.М. Распределение редкоземельных элементов в горных породах астроблем // Геохимия. – 1990. – № 7. – С. 915–925.
12. Вальтер А.А., Рябенко В.А. Взрывные кратеры Украинского щита. – К.: Наук. думка, 1977. – 156 с.
13. Вальтер А.А., Гуров Е.П., Рябенко В.А. Оболонский метеоритный кратер на Северо-восточном склоне Украинского щита // Докл. АН СССР. – 1977. – 232, № 1. – С. 170–173.
14. Вальтер А.А., Добрянский Ю.П., Лазаренко Е.Е. О режиме остывания мощной толщи импактитов (на примере Болтышской астроблемы) // XXI Всесоюз. метеорит. конф. Миасс, 24–26 апр., 1990: Тез. докл. – М., 1990. – С. 33–34
15. Васильев И.В., Селин Ю.И. Новые данные о палеонтологической характеристике продуктивной толщи Болтышского месторождения горючих сланцев // Докл. АН УССР. Сер. Б. – 1970. – № 12. – С. 1059–1061.
16. Геология астроблем / Ред. В.Л. Масайтис. – Л.: Недра, 1980.
17. Геология и петрология взрывных метеоритных кратеров / В.А. Рябенко, А.А. Вальтер, Е.П. Гуров и др. – К.: Наук. думка, 1982. – 228 с.
18. Голубев В.А., Карпов Г.М., Поповиченко В.А. Про метеоритно-вибухове походження Бовтиської западини на Кіровоградщині // Доп. АН УРСР. Сер. Б. – 1974. – № 1. – С. 10–13.
19. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: КНТ, 2009. – 376 с.
20. Гуров Е.П. Стишовит из Терновской астроблемы // Минералог. журн. – 1982. – № 2. – С. 76–86.



21. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактное кратерообразование в истории Земли. – К.: НТП «Нафтогаз-прогноз», 2006. – 218 с.
22. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Щелочные элементы в импактиках метеоритных кратеров Эльгыгыттын и Болтышского // Космохимия и метеоритика. Материалы 6 Всесоюз. симпозиум. – К., 1984. – С. 205–211.
23. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Некоторые особенности строения кратеров с центральным поднятием // Тез. 8 Сов.-Амер. раб. встречи по планетол., 22–28 авг. 1988 г. – М., 1988. – С. 37–38.
24. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Геологическое строение и вещественный состав пород импактных структур. – К.: Наук. думка, 1991. – 160 с.
25. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Нефтегазоносные импактные структуры // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. – К., 2000. – С. 119–126.
26. Гуров Е.П., Рябенко В.А. Импактные структуры Украинского щита // Сводный путеводитель. – К.: Наук. думка, 1984. – С. 150–168.
27. Гуров Е.П., Хмельницкий А.Ф. Распространение и сохранность выбросов из импактных структур на примере кратеров Болтышского и Экремен // Астрон. вестн. – 1996. – Т. 30, № 1. – С. 19–24.
28. Гуров Е.П., Гурова Е.П., Металиди С.В. Строение метеоритного кратера с центральным поднятием (на примере Болтышской астроблемы) // Метеоритика. – 1988. – № 47. – С. 175–178.
29. Гуров Е.П., Гурский Д.С., Гурова Е.П. Нефтегазоносные импактные структуры // Мін. ресурси України. – 2000. – № 2. – С. 6–11.
30. Гуров Е.П., Келли С.П. О возрасте Болтышской импактной структуры // Геол. журн. – 2003. – № 2. – С. 92–98.
31. Гуров Е.П., Климовский С. И., Ямниченко А.Ю. Зювиты Ильинецкой импактной структуры // Геол. журнал. – 2006. – № 4. – С. 105–116.
32. Диагностика Оболонской структуры как метеоритного кратера / А.А. Вальтер, Е.П. Гуров, В.А. Рябенко, Е.Е. Лазаренко // Космическое окружение и Земля. – К.: Наук. думка, 1977. – С. 76–81.
33. Днепровский буроугольный бассейн / А.Я. Радзивилл, С.А. Гуридов, М.А. Самарин и др. – К.: Наук. думка, 1987. – 328 с.
34. Заполняющий комплекс и закратерные отложения Оболонской импактной структуры / Е.П. Гуров, Е.П. Гурова, А.Ю. Ямниченко, Ю.А. Черненко // Геол. журнал. – 2007. – № 4. – С. 48–59.
35. Импактные алмазы – новый вид минерального сырья Украины / А.А. Вальтер, Д.С. Гурский, Г.К. Еременко, А.В. Бочко // Мін. ресурси України. – 1999. – № 3. – С. 16–22.
36. Калюжний В.А. Основы учения о минералообразующих флюидах. – К.: Наук. думка, 1982. – 239 с.
37. Калюжний В.А., Сворень И.М., Платонова Э.Л. Состав газа флюидных включений и вопросы обнаружения водовода в них (по данным масс-спектрометрического химического анализа) // Докл. АН СССР. – 1974. – 219, № 4. – С. 973–976.
38. Карта линейных и кольцевых структур Украинской ССР (по материалам космических съемок). М-б 1:1 000 000. – К.: Мингео УССР, 1989.
39. Краюшкин В.А., Гуров Е.П. Научное обоснование нефтегазопроискового бурения на Оболонской астроблеме. – К.: ИКН АН УССР, 1987.
40. Краюшкин В.А., Гуров Е.П. К перспективе поисков нефти и газа в астроблемах Украины // Геол. журн. – 1989. – № 1. – С. 17–27.
41. Крылов Н.А., Распопова М.Г., Чернявский Г.В. Региональные линеаменты Украины и их значение для выделения полезных ископаемых // Геотектоника. – 1989. – № 3. – С. 57–67.

42. Лазаренко Е.Е. Ударно-метаморфический кварц горных пород астроблем Украинского щита: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. – К., 1984. – 159 с.
43. Леміш О.В. Порівняльна характеристика Тернівської структури і астроблем Українського щита // Геолого-мінералогічний вісник. – 2003. – № 2. – С. 57–62.
44. Лосевская Н.В. Строение толщи баллистических выбросов Болтышской импактной структуры (Украинский щит) // Геол. журн. – 2002. – № 3. – С. 95–100.
45. Масайтис В.Л. Геологические последствия падений кратерообразующих метеоритов – Л.: Недра, 1973. – 18 с.
46. Масайтис В. Л. Некоторые древние метеоритные кратеры на территории СССР // Метеоритика. – 1974. – Т. 33. – С. 64–68.
47. Масайтис В.Л. Основные черты геологии астроблем СССР.. Метеоритные структуры на поверхности планет. – М.: Наука, 1979. – С. 173–191.
48. Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Райхлин А.И. Оболонская и Ротмистровская астроблемы в Европейской части СССР // Докл. АН СССР. – 1976. – 230, № 1. – С. 174–177.
49. Машак М.С., Орлова Ж.В. Перекристаллизованный диаплектовый кварц из Терновской астроблемы // Метеоритика. – 1985. – № 44. – С. 164–167.
50. Михайлов В.А., Загнітко В.М., Михайлова Л.С. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Болтиської западини // Зб. наук. пр. ін-ту Тутковського. – 2011. – С. 23–29.
51. Нефтегазовый потенциал астроблем Украины / В.А. Краюшкин, Г.И. Вакарчук, В.А. Гальченко и др. – К.: ИГН, 1994. – 62 с. – (Препр.)
52. Никольский А.П. Геология Первомайского железорудного месторождения и преобразование его структуры метеоритным ударом. – М.: Недра, 1991. – 71 с.
53. Оболонская импактная структура: некоторые особенности строения и петрохимия импактитов / Е.П. Гуров, Е.П. Гурова, Р.Б. Ракицкая, А.Ю. Ямниченко // Геол. журнал. – 1977. – № 1–2. – С. 114–118.
54. О взрывной (метеоритной) природе Зеленогайской структуры на Украинском щите / А.А. Вальтер, В.П. Брянский, В.А. Рябенко, Е.Е. Лазаренко // Докл. АН СССР. – 1976. – Т. 229, № 1. – С. 160–162.
55. 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 // Нафтогазова промисловість. – 2011. – № 3.
56. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / В.А. Михайлов, В.В. Огар, В.В. Гладун та ін. // Геолог України. – 2011<sup>1</sup>. – № 2. – С. 51–58.
57. Перспективи газоносності сланцевих відкладів України / В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан, В.В. Гладун та ін. // Нафтогазова промисловість. – 2011<sup>2</sup>. – № 2.
58. Прогнозування нафтогазоносності Оболонської імпактної структури комплексом приповерхневих методів / П.Ф. Гожик, І.Д. Багрій, В.В. Гладун, Є.П. Гуров // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 7–16.
59. Распределение урана в импактных стеклах Карской и Болтышской ударных структур / Л.Л. Кашкаров, М.А. Назаров, Г.В. Калинина и др. // Вестник ОГГТГН РАН. – 2000. – Т. 2, № 2.
60. Сравнительная характеристика Оболонского кратера на Украинском щите и нефтегазосной импактной структуры Еймс на Канадском щите / Є.П. Гуров, П.Ф. Гожик, В.В. Гладун, І.Д. Багрій // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 14–20.
61. Сазонова Л.В. Морфология и химические составы ромбических пироксенов расплавленных импактитов Болтышской астроблемы // Докл. АН СССР. – 1990. – Т. 310, № 6. – С. 1429–1430.
62. Сазонова Л.В., Коротаева Н.Н., Симакин А.Г. Параметры образования расплавленных импактитов // Геохимия. – 1992. – № 6. – С. 871–880.

63. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Д.С. Гурский, В.А. Михайлов, П.М. Чепиль и др. // *Мін. ресурси України*. – 2010. – № 3. – С. 3–8.
64. Сравнительный анализ микрокомпонентного состава горных пород Болтышского метеоритного кратера / А.К. Вальтер, Г.К. Еременко, В.Е. Тепикин и др. // *Космохимия и метеоритика. Материалы 6 Всесоюз. симпозиум*. – К., 1984. – С. 151–164.
65. Тектоническая карта нефтегазоносных областей юго-запада СССР / Отв. ред. Н.И. Крылов. М-б 1:500000. – К.: Мингео УССР, 1987.
66. Трековый возраст Болтышской ударной структуры / Л.Л. Кашкаров, М.А. Назаров, К.А. Лоренц и др. // *Астрон. вестн.* – 1999. – Т. 33, № 4. – С. 291–298.
67. Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины / А.Я. Радзивилл, И.А. Майданович, А.В. Иванов и др. – К.: Наук. думка, 1990. – 220 с.
68. Ударно-метаморфизованные породы и импактиты Терновской астроблемы (Северное Криворожье) // *Проблемы регионального и ударного метаморфизма*. – Л.: ВСЕГЕИ, 1982. – Т. 238. – С. 132–142.
69. Фельдман В.И. Каталог астроблем и метеоритных кратеров Земли // *Метеоритика*. – 1987. – Т. 46. – С. 154–171.
70. Черный А.Г., Черная Л.В. Импактный генезис структурно-литологических комплексов на Первомайском месторождении Криворожского железорудного бассейна // *Изв. вузов. Геол. и разведка*. – 1993. – № 5. – С. 64–74.
71. Юрк Ю.Ю., Еременко Г.К., Полканов Ю.А. Болтышская котловина – ископаемый метеоритный кратер // *Сов. геология*. – 1975. – № 2. – С. 138–144.
72. Ямниченко А.Ю. Морфология поверхности Болтышской импактной структуры // *Геол. журн.* – 2005. – № 3. – С. 42–46.
73. Buthman D.B. Global Hydrocarbon Potential of Impact Structures // *Ames Structure in North Oklahoma...* – University of Oklahoma Univ. Press, 1997. – P. 83–99.
74. Donofrio R.R. Survey of Hydrocarbon-Producing Impact Structures in North America: Exploration Results to Data and Potential for discovery in Precambrian Basement Rocks // *Ames Structure in North Oklahoma...* – University of Oklahoma Univ. Press, 1997. – P. 17–29.
75. Economic Mineral Deposits in Impact Structures / U.W. Reimold, C. Koeberl, R.L. Gibson, B.O. Dressler // *Impact Tectonics* / Eds. C. Koeberl, H. Henkel. – Berlin: Springer, 2005. – P. 479–552.
76. Grieve R.A.F. Terrestrial Impact Structures: Basic Characteristics and Economic Potential // *Ames Structure in North Oklahoma*. – University of Oklahoma Univ. Press, 1997. – P. 3–16
77. Grieve R.A.F., Masaitis V.L. The economic potential of terrestrial impact craters // *Intern. Geol. Review*. – 1994. – Vol. 36. – P. 105–151.
78. Gurov E.P. The Boltys impact crater: lake basin with heated bottom. // *Geol. and Biol. Evol. Planet Earth: Int. Workshop. Postojna, Sept. 27 – Oct. 2, 1996: Abstr. Geol. West Sloven. Field Guide*. – Ljubljana, 1996. – P. 30–31.
79. Gurov E.P., Gurova H.P. Boltys astrobleme: impact crater pattern with a central uplift // *Lunar and Planet. Sci.* – Vol. 16: Abstr. Pap. 16<sup>th</sup> Conf., March 11–15, 1985. Pt 1. – Houston, Tex., 1985. – P. 310–311.
80. Gurov E.P., Gurova H.P., Yamnichenko A.Yu. The structure of complex impact craters and estimation of their preservation stage // *Lunar and Planet. Sci.* – Vol. 26. Abstr. Pap. 26<sup>th</sup> Lunar and Planet. Sci. Conf., March 13–17, 1995. Pt 1. – Houston, Tex., 1995<sup>1</sup>. – P. 535–536.
81. Gurov E.P., Gurova H.P., Rakitskaya R.B. Impact diamonds in the craters of the Ukrainian shield // *Meteoritics*. – 1995<sup>2</sup>. – Vol. 30, № 5. – P. 515–516.
82. Gurov E.P., Gurova H.P., Rakitskaya R.B. Impact diamonds of the Zapadnaya crater: phase composition and some properties (abstract) // *Meteoritics and Planetary Science*. – 1996. – Vol. 31. – P. A56.



83. Gurov E.P., Kelley S.P., Koeberl C. Ejecta of the Boltysh impact crater in the Ukrainian Shield // *Impact Markers in the Stratigraphic Record* / Eds. C. Koeberl, F.C. Martinez-Ruiz. – Springer. – 2003. – P. 179–202.
84. Holker Th., Deutsch A. Geochemistry of impact melt rocks from the Lappajarvi (Finland) and Boltysh (Ukraine) impact structures // *Role Impact Process. Geol. and Biol. Evol. Planet Earth: Int. Workshop, Postojna, Sept. 27 – Oct. 2.* – Ljubljana, 1996. – P. 33–34.
85. *Impact and Explosion Craters.* – New York: Pergamon Press, 1977. – 1301 p.
86. Kelley S.P., Gurov E.P. Boltysh, another end-Cretaceous impact // *Meteoritics and Planetary Sciences.* – 2002. – Vol. 37. – P. 1031–1044.
87. *Large Meteorite Impacts and Planetary Evolution* // *Geol. Soc. Amer. Spes Paper* 339. – 1999. – 464 p.
88. Poag C.W., Koeberl C., Reimold W.U. *The Chesapeake Bay Crater.* – Berlin: Springer, 2004. – 552 p.
89. Sazonova L.V. Orthopyroxene of impact melts – indicator of impact melt cooling (Boltysh Astrobleme, USSR) // *Lunar and Planet. Sci.* – Houston (Tex.). – 1989. – Vol. 20: 20th Conf., March 13–17, 1989: Abstr. Pap. – P. 950–951.
90. Schmidt G. Clues to the nature of the impacting bodies from platinum-group elements (rhenium and gold) in borehole samples from the Clearwater East crater (Canada) and the Boltysh impact crater (Ukraine) // *Meteoritics and Planetary Science.* – 1997. – 32. – P. 761–767.
91. Sediments and impact rocks filling the Boltysh impact crater / E.P. Gurov, S.P. Kelley, C. Koeberl, N.I. Dykan // *Biological Processes Associated with Impact Events* / Eds. C. Cockell, C. Koeberl, I. Gilmour. – Berlin: Springer, 2006. – P. 335–354.
92. Shock metamorphism of quartz and estimation of masses motion in the bases of Boltysh and Ilyinets astroblemes of the Ukrainian Shield / A.A. Valter, Yu.P. Dobryansky, E.E. Lasarenko, V.K. Tarasyuk // *Lunar and Planet. Sci. 13: Abstr. Pap. 13<sup>th</sup> Lunar and Planet. Sci. Conf., Houston, Tex., March 5–19, 1982. Pt 2.* – Houston, Tex., 1982. – P. 819–820.
93. The distribution of meteoritic material in impactites from the Terny Astrobleme (Krivoi Rog, Ukr. SSR) / A.A. Valter, G.M. Kolesov, D.Yu. Sapozhnikov, A.Z. Miklishansky // *Lunar and Planet. Sci.* – 1989. – Vol. 20. – P. 1148–1149.
94. The Obolon impact structure, Ukraine, and its ejecta deposits / E. Gurov, E. Gurova, Y. Chernenko, A. Yamnichenko // *Meteoritics & Planetary Science.* – 2009. – Vol. 44, Issue 3. – P. 389–404
95. *The Record of Terrestrial Impact Cratering* / R.A.F. Grieve, J. Rupert, J. Smith, A. Therriault // *GSA Today.* – 1995. – Vol. 5, № 10. – P. 193–196.
96. Valter A.A. Mineralogical, geochemical, and geological data for the interpretation of the crater base structure of the complex Terny astrobleme, Krivoy Rog, Ukraine // *LPI Contrib.* – 1997. – № 922. – P. 60.
97. Valter A.A., Plotnikova L. Biostratigraphic Indications of the Age of the Boltysh Impact Crater, Ukraine // *Impact Markers in the Stratigraphic Record. Impact Studies* / Eds. C. Koeberl, F. Martinez-Ruis. – Heidelberg: Springer, 2003. – P. 163–178.
98. Valter A.A., Burmistrova V.V., Sharkin O.P. Fe-Cr-Ni inclusion in the shock-metamorphosed quartzite of the Terny astrobleme // *Lunar and Planet.* – 1987. – Vol. 18 – P. 1032–1033.

#### Електронні посилання

99. Ильинецкий кратер / [http://ru.wikipedia.org/wiki/Ильинецкий кратер](http://ru.wikipedia.org/wiki/Ильинецкий_кратер).
100. Михеева А.В. Полный каталог импактных структур Земли / <http://labmpg.sccc.ru/Impact/a1276.html>
101. Полный каталог импактных структур Земли / А.В. Михеева, ИВМиМГ СО РАН / <http://labmpg.sccc.ru/Impact/a1276.htm>

102. Ударные кратеры Земли / <http://meteorite.narod.ru/proba/craters.htm>.
103. Impact Database. Earth <http://www.unb.ca/passc/ImpactDatabase/2007/>
104. [http://impact.miningart.info/list\\_6.html](http://impact.miningart.info/list_6.html)
105. Largest Crater in the Great Sahara Discovered by Boston University Scientists / <http://www.spaceref.com/news/viewpr.html?pid=19185> / March 5, 2006.
106. Milstein, R.L. The Calvin impact crater, Cass County, Michigan: identification and analysis of a subsurface ordovician astrobleme / <http://hdl.handle.net/1957/8989> / 1994.
107. The Obolon impact structure, Ukraine, and its ejecta deposits / Gurov E., Gurova E., Chernenko Y., Yamnichenko A. // *Meteoritics & Planetary Science*. –2009. – Vol. 44, Issue 3. – P. 389–404 / <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1945-5100.2009.tb00740.x/abstract>

### Фондові матеріали

108. Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвекційний газ. Звіт про виконання геолого-тематичної роботи. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012.
109. Буцева М.И., Паламарчук А.Г. Результаты исследований МОВ и КМПВ на региональных профилях Оболонь-Терны и Колайдинцы-Ромны. Отчет сейсморазведочных партий 3/66 и 4/66. – К., 1967.
110. Ванденко В.И. Отчет о результатах геолого-поисковых работ на горючие сланцы, проведенных в Оболонской впадине. – К.: Фонд треста «Киевгеология», 1966.
111. Великанов В.А., Германов Б.С. и др. Отчет Приднепровской геологосъёмочной партии Побужской экспедиции о работах по геологической съёмке м-ба 1:50 000 и структурно-профильному бурению, проведенных в Среднем Приднестровье в 1964–1968 гг. (территория листов М-35-115-А, -115-Б, -115-Г, -116-В, -128-А, -128-Б, -128-В (сев. половина). – К.: ТГФ, 1968. – № 29274.
112. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України / Михайлов В.А., Крупський Ю.З., Карпенко О.М. та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 178 с.
113. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України / Ю.З. Крупський, В.А. Михайлов, І.М. Куровець та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 214 с.
114. 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, Т. Довжок, С. Вакарчук та ін. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012.
115. Галака А.И. и др. Отчет о результатах геологопоисковых работ в районе Болтышской депрессии (по работам Петриковской партии) за 1953–54 гг. – К.: ЮУГЭ, 1955.
116. Геолого-экономический обзор месторождений горючих сланцев Украины. Отчет Александровской комплексной геологоразведочной партии по тематической работе. – Черкассы, 1998.
117. Грабовский В.К., Мазалова С.Т., Поповиченко В.А., Поповиченко В.И. Отчет о геологопоисковых работах на горючие сланцы в районе Болтышской и Ротмистровской котловин (Кировоградская и Черкасская обл. УССР) в 1964–66 гг. – К.: ЮУГЭ, 1968.
118. Грабовский В.К., Риздвянский К.Ф., Солодовниченко А.П., Шендринская Г.А. Отчет о предварительной разведке Болтышского месторождения горючих сланцев 1967–1969 гг. (Кировоградская и Черкасская обл. УССР). – К.: ЮУГЭ, 1970.
119. Дворянин Е.С., Ищенко И.П. Отчет о региональных работах МОГТ и КМПВ на Ахтырско-Юльевской площади, выполненных сейсморазведочными партиями 1-2/88 в 1988–1992 гг. – К.: Укргеофизика, 1992.

120. Державний кадастр родовищ та проявів корисних копалин України. Паспорт № 97. Родовище Флоріанівське. – К., 2006.
121. Звіт про виконані сейсморозвідувальні роботи на Оболонській площі за технологією 3D договір № 11/03 від 4.01.2011 р. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
122. Колосовська В.А. Розробка геолого-геофізичних критеріїв визначення перспективних у нафтогазоносному відношенні структур кристалічного фундаменту Північного та Південного бортів ДДЗ. Звіт по темі за 1993–1997 рр. – К., 1997.
123. Косенко Б.М., Веретенникова А.Л., Беседа Н.И. и др. Геологический отчет о результатах поисковых работ на Новодмитриевском бурогольном месторождении. – Артемовск: Славянская ГРЭ, 1965.
124. Ластовка Ф.М. Отчет по отбору и исследованию технологических проб горючих сланцев Болтышского месторождения УССР за 1981–1985 гг. – К.: Севукргеология, 1985.
125. Обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт по пошукам газу неконвекційного типу у відкладах турнейсько-нижньовізейського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
126. Отчет о работах Ромодановской гравиметрической партии 13/65. Козленко В.Г.; КГРЭ, трест «Укргеофизика», 1965.
127. Отчет о работах Велико-Богачанской гравиметрической партии 62/66. Козленко В.Г.; КГРЭ, трест «Укргеофизика», 1966.
128. Отчет о результатах работ г.п. 20/51, 21/51, 22/51 в северо-западной части ДДв. Волковская Г.И.; КГРЭ, трест «Укрнефтегеофизика», 1951.
129. Отчет о результатах геолого-геофизических исследований по глубинному геологическому картированию масштаба 1:200000 территории южной половины листа М-36-XXI (Черкаassy), выполненных в 1972–74 гг. Войновский А.С.; Южно-Украинская ГЭ, трест «Киевгеология», 1974.
130. Перспективи газозносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / Ю.З. Крупський, В.А. Михайлов, І.М. Куровець та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – Т. 1 – 178 с.
131. Перспективи газозносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / В.А. Михайлов, Ю.З. Крупський, І.М. Куровець та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 292 с.
132. Перспективи нафтогазоносності імпактних структур Українського щита. Звіт про виконання геолого-тематичної роботи. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. – 207 с.
133. Перспективи промислової нафтоносності сланцевих (флішових) формацій України / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, В.М. Загнітко та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 433 с.
134. Петровский... 2011.
135. Причина И.С., Сингур Е.И. и др. Комплексная геологическая карта территории листа М-36-ХVI (Лохвица) (Отчет геологосъемочной партии № 36 Кременчугской экспедиции по работам 1964–1967 гг. – К.: КГРТ, 1967.
136. Прогнозна оцінка газозносності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011.
137. Разработка научного обоснования поисков нефти и газа в осадочной толще и фундаменте Южного борта Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Краюшкин, В.П. Листков, Н.И. Марухняк и др. – К.: ИГН НАН Украины, 1998.
138. Самарин М.А., Буцик Л.П. Отчет по обобщению материалов геологоразведочных работ на горючие сланцы Украинской ССР. – К.: Киевская геологическая экспедиция, 1977.
139. Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 210 с.



## ДОДАТОК. Каталог імпактних структур Землі [69, 100-102, 105]

№	Структура	Широта	Довгота	Вік, млн р.	Діаметр, км
1	2	3	4	5	6
1	Авак, США, Аляска	71°15'N	156°38'W	95	12
2	Акраман (Голер), Австралія	32°01'S	135°27'E	570	90
3	Амгід, Алжир	26°05'N	4°23'E	0,1	0,45
4	Амелія Крик, Австралія, Півн. Тер.	20°55'S	134°50'E	1640 (1815)	21
5	Аорунга, Чад	19°06'N	19°15'E	200 (345)	17
6	Апхевел-Дом, США, Юта	38°26'N	109°54'W	183 (65)	5
7	Арагуайна, Бразилія, Мату-Гросу-Гояс	16°46'S	52°59'W	244,4±3,25	40
8	Аризонський кратер, США, Аризона	35°02'N	111°01'W	0,049±0,003	1,186
9	Аркену, Лівія	22°03'N	23°43'E	140	10
10	Ауелул, Мавританія	20°15'N	12°41'W	3,1 (0,46)	0,39
11	Беєнчиме-Салаатинська, РФ, Якутія	71°50'N	123°30'E	65	8
12	Бі-Блаф (Лайс-Ранч), США, Техас	29°02'N	99°51'W	0	6,75
13	Біверхед, США, Монтана	44°36'N	113°00'W	600	60
14	Бігач, Казахстан	48°30'N	82°00'E	6 (5)	7
15	Боксхол (Хукіта), Австралія, Півн. Тер.	22°37'S	135°12'E	0,054	0,18
16	Болтиський, Україна	48°45'N	32°10'E	65,17±0,64	25
17	Босумтві (Ашанті), Гана	06°32'N	1°25'W	1,07±0,05	10,5
18	БП-структура, Лівія	25°11'N	24°12'E	120	2,8
19	Вьюфілд, Канада, Саскачеван	49°35'N	103°04'W	245 (200)	3,2
20	Вабар (Ель-Хадіда), Саудівська Аравія	21°30'N	50°28'E	0,01	0,116
21	Варгеао-Дом, Бразилія	26°50'S	52°07'W	70	12
22	Вест-Хок, Канада, Манітоба	49°46'N	95°11'W	100 (351)	3,15
23	Віверс, Австралія	22°58'S	125°22'E	0,004 (1)	0,08
24	Віста-Алегре, Бразилія	25°57'S	52°41'W	65	9,5
25	Вредефорт, ПАР	27°00'S	27°30'E	2023 (1970)	140
26	Вудлей, Австралія	26°03'S	114°40'E	364±8	40
27	Волф-Крик, Австралія	19°18'S	127°46'E	0,1–0,3	0,875
28	Вяпрайський, Литва	55°06'N	24°36'E	160	8
29	Гарднос, Норвегія	60°39'N	9°00'E	650 (500)	5
30	Гвені-Фада, Чад	17°25'N	21°45'E	345	14
31	Гласфорд, США, Іллінойс	40°36'N	89°47'W	430	4
32	Гліксон, Австралія	23°35'S	121°20'E	508 (1600)	19
33	Гловер-Блаф, США, Вісконсін	43°58'N	89°32'W	500	3
34	Гоідер, Австралія, Півн. Тер.	13°29'S	135°02'E	1325 (>136)	12 (3)
35	Госсес-Блаф, Австралія, Півн. Тер.	23°50'S	132°19'E	142,5 (133)	22
36	Гоу-Лейк, Канада, Саскачеван	56°27'N	104°29'W	250 (150)	4
37	Гоут-Педдок (Ренехан), Австралія	18°20'S	126°40'E	50	5,1
38	Гренбі, Швеція	58°25'N	15°56'E	470	3
39	Гусевська, Донбас	48°21'N	40°14'E	65 (49±0,2)	3,5
40	Далгаранга, Австралія	27°45'S	117°5'E	0,27 (0,025)	0,024
41	Декейтервілл, США, Місурі	37°54'N	92°43'W	500 (300)	6
42	Деллен, Швеція	61°55'N	16°39'E	89 (110)	19
43	Дес-Плейнс, США, Іллінойс	42°03'N	87°52'W	300 (280)	8

## Додаток

<i>Продовження додатка</i>					
1	2	3	4	5	6
44	Джепта Ноб, США, Кентуккі	38°11'N	85°07'W	88 (416–488)	2,2
45	Діп Бей, Канада, Саскачеван	56°24'N	102°59'W	99±4 (100)	13
46	Добеле, Латвія	56°35'N	23°15'E	290±35	4,5
47	Еймс, США, Оклохома	36°15'N	98°10'W	470±30	16
48	Елбоу, Канада, Саскачеван	50°58'N	106°45'W	70–80 (395)	8
49	Ельгигитгин, РФ, Чукотка	67°30'N	172°05'E	3,58±0,04	18
50	Жаманшин, Казахстан, Приаралля	48°24'N	60°58'E	0,9	13,5
51	Західна, Україна	49°44'N	29°00'E	169 (115)	4
52	Зеленогайська, Україна	48°42'N	32°54'E	80 (120±20)	2,5
53	Ігл Бат, Канада, Альберта	49°42'N	110°35'W	65	19
54	Іллінецький, Україна	49°06'N	29°12'E	378±5	4,5
55	Ілуметса, Естонія	57°58'N	25°25'E	0,0059–0,0067	0,08
56	Іль-Руло (Містасіні), Канада, Квебек	50°41'N	73°53'W	300	4
57	Ісо-Нааккіма, Фінляндія	62°11'N	27°09'E	1200 (600)	3
58	Каалі (Саарема), Естонія, Саарема	58°24'N	22°40'E	0,004±0,001	0,11
59	Калвін, США, Мічиган	41°50'N	85°56'W	450±10	8,5
60	Калкоп, ПАР	32°43'S	24°34'E	1,8 (0,25)	0,64
61	Калузський (Камельгінський), РФ, Калуга	54°30'N	36°15'E	380±10	15
62	Каменська, РФ	48°20'N	40°15'E	65 (49±0,2)	25
63	Кампо-дель-Сіело, Аргентина	27°38'S	61°42'W	0,004	0,115
64	Каракуль, Таджикистан, Памір	39°01'N	73°27'E	25 (5)	52
65	Каранкас, Перу	16°36'S	69°30'W	15,09,2007	0,014
66	Кярдла (Ййдне), Естонія, о-в Хіума	58°59'N	22°40'E	510 (455)	4
67	Карлінський, РФ, Татарія	54°54'N	48°00'E	10 (5±1)	12
68	Каррикоселкья, Фінляндія	62°13'N	25°15'E	<1,88	1,5
69	Карсвелл (Корсуелл), Канада, Саскачеван	58°27'N	109°30'W	115(485)	39
70	Карська (Кара), РФ, Полярний Урал	69°05'N	64°18'E	70 (73; 57)	65
71	Кгагоди, Ботсвана	22°29'S	27°35'E	180 (2000)	3,5
72	Келлі Уест, Австралія, Півн. Тер.	19°56'S	133°57'E	1640 (550)	10
73	Кентленд (Кетланд), США, Індіана	40°45'N	87°24'W	300 (97)	13
74	Кеурусселкья (Мантта), Фінляндія	62°08'N	24°36'E	1800	30
75	Клауд Крик, США, Вайомінг	43°05'N	106°45'W	190±30	7
76	Кліуотер Східний, Канада, Квебек	56°05'N	74°07'W	290±20	26
77	Кліуотер Західний, Канада, Квебек	56°13'N	74°30'W	290±20	32
78	Коннолі Бесін, Австралія	23°32'S	124°45'E	60	9
79	Крауфорд, Австралія	34°43'S	139°02'E	35	8,5
80	Крукед Крик, США, Місурі	37°50'N	91°23'W	320±80	7
81	Ксуань, КНР	40°22'N	123°27'E	< 50 тис. р.	1,8
82	Курська, РФ, Курськ	51°40'N	36°00'E	250±80	5,5
83	Кутюр (Лак-Кутюр), Канада, Квебек	60°08'N	75°20'W	430(300)	8
84	Ла-Муанері, Канада, Квебек	57°26'N	66°37'W	385 (400)	8
85	Лашпярві, Фінляндія	63°09'N	23°42'E	77±4 (1800)	17
86	Ліверпуль, Австралія, Півн. Тер.	12°24'S	134°3'E	150±70	1,6
87	Логанчинська (Логанча), РФ, Евенкія	65°30'N	95°48'E	25 (50)	20
88	Логойська, Білорусь	54°12'N	27°48'E	29,71 (40)	17
89	Локне, Швеція	63°00'N	14°48'E	455 (540)	7,5
90	Лонар, Індія, шт. Махараштра	19°59'N	76°31'E	0,052±0,006	1,83

<i>Продовження додатка</i>					
1	2	3	4	5	6
91	Лонхілл, Австралія, Квінсленд	18°40'S	138°39'E	515	18
92	Люмпарн, Фінляндія	60°12'N	20°06'E	1000 (1200)	9
93	Манікуаган, Канада, Квебек	51°23'N	68°42'W	210 (214)	80
94	Маркез, США, Техас	31°17'N	96°18'W	58,3 (58±2)	22
95	Мат Уілсон, Австралія, Півн. Тер.	15°30'S	131°11'E	1600–1400	7,5
96	Менсон, США, Айова	42°35'N	94°31'W	74,1 (61)	35
97	Мепл Крик, Канада, Саскачеван	49°45'N	109°04'W	75	6
98	Маунт Тоондіна, Австралія	27°57'S	135°22'E	110 (120)	4
99	Мішіногорська (Гдовська), РФ, Псков	58°40'N	28°00'E	360 (300)	4
100	Мідлсборо, США, Кентуккі	36°37'N	83°44'W	300	6
101	Мізарай, Литва	54°00'N	23°54'E	395 (500)	5
102	Міен, Швеція	56°25'N	14°52'E	121±2,3	9
103	Містастін, Канада, Лабрадор	55°53'N	63°18'W	36,4 (38)	28
104	Монтаньяс, Канада, Нова Шотландія	42°53'N	64°13'W	49,9 (50,5)	45
105	Монтуракі, Чилі	23°56'S	68°17'W	0,1 (1)	0,46
106	Мораско, Польща	52°29'N	16°54'E	0,01	0,1
107	Мороквенг, ПАР	26°28'S	23°32'E	145,5±0,75	70
108	Мьолнір, Норвегія	73°48'N	29°40'E	142 (125)	39
109	Ньюгруд, Естонія	59°20'N	23°40'E	470	8
110	Ніколсон, Канада, Півн.-Зах. Тер.	62°40'N	102°41'W	400 (300)	12,5
111	Нью-Квебек (Чабб), Канада, Квебек	61°17'N	73°40'W	1,4±0,1 (5)	3,44
112	Ньюпорт, США, Півн. Дакота	48°58'N	101°58'W	500	3,2
113	Оазис, Лівія	24°35'N	24°24'E	120	11,5
114	Оболонська, Україна	49°30'N	32°55'E	169 (215)	15
115	Одеса, США, Техас	31°45'N	102°29'W	0,0635	0,168
116	Паасселкья, Фінляндія	62°02'N	29°05'E	1800	10
117	Пайлот-Лейк, Канада, Півн.-Зах. Тер.	60°17'N	111°01'W	445±2 (300)	5,8
118	Пікканніні, Австралія	17°32'S	128°25'E	360	7
119	Попігайська, РФ, Красноярський край	71°30'N	111°00'E	35,7 (38,9)	100
120	Поплар Бей, Канада	50°23'N	95°47'W	100	3
121	Пресквілл, Канада, Квебек	49°43'N	78°48'W	500	24
122	Пучеж-Катунська, РФ, Поволжя	57°06'N	43°35'E	183 (220)	40 (80)
123	Рагозинська, РФ, Урал	58°18'N	62°00'E	46±3 (55±5)	9
124	Ред Уінг, США, Півн. Дакота	47°36'N	103°33'W	200±25	9
125	Ріс (Нордлінгер Ріс), Німеччина	48°53'N	10°37'E	14,34 (15,1)	24
126	Ріачо Ринг, Бразилія	07°43'S	46°39'W	200	4,5
127	Рок-Елм, США, Вісконсін	44°43'N	92°14'W	505 (330)	6,5
128	Ротер Камм, Намібія	27°46'S	16°18'E	3,7±0,3 (5)	2,5
129	Ротмистрівська, Україна	49°00'N	32°00'E	140 (120)	2,7
130	Рошешуар, Франція	45°50'N	0°56'E	160 (214)	23
131	Сааксъярві, Фінляндія	61°24'N	22°24'E	602 (560)	5
132	Сааріяярві, Фінляндія	65°17'N	28°23'E	600	1,5
133	Садбери, Канада	46°36'N	81°11'W	1850(1956)	130
134	Седерфьярден, Фінляндія	63°0'N	21°35'E	600 (550)	5,5
135	Сент Мартин, Канада, Манітоба	51°47'N	98°32'W	220 (225)	24
136	Серпент Маунд, США, Огайо	39°02'N	83°24'W	320	6,4
137	Сільян, Швеція	61°02'N	14°52'E	377 (361)	52
138	Сіхоте-Алінська, РФ, Приморський край	46°07'N	134°40'E	1947,2,12	0,027



## Додаток

<i>Продовження додатка</i>					
1	2	3	4	5	6
139	Слейт Айлендс (Слей), Канада, Онтаріо	48°40'N	87°00'W	350 (450)	30
140	Соболевська, РФ, Приморський край	46°18'N	138°52'E	<0,001	0,053
141	Спайдер, Австралія	16°44'S	126°5'E	541 (570)	13
142	Стерлітамак, РФ	53°40'N	55°59'E	17,05,1990	0,009
143	Стин-Ривер, Канада, Альберта	59°31'N	117°37'W	95±7	25
144	Стренгуейс, Австралія, Півн. Тер.	15°12'S	133°35'E	646 (472)	24
145	Сувавесі, Фінляндія	62°42'N	28°00'E	240 (1000)	4
146	Сьєрра да Кангала, Бразилія	08°05'S	46°52'W	300	12
147	Сьєрра Мадера (Афевель), США, Техас	30°36'N	102°55'W	100	13
148	Табун-Хара-Обо, Монголія	44°06'N	109°36'E	150 (30)	1,35
149	Талемцане, Алжир	33°19'N	4°02'E	3	1,75
150	Тварен, Швеція,	58°46'N	17°25'E	470 (455)	2
151	Тенумер, Мавританія	22°55'N	10°24'W	2,5±0,5	1,9
152	Терновська, Україна	48°01'N	33°05'E	330 (280)	12
153	Тін Бідер, Алжир	27°36'N	5°07'E	70	6
154	Тукунука, Австралія, Квінсленд	27°00'S	143°00'E	128±5	55
155	Уайткаурт, Канада, Альберта	54°00'N	115°36'W	0,04	0,036
156	Уанаптей, Канада, Онтаріо	46°45'N	80°45'W	37,2±1,2	7,5
157	Уаркзис, Алжир	29°00'N	7°33'W	70	3,5
158	Уеллс Крик, США, Теннессі	36°23'N	87°40'W	12	200±100
159	Уетампка, США, Алабама	32°32'N	86°14'W	81±1,5	6,5
160	Флінн Крик, США, Теннессі	36°17'N	85°40'W	360±20	3,8
161	Фоелче, Австралія, Півн. Тер.	16°40'S	136°47'E	545	6
162	Хевіленд (Бренхейм), США, Канзас	37°35'N	99°10'W	0,001	0,015
163	Хенбері, Австралія, Півн. Тер.	24°35'S	133°09'E	0,0042	0,157
164	Хігбурі (Хайбері), Зімбабве	17°06'S	30°09'E	1034±13	20
165	Хотон, Канада, Півн.-Зах. Тер.	75°22'N	89°41'W	21,5 (39)	23
166	Холлефорд, Канада, Онтаріо	44°28'N	76°38'W	550±100	2,35
167	Цуаінг (Швайнг), ПАР	25°25'S	28°05'E	220±0,052	1,13
168	Чайлі, Казахстан	49°10'N	57°51'E	46±7	5,5
169	Чесапик Бей, США, Вірджінія	37°15'N	76°05'W	3,3±0,2 (3,5)	85
170	Чиксулуб, Юкатан	21°20'N	89°30'W	65,2±4	170
171	Чукчинська, РФ, Таймир	75°42'N	97°48'E	70	6
172	Шарлевуа (Ла-Мальбе), Канада, Квебек	47°32'N	70°18'W	357±15	54
173	Штейнхейм, Німеччина	48°41'N	10°04'E	14,8±0,7	3,8
174	Шунак (Аршалі), Казахстан, Прибалхашся	47°12'N	72°42'E	12 (45±10)	3,1
175	Шумейкер, Австралія	25°52'S	120°53'E	1630±5	31
176	Яніс'ярві, РФ, Карелія	61°58'N	30°55'E	698±22	14

## ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

**Безродний Дмитро Анатолійович** – доцент кафедри геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка, кандидат геологічних наук, доцент

**Вижва Сергій Андрійович** – проректор з наукової роботи, завідувач кафедри геофізики Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

**Гуров Євген Петрович** – старший науковий співробітник Інституту геологічних наук НАН України, доктор геолого-мінералогічних наук

**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

**Коваль Анатолій Миколайович** – завідувач відділення супервізії та інформаційного супроводу геологорозвідувальних робіт ДП «Наука-Нафтогаз», кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник

**Кожушок Олег Денисович** – директор департаменту іноваційних технологій використання природних ресурсів ПрАО «Донецьксталь», кандидат технічних наук

**Михайлов Володимир Альбертович** – декан геологічного факультету, завідувач кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор

**Наумко Ігор Михайлович** – завідувач відділу геохімії глибинних флюїдів Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, доктор геологічних наук

**Радченко Володимир Васильович** – директор ГП «Інститут «УкрНДПроект», кандидат технічних наук

**Турчин Віктор Андрійович** – в.о. директора дирекції іноваційних проєктів по метановугільним програмам ПрАО «Донецьксталь»

**Халимендіков Євген Миколайович** – головний інженер ПАО ШУ «Покровське», кандидат технічних наук

**Чепіль Петро Михайлович** – заведувач відділом НАК «Нафтогаз України», кандидат геолого-мінералогічних наук

**Шевелев Леонід Володимирович** – директор дирекції бурових технологій та організації спорудження свердловин ПрАО «Донецьксталь»

**Шнюков Євген Федорович** – директор відділення морської геології та осадового рудоутворення НАН України, академік НАН України, доктор геолого-мінералогічних наук

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

## НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Монографія

У восьми книгах

Книга VII

### МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ, ГАЗОГІДРАТИ, ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ І НАКЛАДЕНІ ЗАПАДИНИ УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА

МИХАЙЛОВ Володимир Альбертович

ЗЕЙКАН Олександр Юрійович

КОВАЛЬ Анатолій Миколайович

ЗАГНІТКО Василь Миколайович

ГУРОВ Євген Петрович

ВИЖВА Сергій Андрійович

ШНЮКОВ Євген Федорович

НАУМКО Ігор Михайлович

ЧЕПІЛЬ Петро Михайлович

КОЖУШОК Олег Денисович

РАДЧЕНКО Володимир Васильович

БЕЗРОДНИЙ Дмитро Анатолійович

Коректори *О.В.Попова, О.С.Петренко*

Оригінал-макет *О.В.Гашенко*

Підписано до друку 12.12.2013. Формат 70x100/16. Папір крейдований.

Друк офсетний. Умовн. друк. арк. 29,67.

Тираж 500 пр. Зам. № 137.

ТОВ НВП «Ніка-Центр». 01135, Київ-135, а/с 192;

т./ф. (044) 39-011-39; e-mail: psyhea@i.com.ua; www.nika-centre.kiev.ua

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів  
видавничої справи ДК №1399 від 18.06.2003

Віддруковано у ТОВ «Друкарня «Рута».

м. Кам'янець-Подільський, вул. Князів Коріатовичів, 11

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру суб'єктів  
видавничої справи ДК №4060 від 29.04.2011