

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова праця
На правах рукопису

Чепіль Володимир Петрович

УДК 550.8:553.98(477)

ДИСЕРТАЦІЯ

**ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ТА ОСВОЄННЯ
НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНИХ ДЖЕРЕЛ ВОЛИНО-ПОДІЛЛЯ**

Спеціальність 04.00.17 – геологія нафти і газу

103 – Науки про Землю

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень

Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело

_____ В.П. Чепіль

Науковий керівник: доктор геологічних наук, старший науковий
співробітник Багрій Ігор Дмитрович

Київ-2019

АНОТАЦІЯ

Чепіль В.П. Геологічні умови формування та освоєння нетрадиційних вуглеводневих джерел Волино-Поділля. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеню кандидата геологічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.17 – «Геологія нафти і газу» (103 – Науки про Землю). – Інститут геологічних наук Національної академії наук України. Київ. 2019.

Робота присвячена вивченню перспектив промислової нафтогазоносності нетрадиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля. Найважливішими результатами проведених досліджень в теоретичному та науково-практичному аспектах є встановлення чітких уявлень про природу нетрадиційних вуглеводневих джерел, особливостей генерації, міграції та накопичення в осадових товщах Волино-Поділля, де раніше такі цілеспрямовані роботи не проводились. Вивчені особливості геологічної будови силурійських та кембрійських відкладів території досліджень, умови їх формування, геологічні, геохімічні, та інші кількісні чинники прогнозування перспектив промислової газоносності силурійських сланцевих товщ та кембрійських ущільнених пісковиків. Науково обґрунтовані сприятливі геолого-промислові передумови для формування покладів вуглеводнів у відкладах силурійських сланців та кембрійських ущільнених пісковиків.

На основі системного аналізу відомих родовищ сланцевого газу різних нафтогазоносних басейнів світу визначені кількісні значення основних чинників формування та прогнозування промислової газоносності силурійських сланців Волино-Поділля:

- площа басейну – більше 10 тис. км²;
- глибини залягання продуктивних товщ – не більше 3-4 тис. м;
- товщини сланцевих відкладів – більше 15 м;
- вміст ОР – більше 1-3 %;

- ступінь метаморфізму ($\%R_o$) – 1,5-2,0 %;
- термічна зрілість збагачених ОР – МК₂-АК₂;
- пористість – більше 4%, проникність – більше 0,1 мД;
- умови осадконакопичення – в основному морські низькоенергетичні обстановки;
- вік перспективних товщ – в основному палеозой;
- наявність системи тріщинуватості;
- високий вміст кремнезему.

Встановлені кількісні чинники прогнозування вуглеводнів та співставлення їх з відомими родовищами Північної Америки свідчать про високі перспективи газоносності чорносланцевих товщ палеозою Волино-Поділля. Серед них найбільші перспективи пов'язуються з чорносланцевими відкладами верхнього силуру. Вони є першочерговим об'єктом для подальших досліджень, де газ генерувався в потужних товщах. Це дозволило вперше однозначно розглядати чорносланцеву товщу силуру як єдине потенційне родовище газу. Зона розвитку охоплює територію протяжністю у 320 км з північного заходу на південний схід і площею близько 16 тис.км². Вона підтверджена більше як 30 свердловинами і приурочена до центральної частини Львівського палеозойського прогину та північно-східної частини Передкарпатського прогину.

Оцінка прогнозних ресурсів газу чорносланцевих відкладів Волино-Поділля виконана за методикою геологічної служби США для слабовивчених територій і складає 12 трлн. м³, а видобувні – близько 1,8 трлн. м³.

За кількісними значеннями основних чинників прогнозу газоносності як першочергові виділено Рава-Русько-Крехівську та Східно-Ліщинську високоперспективні ділянки на газ у силурійській сланцевій товщі в межах Львівсько-Коломийської структурно-фаціальній зони з прогнозними видобувними ресурсами газу 146 млрд. м³ та 98 млрд. м³.

Для оконтурювання перспективних сланцевих формацій запропоновано спеціальний комплекс регіональної глибинної сейсмічної зйомки 2Д з методами електророзвідки, визваної поляризації по профілях мережі сейсмопрофілів протяжністю 1,5 тис. погонних км, гравімагнітної та геохімічної зйомок.

Кембрійські ущільнені пісковики можуть розглядатися як самостійний, так і супутній напрямок робіт при освоєнні традиційних джерел вуглеводнів та вуглеводневих ресурсів силурійських сланців, оскільки площі поширення останніх в структурних планах, в основному, перекриваються.

У розрізі кембрію виділяється декілька горизонтів пісковиків. Пласти-колектори екрануються пачками глинистих порід у середині кембрійської товщі, а в її покрівлі стратиграфічно зрізані пласти – глинистими відкладами силуру. Виділяються фаціальні зони північно-західного простягання:

- із задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями (середні пористість $> 10 \%$, проникність > 5 мД).
- із незадовільними фільтраційно-ємнісними властивостями (середні пористість $< 5-6 \%$, проникність – $0,5$ мД).
- з критичними значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей (середні пористість $< 7-9 \%$, проникність – $2-5$ мД).

Перспективи газоносності кембрійських ущільнених пісковиків пов'язуються із зоною розповсюдження порід з незадовільними фільтраційно-ємнісними властивостями. Ця зона приурочена до гідрохімічної зони застійного водообміну. В роботі визначені основні кількісні значення чинників прогнозування скупчень газу в ущільнених породах, а саме:

- їх площа має регіональне поширення – більше 6000 км^2 і не пов'язується з традиційними структурними чи іншими локальними пастками. В її межах також можуть знаходитися зони з покращеними колекторами і окремі локальні традиційні пастки вуглеводнів;

- катагенетична перетвореність ОР та ущільнених пісковиків знаходиться на стадії МК₄-АК₁ і є дуже характерною для формування вуглеводнів;

- максимальні глибини залягання перспективних ущільнених колекторів не перевищують 4000 м і є економічно та технологічно прийнятними для використання сучасних технологій;

- товщини піщано-алевритових відкладів у виділеній зоні від 50 м і більше, що є важливим чинником для акумулювання значних ресурсів газу;

- наявність зони маловодності, яка є сприятливим чинником для перспектив газоносності в ущільнених пісковиках.

На підставі визначених кількісних значень чинників прогнозування скупчень газу в ущільнених пісковиках доведено, що найбільш перспективним стратиграфічним комплексом для пошуку газу на Волино-Поділлі є відклади кембрію. Перспективи їх промислової газоносності пов'язуються із зоною розвитку порід з незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями на площі більше 6000 км². Прогнозні видобувні ресурси газу зони оцінені у 340 млрд. м³.

В межах перспективної зони газоносності ущільнених кембрійських пісковиків виділена першочергова Князівсько-Перемишлянська ділянка площею у 1250 км². Її прогнозні видобувні ресурси газу становлять приблизно 200 млрд. м³., а її високі перспективи підтверджуються також інтенсивними газопроявами при бурінні кембрійських ущільнених колекторів у свердловинах.

Нетрадиційні джерела є важковидобувними та високозатратними. Однак, значні ресурси вуглеводнів і швидко прогресуючі технології освоєння роблять їх досить привабливими та рентабельними.

Оскільки всі названі нетрадиційні джерела характеризуються близькими гірничо-геологічними умовами залягання і потребують сучасних і практично однакових технологій розкриття та видобування, то переваги першочерговості їх освоєння зв'язані у першу чергу з величиною прогнозних

видобувних ресурсів. Виходячи з цього, більш пріоритетними для освоєння є чорносланцеві відклади силуру.

Практичне значення одержаних результатів полягає в визначенні Волино-Поділля як однієї із перспективних територій України на нетрадиційні джерела вуглеводнів;

обґрунтуванні перспективи газоносності нових стратиграфічних комплексів - силурійських сланцевих та кембрійських ущільнених відкладів, кількісній оцінці їх прогнозних ресурсів газу та значному нарощуванню сировинної бази видобутку вуглеводнів України;

виділенні перспективних зон та першочергових ділянок для проведення геологорозвідувальних робіт.

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних рекомендацій сприятимуть ефективному вирішенню проблеми комплексного освоєння всіх типів вуглеводневих джерел Волино-Поділля, що стане суттєвим внеском у нарощування видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

Ключові слова: Волино-Поділля, чорносланцеві відклади, ущільнені пісковики, сланцевий газ, ресурси газу.

ABSTRACT

Chepil V.P. Geological conditions of formation and exploration of unconventional hydrocarbon sources of Volyn-Podillya. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

Dissertation for obtaining the degree of a candidate of geological sciences (Ph. D.) in the specialty 04.00.17 – "Oil and gas geology" (103 – Earth Sciences). – Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine. Kyiv. 2019.

The work is devoted to the study of the prospects of industrial oil and gas bearing non-traditional sources of hydrocarbons of Volyn-Podillya. The most important results of the research carried out in the theoretical and scientific-practical aspects are the establishment of clear representations about the nature of non-traditional hydrocarbon sources, the peculiarities of generation, migration and accumulation in the sedimentary strata of Volyn-Podillya, where previously no such purposeful work was carried out. The peculiarities of the geological structure of the Silurian and Cambrian strata of the study area, the conditions of their formation, geological, geochemical, and other quantitative factors for predicting the prospects of industrial gas bearing of Silurian shales and Cambrian compacted sandstones were studied. The favorable geological and industrial preconditions for the formation of hydrocarbons of Silurian shales and Cambrian compacted sandstone deposits were scientifically substantiated.

Based on systematic analysis of known shale gas deposits of different oil and gas basins of the world, quantitative values of the main factors of formation and prediction of industrial gas content of Silurian shales of Volyn-Podillya are determined:

- basin area – more than 10 thousand km²;
- depth of productive thicknesses – not more than 3-4 thousand m;
- thickness of shale deposits – more than 15 m;
- organic matter bearing – more than 1-3%;

- the stage of metamorphism ($\% R_o$) – 1.5-2.0%;
- thermal maturity of enriched organic matter – MK_2 - AK_2 ;
- porosity – more than 4%, permeability – more than 0,1 mD;
- sedimentation conditions are mainly low-energy and thalassic;
- age of perspective thicknesses – mainly Paleozoic;
- the presence of a fracture system;
- high silica bearing.

The established quantitative factors for the prediction of hydrocarbons and their comparison with the well-known deposits of North America testify to the high prospects of gas bearing of the black-shale Paleozoic strata of Volyn-Podillya. Among these, the greatest prospects are associated with the black-shale deposits of the Upper Silurian. They are a top priority for further exploration where gas was generated at high levels. This made it possible for the first time to definitely consider the black-shale thickness of Silurian as the entire potential gas deposit.

The development zone covers an area of 320 km from northwest to southeast with an area of about 16 thousand km^2 . It is confirmed by more than 30 wells and belongs to the central part of the Lviv Paleozoic deflection and the north-eastern part of the Precarpathian deflection.

Estimation of the prognosis gas resources of the black-shale deposits of Volyn-Podillya was performed according to the methodology of the US Geological Survey for the poorly explored territories and amounts about 12 trillions m^3 and the recoverable resources about 1.8 trillions m^3 .

According to the quantitative values of the main factors of the gas-bearing prediction Rava-Rusko-Krekhivsk and East-Lischinsk were selected as the high-priority gas areas in the Silurian shale strata within the Lviv-Kolomyia structural and facial zone with recoverable resources about 146 billions m^3 and 98 billions m^3 .

For the contouring of prospective shale formations, a special complex of regional deep seismic surveying 2D with the methods of electric exploration, caused by polarization on profiles of a network of seismic profiles with a length of

1.5 thousand running kilometers, gravimagnetic and geochemical surveys, are proposed.

Cambrian sealed sandstones can be considered as an independent and an accompanying direction of work in the development of hydrocarbon resources of the Silurian shale due to their spreading area in structural plans mainly overlap.

There are several sandstone horizons stand out in the Cambrian section. The reservoir layers are shielded by clumps of clay rocks in the middle of the Cambrian strata, and in its roof stratigraphically cut layers shielded by Silurian clay sediments. Several facial areas are stand out:

- with satisfactory filtration-capacity properties (average porosity > 10%, permeability > 5 mD);
- with unsatisfactory filtration-capacity properties (average porosity < 5-6%, permeability – 0.5 mD);
- with critical values of filtration-capacity properties (average porosity < 7-9%, permeability 2-5 mD).

The prospects of gas bearing of the Cambrian compacted sandstones are related to the area of distribution of rocks with poor unsatisfactory filtration-capacity properties. This zone is confined to the hydrochemical zone of stagnant water exchange. The basic quantitative values of factors of prediction of gas bearing in compacted rocks are defined in the work:

- their area is regionally spreaded – more than 6000 km² and is not associated with traditional structural or other local traps. It may also include areas with improved reservoirs and certain local traditional hydrocarbon traps;
- catagenetic transformation of organic matter and compacted sandstones is at the stage MK₄-AK₁ and is very characteristic for a formation of hydrocarbons;
- maximum depths of perspective compacted collectors do not exceed 4000 m and are economically and technologically acceptable for the use of modern technologies;
- the thicknesses of sand-silt deposits in the selected area are 50 m or more which is an important factor for the accumulation of significant gas resources;

- the presence of a low water area which is a favorable factor for the prospects of gas bearing in compacted sandstones.

Based on the determined quantitative values of the factors of prediction of gas accumulations in compacted sandstones it is proved that the most promising stratigraphic complex for gas search in Volyn-Podillya is Cambrian deposits. The prospects of their industrial gas-bearing capacity are related to the zone of development of rocks with unsatisfactory filtration-capacity properties over an area of more than 6000 km². The prognosis recoverable gas resources of the area are estimated around 340 billions m³.

There is a selected high-priority zone of 1250 km² within the perspective area of the gas-bearing compacted Cambrian sandstones. Its prognosis recoverable gas resources is approximately 200 billions m³, and its high prospects are also confirmed by the intense gas seeps during drilling wells of Cambrian sealed collectors.

Non-traditional sources are difficult to extract and they are high-cost. However the significant resources of hydrocarbons and the rapidly evolving technologies make them quite attractive and cost-effective.

So far as all these unconventional sources are characterized by similar mining and geological conditions of the occurrence and require modern and practically identical technologies of discovery and extraction then the benefits of prioritizing their development are first and foremost related to the quantity of the prognosis recoverable resources. On this basis, black shale deposits of the Silurian are more priority for development.

The practical significance of the results is to determine Volyn-Podillya as one of the prospective areas of Ukraine for non-traditional sources of hydrocarbons;

gas-bearing of a new stratigraphic complexes – the Silurian shale and Cambrian compacted deposits are justified, quantitative assessment of their prognosis gas resources and a significant increase in the raw material base of hydrocarbon production in Ukraine;

selected of perspective zones and prime areas for a geological exploration works.

The results of the dissertation research and implementation of the practical recommendations will contribute to the effective solution of the problem of complex development of all types of hydrocarbon sources of Volyn-Podillya, which will be a significant contribution in increasing the production of hydrocarbon raw materials in Ukraine.

Keywords: Volyn-Podillya, black shale deposits, compacted sandstones, shale gas, gas resources.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Монографія:

1. Крупський Ю.З., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Михайлов В.А., **Чепіль В.П.** та ін. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. – Київ. Ніка-Центр, 2013. – 400 с.

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

2. **Чепіль В.П.** Основні чинники формування та критерії промислової газоносності сланцевих відкладів силуру Волино-Поділля. Науковий вісник ІФНТУНГ, м. Ів.-Франківськ, – № 2, 2014. – С. 29-34.
3. І. Куровець, Ю. Крупський, **В. Чепіль**. Перспективи газоносності та прогнозні ресурси сланцевого газу породних комплексів силуру Волино-Поділля (Україна). Геологія і геохімія горючих корисних копалин, – № 1-2 (166-167), 2015. – Львів. – С.7-15 (Особистий внесок – обґрунтовано високі перспективи промислової газоносності силурійських сланців, виконана оцінка їх ресурсів).
4. Багрій І.Д., **Чепіль В.П.**, Довбиш Н.С. Першочерговість освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля. Геологічний журнал, – № 4 (353), 2015. – С.99-104 (Особистий внесок – визначено силурійську сланцеву товщу як пріоритетну при освоєнні ресурсів газу нетрадиційних джерел вуглеводнів).
5. Багрій І.Д., **Чепіль В.П.**, Стародубець К.М. Проблеми екологічного моніторингу освоєння сланцевого газу на Волино-Поділлі. Геоінформатика, – № 3(55), 2015. – Київ. – С.41-44. (Особистий внесок – виділено екологічно небезпечні зони при виборі об'єктів освоєння ресурсів сланцевого газу).
6. **Чепіль В.П.** Особливості проведення геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ Волино-Поділля на регіональній стадії вивчення. Мінеральні ресурси України, – № 2, 2019. – С.21-24.
7. **Чепіль В.П.** Нерозвіданий резерв нарощування видобутку вуглеводнів на

Волино-Поділля. Нафтогазова галузь України, – № 2, 2019. – С.32-35.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

8. Куровець І.М., Куровець С.С., Крупський Ю.З., Редько Л.Р., **Чепіль В.П.** Проблеми підрахунку запасів неконвенційних вуглеводнів. Матер. міжн. наук. конф. «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи», 27-29.11.2013 р., – Київ. ТОВ «ЮніпексТрейд».2013. – С.157-158.(Особистий внесок – проаналізовано основні проблеми обґрунтування параметрів для оцінки запасів та ресурсів)
9. **Чепіль В.П.** Перспективи газонасності ущільнених пісковиків Волино-Поділля. Матер. міжн. наук.-техн. конф. «Перспективи нагромадження ресурсної бази нафтогазової енергетики», 25-27.05.2016 р. – м. Ів.- Франківськ. – С.123-126.
10. **Чепіль В.П.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів Волино-Поділля. Матер. міжн. геол. форуму «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво», 15-20.11.2016 р., – с. Коблеве. – С. 315-318.
11. **Чепіль В.П.** Перспективи пошуків покладів нетрадиційних джерел вуглеводнів на Волино-Поділля. Матер. міжн. геол. форуму «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво», 18-23 червня 2018 р., – м. Одеса. – С. 325-326.
12. **Чепіль В.П.** Першочерговий комплекс геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ Волино-Поділля на початковій стадії вивчення. Науковий вісник ІФНТУНГ, – м. Ів.-Франківськ, – № 2(39), 2015. – С.28-32.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	18
РОЗДІЛ 1. СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ ПРОГНОЗУВАННЯ	
ПРОМИСЛОВОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НЕТРАДИЦІЙНИХ	
ДЖЕРЕЛ.....	24
1.1. Геолого-промислова характеристика та загальні чинники	
прогнозування нетрадиційних вуглеводневих покладів.....	33
1.2. Структурно-тектонічні умови формування.....	39
1.3. Літолого-стратиграфічна характеристика.....	45
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	50
Список використаних джерел до розділу 1.....	51
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА	
ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ОКРАЇНИ СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКОЇ	
ПЛАТФОРМИ.....	55
2.1. Умови формування кембрійських та силурійських відкладів.....	55
2.2. Нафтогазоносність.....	84
2.3. Чинники прогнозування газоносності кембрійських ущільнених	
пісковиків.....	91
2.4. Чинники прогнозування газоносності силурійських сланцевих	
товщ.....	107
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	131
Список використаних джерел до розділу 2.....	132
РОЗДІЛ 3. ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ	
НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ.....	138
3.1. Прогнозні перспективи газоносності силурійських товщ.....	138
3.2. Перспективи газоносності кембрійських ущільнених	
пісковиків.....	166
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	168
Список використаних джерел до розділу 3.....	169

РОЗДІЛ 4. ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА	
ОЦІНКА ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ.....	173
4.1. Вуглеводневі ресурси силурійських товщ та кембрійських	
ущільнених пісковиків.....	173
4.2. Геолого-екологічні умови освоєння вуглеводневого потенціалу..	178
4.3. Перспективні геолого-промислові зони та ділянки.....	184
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4.....	189
Список використаних джерел до розділу 4.....	190
РОЗДІЛ 5. СПЕЦІАЛЬНИЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-	
РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНЕВІ	
ДЖЕРЕЛА.....	192
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5.....	199
Список використаних джерел до розділу 5.....	200
ВИСНОВКИ.....	201
ДОДАТКИ.....	204
ДОДАТОК А Список публікацій здобувача.....	205

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АК – апокатагенез
- ВВ – вуглеводні
- ВЕЗ – вертикальне електричне зондування
- ВЕРЗ – вертикальне електрорезонансне зондування
- ВП – визвана поляризація
- ВПТ – випробувач пластів на трубах
- ГГК – гама-гама каротаж
- ГДС – геофізичні дослідження свердловини
- ГЗГ – головна зона газоутворення
- ГЗН – головна зона нафтоутворення
- ГК – газовий каротаж
- ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина
- ДЕЗ – дистанційне електричне зондування
- ЕГП – екзогенні геологічні процеси
- ЛВВБ – Львівсько-Волинський вугільний басейн
- ЛПП – Львівський палеозойський прогин
- МК – метакатагенез
- МТЗ – метод телуричного зондування
- НГР – нафтогазоносний район, регіон
- ОР – органічна речовина
- ПК – протокатагенез
- ПСГ – природний сланцевий газ
- РОР – розсіяна органічна речовина
- СГ – сланцевий газ
- СЄП – Східно-Європейська платформа
- СКІП – становлення короткоімпульсного електромагнітного поля
- СФЗ – структурно-формаційна зона
- ТТЗ – зона Тейсейра-Торнквіста

УЩ – Український щит

ХБ – хлороформний бітум

$C_{\text{орг.}}$ – органічний вуглець

R_o – коефіцієнт відбиття вітриніту

ТОС – total organic carbon (вміст органічної речовини)

ВСТУП

Актуальність теми. Стан енергетичного сектору України та проблема забезпечення її енергетичної безпеки потребують невідкладного нарощування ресурсів та запасів вуглеводнів з метою збільшення їх власного видобутку.

Суттєве нарощування в останні роки обсягів видобутку газу та нафти із нетрадиційних джерел в США, Канаді, інтенсифікацій досліджень їх проблеми в багатьох країнах світу, що вже вплинуло на перерозподіл джерел постачання газу, зміни пріоритетів визначає актуальність роботи. А значне падіння видобутку вуглеводнів в Україні спонукає до вивчення нових перспективних територій зі значними ресурсами, в тому числі і на нетрадиційні джерела вуглеводнів, геологічне вивчення яких знаходиться на початковій стадії. Це також відноситься і до Західного регіону, зокрема, Волино-Подільського схилу Східно-Європейської платформи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дослідження за темою роботи розпочаті під час навчання у магістратурі КНУ ім. Тараса Шевченка, де автор приймав участь у виконанні геолого-тематичних робіт. Дисертаційна робота виконана за час навчання в аспірантурі ІГН НАН України. Вона відповідає викликам "Енергетичної стратегії України на період до 2030 р.", яка передбачає нарощування пошуків, розвідки і прискореної розробки нових родовищ, у тому числі і нетрадиційних джерел вуглеводнів. Робота безпосередньо пов'язана з науковими планами інституту, зокрема, з темою "Розробка удосконаленої методики пошуку об'єктів, перспективних на видобуток вуглеводнів над шахтними полями та ділянок підвищеної дегазації шахтних полів на прикладі Лисичанського геолого-промислового району та Львівсько-Волинського вугільного басейну" (держреєстрація № 0113 U2602, 2013-2015 рр.) та "Обґрунтування вибору перспективних об'єктів на видобуток вуглеводнів у межах

Львівсько-Волинського вугільного басейну" (держреєстрація № 0116 U005200, 2016-2020 рр.). Робота також пов'язана з тематичними планами НАК "Нафтогаз України", зокрема, з геолого-тематичною роботою «Перспективи пошуків неконвенційних покладів вуглеводнів на прикордонних з Польщею територіях України та проблеми охорони навколишнього середовища» (держреєстрація № У-12-122/24; 2012-2013 рр.), виконаною за участю автора.

Мета і завдання дослідження. Метою є узагальнення, аналіз та вивчення геологічної будови палеозойських (силурійських чорносланцевих та кембрійських ущільнених) товщ, кількісної оцінки основних чинників формування та прогнозу можливих покладів вуглеводнів.

Досягненню поставленої мети сприяло вирішення наступних завдань:

- системний аналіз світового досвіду промислової газоносності нетрадиційних джерел;
- вивчення умов формування та особливостей геологічної будови палеозойських відкладів;
- вивчення літолого-фаціальних характеристик силурійських та кембрійських відкладів;
- визначення кількісних величин основних чинників прогнозу покладів вуглеводнів палеозойських відкладів та порівняння їх з родовищами США та Канади;
- оцінка прогнозних ресурсів вуглеводнів нетрадиційних джерел;
- визначення геолого-екологічних умов освоєння вуглеводнів;
- обґрунтування перспективних зон та першочергових ділянок;
- обґрунтування спеціального комплексу геологорозвідувальних робіт на сланцеві вуглеводні на початковій стадії вивчення.

Об'єкт дослідження – палеозойські (силурійські сланцеві та кембрійські ущільнені) відклади Волино-Поділля.

Предмет дослідження – наявна геолого-геофізична інформація, дані проявів нафтогазоносності, термобаричні умови, лабораторні аналізи зразків кернавого матеріалу та органічної речовини палеозойських відкладів території досліджень.

Методи досліджень. При розв’язанні поставлених задач використовувалися різноманітні геологічні, геофізичні, геохімічні, аналітичні методи серед яких:

- аналітичний з вивчення досвіду освоєння ресурсів нетрадиційних вуглеводнів, у першу чергу газу у сланцях та ущільнених породах, на діючих об’єктах нафтогазоносних басейнів США та Канади;
- структурно-тектонічний, порівняльно-геологічний аналіз;
- лабораторні петрофізичні, геохімічні, спектральні аналізи взірців кернавого матеріалу та органічної речовини;
- системний аналіз геологічних, петрофізичних, геохімічних, термобаричних, літолого-петрографічних властивостей досліджуваних порід та комплексів;
- узагальнення геолого-геофізичних матеріалів для уточнення геологічної будови території;
- геологічної аналогії для виявлення закономірностей, інтегрування отриманих результатів та прогнозування перспективних об’єктів.

Наукова новизна одержаних результатів.

- Встановлені сприятливі геологічні передумови для формування покладів вуглеводнів у відкладах силурійських сланців та кембрійських ущільнених пісковиків.
- Вперше науково обґрунтовані кількісні значення основних чинників прогнозу газоносності силурійських сланцевих та кембрійських ущільнених відкладів.
- Вперше чорносланцева товща силуру обґрунтовується як єдине

потенційне родовище вуглеводнів площею біля 16 тис. км² з прогнозними видобувними ресурсами біля 1,8 трлн. м³.

- Зона розвитку кембрійських пісковиків з незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями обґрунтовується як перспективна на газ ущільнених колекторів.

- Визначено першочергові на нетрадиційні вуглеводні ділянки: Рава-Русько-Крехівську та Східно-Ліщинську в силурійських чорносланцевих і Перемишлянсько-Князівську у кембрійських відкладах.

- Для оконтурювання газоперспективних сланцевих формацій запропоновано принципову схему комплексування 2Д регіональної сейсмічної зйомки для великих глибин з різнотипними геоелектричними методами по сітці сейсмопрофілів, атмогеохімічної зйомки тощо.

Практичне значення одержаних результатів полягає в:

- узагальненні наявної та створенні нової аналітичної геолого-геофізичної, геохімічної, термобаричної та іншої інформації, яка характеризує сьогоdnішній стан вивченості чорносланцевих силурійських та ущільнених кембрійських товщ;

- визначенні Волино-Поділля як однієї із перспективних територій України на нетрадиційні вуглеводні;

- обґрунтуванні перспектив газоносності нових стратиграфічних комплексів - силурійських сланцевих та кембрійських ущільнених відкладів;

- кількісній оцінці прогнозних ресурсів сланцевого газу силурійських і кембрійських ущільнених відкладів та значному нарощуванні сировинної бази видобутку вуглеводнів України;

- виділенні перспективних зон та першочергових ділянок для проведення геологорозвідувальних робіт;

- визначенні геолого-екологічних умов освоєння ресурсів нетрадиційних вуглеводнів Волино-Поділля;

- обґрунтуванні спеціального комплексу геологорозвідувальних робіт

для оконтурювання перспективних сланцевих формацій.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та висновки розроблені і обґрунтовані здобувачем особисто на підставі системного вивчення відомих родовищ нетрадиційних джерел вуглеводнів, аналізу геологічної будови території досліджень, узагальнення, систематизації та лабораторних досліджень петрографічних, петрофізичних, геохімічних, мінералогічних, термобаричних, катагенетичних параметрів порід і органічної речовини. Особистий внесок у наукові роботи, що написані у співавторстві, зазначено у списку опублікованих праць за темою дисертації.

Апробація результатів дослідження. Основні положення дисертації доповідались на міжнародній науковій конференції «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи» (КНУ ім. Тараса Шевченка, 2013 р.), на міжнародній науково-технічній конференції «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики», 25-27 травня 2016 р., м. Ів.-Франківськ, на міжнародному геологічному форумі «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво», 15-20 серпня 2016 р., с. Коблеве Миколаївської обл., на секції НТР геологорозвідувальних робіт на нафту і газ НАК «Нафтогаз України» у 2013 р. як результати тематичних робіт та практичні рекомендації до планів пошуково-розвідувальних робіт.

Публікації. За темою дисертації опубліковано 12 наукових праць, з яких 1 монографія, 6 статей, 3 одноосібні. 5 статей входять до переліку фахових видань України. 2 статті у збірниках, що входять до переліку наукометричних баз. 1 стаття, що додатково відображає зміст дисертації. 4 є матеріалами та тезами наукових конференцій.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, п'яти розділів, висновків та списку літературних джерел (124 найменування),

містить 41 рисунок і 6 таблиць. Загальний обсяг дисертації 206 сторінок.

Автор висловлює щиро подяку науковому керівнику дисертаційної роботи доктору геологічних наук Багрію І.Д., доктору геологічних наук Євдошуку М.І. за цінні поради при виконанні роботи, доктору геологічних наук Крупському Ю.З., доктору геологічних наук, професору Михайлову В.А., кандидату геол.-мін. наук Куровцю І.М. за підтримку та співпрацю при виконанні тематичних робіт у складі творчого колективу з вивчення перспектив нетрадиційних джерел вуглеводнів Західного регіону. Автор щиро вдячний співробітникам відділу геоекології та пошукових досліджень ІГН НАН України, споріднених підприємств і організацій, що приймали участь в отриманні геолого-геофізичних даних, їх обробки та аналізу.

РОЗДІЛ 1

СТАН ВИВЧЕНОСТІ ТА ПРОБЛЕМИ ПРОГНОЗУВАННЯ ПРОМИСЛОВОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

Постійне нарощування видобутку нафти і газу для потреб світової економіки призвело до поступового виснаження традиційних джерел вуглеводнів. Уже в кінці двадцятого століття людство почало інтенсивне дослідження та промислову розробку нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини. Серед нетрадиційних джерел вуглеводнів особливу увагу заслуговують сланцевий газ, сланцева нафта, газ ущільнених колекторів (у першу чергу пісковиків та алевролітів), газ метан вугільних родовищ тощо. Для геологічних умов досліджуваного району на особливе місце для можливого промислового видобутку заслуговують сланцевий газ та газ ущільнених пісковиків та алевролітів.

Під сланцевим газом розуміють газ, що міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, морського походження), які характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, високою термічною зрілістю, низькою пористістю і дуже низькою проникністю. Скупчення газу мають дуже значні геологічні запаси, але низький коефіцієнт вилучення.

Поклади сланцевого газу є унікальною вуглеводневою системою, в якій та сама формація порід є і материнською породою, і породою-колектором, і породою-покришкою. Газ скупчується в ізольованих порах та (або) адсорбується органічною речовиною.

Природний сланцевий газ (ПСГ) вилучають з осадових глинистих сланців. Він складається переважно з метану і його гомологів (етан, пропан, бутан) з домішками сірководню, вуглекислого газу, азоту, водню і гелію, іноді фіксується підвищений вміст радону [1;2;3]. Як правило, це сухий газ, хоча в деяких утвореннях присутній і вологий газ. Так, на ділянках Антрім і

Нью-Олбані (Antrim, New Albany) в США свердловини зазвичай продукували воду і газ.

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

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

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

Нафтогазоносність глинистих товщ, як показала практика, свідчить про актуальність проблеми, вирішення якої дає можливість відкривати нові родовища в старих добре освоєних районах. Зокрема, промислову нафту добувають із менілітових сланців на деяких родовищах Передкарпатського

прогину.

Промислові скупчення нафти виявлено в 1956 р. у майкопських глинах Східного Передкавказзя, а дещо пізніше, у 1969 р. – у баженівській світі Західного Сибіру. В аргілітах баженівської світи Західного Сибіру до 1981 року було відкрито близько 20 родовищ. Породи світи вивчалися багатьма дослідниками з метою визначення її нафтоносності. Зокрема, було виявлено високотемпературні прогріви цих утворень у минулому до температур вище 200 °С, що разом із високоточними сейсмічними дослідженнями свідчило про широке поле змін, викликаних високотемпературними флюїдами, які надходили із фундаменту в районі Салимського родовища. Продуктивність на цій площі нерівномірна – зустрічаються високодебітні ділянки, що змінюються низькодебітними.

Як і в Західному Сибіру, так і в Східному Передкавказзі пошук покладів нафти було переорієнтовано на глинисті породи – в Ставропіллі виявлена така ж система чергування ділянок із різними дебітами. Найважливішим при цьому є спільна відсутність залежності між продуктивністю ділянок та мірою збагачення органічною речовиною аргілітів. Ще однією їх спільною рисою є різка зміна дебітів – відносно високі на початку з різким падінням і подальшою стабілізацією. Загальними характеристиками колекторів є їх мозаїчний розподіл, лускоподібна будова, зумовлена розуцільненням, листкуватістю, плитчастістю аргілітистич глин, наявністю парафіну та відсутністю води.

Колекторська роль глинистих утворень чітко виявляється і в ДДЗ, де на Шебелинському, Гнідинцівському, Леляківському та деяких інших родовищах присутні глинисті пласти, що не розділяють поклади, а виступають як проникні горизонти.

Як і в попередніх прикладах, зустрічаються нетрадиційні для звичних колекторів ситуації стосовно межі вода-нафта чи вода-газ. Зокрема, на родовищі Мілк Ривер в Канаді газ займає понижену, погано проникну частину розрізу монокліналі, тоді як вверх за розрізом колекторські властивості порід

покращуються і містять воду. Запаси цього родовища складають 250 млрд. м³.

Ще більш курйозні приклади наводить В.І. Созанський для покладів басейнів Сан-Хуан (запаси 700 млрд. м³) в США та Діп-Бейсін (запаси 11.8 трлн. м³) в Канаді. На першому із них газоносними є погано проникні породи, а заводнені – хороші колектори. Більше того, на родовищі продуктивний горизонт виходить на поверхню, але за 3 км від виходу він насичений газом і поклад не руйнується. В покладі Діп-Бейсін колектори також мають низькі ємкісні характеристики, проте вони насичені газом. У верхній частині розрізу хороші колектори насичені водою. До відкриття родовища в другій половині 70-х років минулого століття ці утворення навіть не розглядались як перспективні. Лише масштабне вивчення порід з низькими колекторськими властивостями зробило можливим відкриття крупних і гігантських родовищ в Канаді, дослідники значною мірою орієнтувались у своїх пошуках на успіхи у відкритті гігантських родовищ газу в США у породах з низькими колекторськими властивостями (Сан Хуан, Уаттенберг, Аркома та ін.), але із загальними запасами близько 50 трлн. м³ газу.

Відкриття промислових покладів вуглеводнів у сланцевих товщах, ущільнених колекторах та вугільних родовищах стало можливим завдяки проведенню у свердловинах гідророзривів пластів.

Існує дві основні точки зору на походження каустобіолітів: органічна і неорганічна [4-11]. Модель біогенного походження вуглеводнів не викликала сумніву до кінця XIX ст., коли завдяки успіхам класичної хімії, коли були синтезовані штучні сполуки С, О, Н, S, N та інших елементів, що входять до складу каустобіолітів. Як наслідок, з'явилися гіпотези про можливість їх абіогенного синтезу, включаючи нафту. Подібної точки зору дотримувався такий незаперечний авторитет у хімії як Д.І. Менделєєв. Несподівано масштабний розвиток ця ідея отримала саме в Україні, де над нею працювали академіки В.Б. Порфір'єв, Г.Н. Доленко, С.І. Суботін, Е.Б. Чекалюк та багато інших. Аргументи цих дослідників базувались як на теоретичному підґрунті [10], так і на фактах відкриття родовищ нафти і газу у кристалічних породах

схилів Українського і Воронезького щитів [7;9].

Останнім часом з'явилося багато свідчень абіогенного походження метану в земній корі. Зокрема, це скупчення шахтних вуглеводневих газів у сієнітових масивах, де неможлива ні контамінація, ні міграція та проникнення біогенного газу [12], наявність потужних струменів холодного метану («метанові сипи») на дні Чорного та Норвезького морів [13]; ізотопний моніторинг газових джерел у сучасних вулканічних областях, де була зареєстрована періодична активізація викидів ендегенного CH_4 без будь-якого зв'язку з осадовими басейнами, поновлення виснажених родовищ газу за рахунок глибинних підтоків. Всі ці факти дозволяють неоднозначно сприймати класичну біогенну теорію походження вуглеводнів, хоча треба зважати на те, що методи пошуків та оцінки запасів та ресурсів вуглеводнів поки що базуються тільки на цій «класичній» парадигмі.

З точки зору неорганічного походження вуглеводнів, глибинні флюїдні потоки мантийного походження, які здійснюють перенос тепла і речовини в різних формах, розглядаються з одного боку як можливе джерело вуглеводнів, а з іншого — як чинник, що сприяє посиленню генерації вуглеводнів з органічної речовини осадових порід земної кори [14]. Прямим доказом реальності подібних процесів є наявність газиво-рідких потоків у надглибоких свердловинах, пробурених в кристалічних породах раннього докембрію, де відсутня органічна речовина (Кольська в Мурманській області РФ, Грамсберг-1 в Швеції). У складі цих потоків, разом з неуглецевими газами (H_2 , CO_2 , O_2 , N_2 , He, Ra) знайдений і метан. Метан та його гомологи встановлені у високотемпературних гідротермальних флюїдах рифтових систем океанів (зокрема, Галапагосський, Маріанський рифти), де величина його потоку досягає $1,6 \cdot 10^8 \text{ м}^3/\text{рік}$ [14].

Відповідно до концепції осадово-міграційного походження вуглеводнів, в основу якої покладений принцип стадійності їх утворення, виділяються зони протогенезу, мезогенезу і апокатогенезу, в яких, залежно від генетичного типу органічної речовини, формуються вуглеводневі скупчення з різним фазовим

співвідношенням (М.Б. Вассоевич, 1967 р.; І.В. Висоцький, 1986 р.; С.П. Максимов, 1988 р.). За геохімічними показниками і за відбивною здатністю вітриніту (R° , %), значення якої змінюється від 0,4 до 4 і більше, величина 1,34 % вважається граничною для існування нафтової фази, що відповідає градації катагенезу $МК_4$ - $МК_5$ і палеотемпературі 200 °С. При середньому геотермічному градієнті 2,5-3 °/100 м на глибині 4-5 км масова генерація рідких вуглеводнів повинна змінюватися генерацією газоподібних. Однак, у глибокозанурених відкладах сучасних западин, які характеризуються високими швидкостями осадоногопичення і розтягнутою катагенетичною зональністю внаслідок зниженого геотермічного градієнту, нижня межа утворення нафти може опускатися до глибини 6-8 км [15].

Аналіз матеріалів буріння надглибоких свердловин, пробурених у США в Мексиканській затоці (св. Джакобс-1 – 7544 м), в прогині Анадарко (св. Берта-Роджерс – 9525 м), у Внутрішньому соленому басейні (св. Мак-Нейр – 6905 м) доводить, що навіть при сучасних температурах 200–296 °С нафтогазоматеринські товщі ранньої крейди, верхньої юри, верхнього девону - нижнього карбону не втратили можливості генерації рідких вуглеводнів на великих глибинах понад 6-12 км.

При температурі понад 250 °С значно зростає інтенсивність міграції вуглеводнів з нафтогазоматеринських порід: зростає розчинність газу і рідких вуглеводнів у воді, при температурі до 300 °С формується однофазний флюїд, який переміщується з глибинних до поверхневих частин осадового басейну. Вивчення газово-рідких включень в мінералах дало можливість моделювати процес фазових перетворень вуглеводнів і припустити можливість існування рідкої фази до температур 360 °С, етану і більш важких гомологів – до 450 °С, а метану до 750 °С [16]. Це свідчить про принципову можливість існування глибинного джерела вуглеводнів чи, щонайменше, про тісний зв'язок процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення з глибинними процесами, що відбуваються в земній корі та в мантиї. При цьому термальні флюїдні потоки,

які здійснюють тепло- і масоперенос, посилюють генерацію вуглеводнів з органічної речовини осадових порід.

Про газонасність сланців збагачених органікою було відомо ще в XIX столітті. Перша свердловина з промисловим припливом газу з формації девонських сланців була пробурена у 1821 р. в місцевості Фредонія (Fredonia) в штаті Новий Йорк. Вона експлуатувалась 75 років. Газ з девонських сланців Аппалачів видобувався також в штатах Західна Вірджинія, Кентуккі і Пенсильванія. У 1880 р. газ добували з родовища Біг-Сенді-Філд (BigSandyField) з формації Огайо (Ohio Shale), де були пробурені тисячі неглибоких вертикальних свердловин, з яких отримували невеликі дебіти. Газ використовували на місцеві потреби з огляду на відсутність розвиненої промислової сітки. Деякі з цих свердловин в Аппалачах діють до сьогодні.

Ініціатором масштабного виробництва сланцевого газу в США є Джордж П. Мітчелл, який в 1946 р. заснував найбільшу нафтогазову компанію «Mitchell Energy & Development», продану в 2001 р. компанії «Devon Energy».

Метод гідравлічної стимуляції тріщиноутворення в свердловинах, що видобували газ зі сланців, вперше було випробувано в кінці 1950-х років.

На початку 80-х рр. починається видобуток газу зі сланців формацій Антрим в штаті Мічіган, Левіс в Арізоні, Барнет в басейні Форт-Ворт в Техасі та Нью-Олбані в Кентукі. Наприкінці минулого століття газ зі сланців видобувався з 5 родовищ (Огайо, Антрим, Барнет, Нью-Олбані, Левіс) в незначних обсягах за допомогою вертикальних свердловин.

Газ зі сланців видобувається більше як із 40 000 свердловин з понад 20 покладів. Його видобуток в США досяг понад 57 млрд. м³ [17].

У 70-тих роках XX століття в США були проведені розвідувальні роботи, в ході яких виявлено чотири величезні сланцеві структури – Барнет (Barnett), Хейнсвілл (Haynesville), Фейетвілл (Fayetteville) і Марселлус (Marcellus), що охоплюють десятки тисяч км² і вміщують гігантські запаси природного газу. Новий етап у промисловому видобутку ПСГ почався в 1981 р. у Північному Техасі, Пенсильванії на родовищі Барнет. Буріння

здійснювалося на глибину 750 м. Добовий дебіт склав близько 3000 м³, запаси сланцевого газу на піонерській свердловині – близько 8 млн м³. Однак, на той момент ці ресурси виявилися технічно недосяжними, а розробка відповідних технологій видобутку була припинена після падіння цін на нафту в 80-их роках.

Завдяки розробкам 90-х і використанню нових матеріалів, зокрема, бурових труб та технологій витрати вдалося знизити, хоча вартість горизонтальної свердловини залишалася вищою, ніж у традиційної вертикальної, в середньому в 4 рази. В 2002 р. компанія Шлюмберже пробурила першу горизонтальну свердловину на сланцевий газ з використанням технології гідророзриву і отримала дуже позитивні результати [18;19;20].

На родовищі Барнет в 2003 р. була впроваджена технологія горизонтального буріння з багатоступеневим гідророзривом пласта. Барнет на півночі Техасу є найбільш розвиненим регіоном видобутку сланцевого газу [21]. Провідною з видобутку природного газу в США зараз є корпорація Chesapeake Energy. Вона видобуває сланцевий газ на чотирьох родовищах: Барнет, Фейетвілл, Марселлус, Хейнсвілл [22;23].

Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння, гідророзрив пласта і сейсмічне моделювання 3D GEO (технологія запроваджена фахівцями компанії Chesapeake Energy). Теоретичні основи гідророзриву пласта в 1953 р. розробив академік С.А. Христіанович (за участю Ю.П. Желтова) [24]. При видобутку сланцевого газу за новою технологією пробурюють одну вертикальну свердловину і у подальшому забурюються горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2-3 км, з багатоциклічними потужними гідророзривами з використанням суміші піску, води і хімікатів.

Створення поперечних тріщин у горизонтальних свердловинах значно збільшує площу контакту з глинистим газonosним пластом. Поперечні тріщини орієнтовані перпендикулярно до стовбура свердловини. Вони

виникають внаслідок буріння в напрямку найменших горизонтальних напруг. Повздовжні тріщини паралельні до стовбура і утворюються в результаті гідророзриву свердловини, пробуреної в напрямку найбільших горизонтальних напруг [25;26]. При такій технології немає необхідності у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів. Оскільки в процесі буріння використовується сучасне сейсмічне моделювання 3D GEO, то воно більш точне і оперативне [27].

Порівняно з традиційними джерелами газу, родовища сланцевого газу є поширеними на значно більших площах. Наприклад, поклади сланцевого газу займають об'єми лише від 0,2 до 3,2 млрд м³ (bcm) на 1 км² території, порівняно з 2-5 млрд м³ на 1 км² для традиційних покладів газу (IEA, 2009). Внаслідок цього поклади сланцевого газу потребують набагато більше свердловин для буріння і дослідження. Більше того, свердловини виснажуються також набагато швидше, ніж у покладах традиційного газу, і профіль їх виснаження після піку видобутку є дуже різким. Однією із переваг цих покладів є те, що ризик отримати сухі свердловини є набагато менший, а ніж для басейнів традиційних джерел газу. Багато потенційних сланцевих формацій покривають уже освоєні регіони із традиційними покладами газу, що сприяє наявності великої кількості матеріалу із пробурених уже свердловин, які можна використати для дослідних цілей.

Досвід освоєння родовища Барнет показує, що виснаження свердловин сягає 39 % в перший або другий рік, 50 % між першим і третім роком, і 95 % між першим роком і десятим. Тобто, свердловина в сланцевому полі має тривалість життя 8-12 років, на відміну від 30-40 років для родовища традиційного газу.

Коефіцієнт газовилучення із сланців є значно меншим (8-30 %), ніж для традиційних джерел газу (60-90%). Внаслідок цього для освоєння сланцевого газу необхідно набагато більше свердловин ніж для традиційних родовищ газу. Наприклад, за даними одного із джерел, в північному Техасі на родовищі Барнет середня щільність свердловин сягає 12 на 1 км². Крім того, виникає

потреба з часом все частіше стимулювати поклади гідророзривами.

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

Найбільші успіхи та більше всього відкритої інформації про нафтогазоносні басейни з промисловою газоносністю ущільнених порід отримано в Анадарко, Грін-Рівер, Сан-Хуан, Денвер, Піанс, Уїллістон, Східнотехаському, Північнолуїзіанському (Spencer C.W., Masters I.A., B.E.Law, Rice D.D., Al-Shaieb Z. та ін.).

1.1 Геолого-промислова характеристика та загальні чинники прогнозування нетрадиційних вуглеводневих покладів

Як відомо, газ метан органічного походження утворюється внаслідок біохімічного перетворення за певних тисків і температур з розсіяної захороненої органіки осадових порід, або внаслідок перетворення ОР під час термокаталітичних процесів. За генезисом газ поділяється на два типи: 1 – біогенного походження, що утворився на стадії діагенезу; 2 – термобаричного походження, що сформувався на стадії катагенезу при термодеструкції порід під дією відповідних пластових температур і тисків. Основна кількість газу метану – до 12 % від вихідної маси ОР – генерується в так званій «головній фазі газоутворення» [28]. Ці процеси відбуваються на глибинах 3-4,5 км в зонах пізнього катагенезу МК₄-МК₅ та метагенезу АК₁ [29] (рис 1.1). Виходячи із досвіду відкриття і розробки родовищ сланцевого газу в США можна виділити основні та додаткові *критерії газоносності чорносланцевих порід* [30; 31].

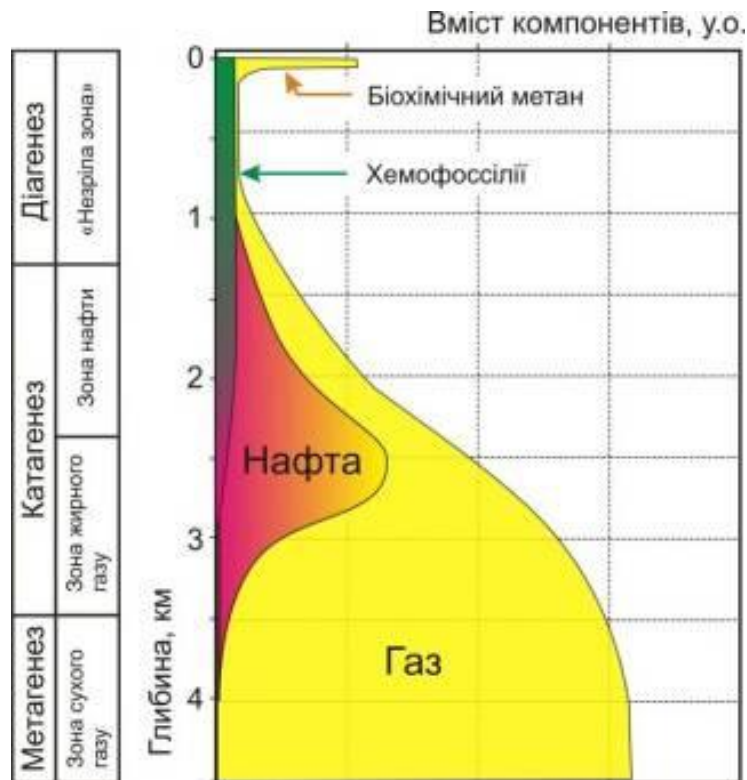


Рис. 1.1 Генерація вуглеводнів на різних стадіях катагенезу [29].

До основних критеріїв відносяться:

- вміст органічного вуглецю TOC (total organic carbon) в породах $>0,5\%$;
- товщина чорносланцевих порід $> 30-70$ м;
- термічна зрілість (стадії катагенезу) $МК_2-АК_1$;
- глибина залягання порід $2000-4000$ м;
- сприятливий геодинамічний розвиток території;
- інтенсивність тектонічних рухів і деформацій;
- мінералогічно-петрографічна характеристика порід;
- наявність проявів вуглеводнів.

Додаткові сприятливі критерії газоносності чорносланцевих порід:

- порівняно низька щільність і порівняно вища пористість (більше 2%);
- сприятливий літологічний склад – тонкозернисті сланцюваті темні (за рахунок ОР) породи з пластиноподібними глинистими мінералами (чорні сланці, чорні аргіліти, рідше алевроліти);
- підвищена кількість кварцу і піриту, а також мікроелементів Cu, Al, Cd, As, Pb, Co, Cr, N, V, Zn, U, Th, Ra, Rn;

- вік продуктивних горизонтів переважно палеозойський.

На основі аналізу наявних матеріалів нами визначені основні характерні чинники, що характеризують регіональне розповсюдження скупчень газу в ущільнених породах, які можна використовувати для прогнозування. А саме:

- скупчення газу в ущільнених породах не пов'язуються з традиційними структурними, літолого-стратиграфічними чи іншими локальними пастками, а мають регіональне і зональне поширення, займаючи значні площі (до 8000 км² і більше). В їх межах можуть знаходитися і окремі локальні пастки з традиційними газовими покладами.

- газ ущільнених порід поширений у породах зі ступенем катагенезу (термальною зрілістю) в значних межах – від 0,7 R₀, тобто верхів зони МК₂ згідно зі стадією катагенезу за вітринітом, або середини ГЗН (“нафтове вікно”) і до 2,5–3,0 R₀ і більше, тобто до низів ГЗГ.

Для прикладу, в Апалацькому НГБ - це зона катагенезу 0,6–1,3 R₀ (тобто МК₂₋₄), а у східній її зануреній зоні - понад 1,3 R₀ (МК₄₋₅). В НГБ Грін-Рівер ступінь катагенезу складає від 0,8 R₀ (середина зони МК₂). В Східнотехаському та Північнолуїзіанському НГБ – 0,6-1,3 R₀ (МК₂₋₅). Але є випадки, коли комплекс, з яким пов'язуються нетрадиційні поклади газу, знаходиться значно нижче. Так, в центральній частині басейну Анадарко навіть поверхня ізольованого комплексу знаходиться нижче зони підшови МК₂, а увесь комплекс залягає в межах МК₃-АК₂ (від 0,92 до більше 3R₀).

Резервуари газу в щільних колекторах здебільшого знаходяться під аномальним тиском у зонах аномально високого (АВПТ), або аномально низького (АНПТ) пластового тиску. В зонах АВПТ газ знаходиться в палеозойських басейнах Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східнотехаському і Північнолуїзіанському, Анадарко. За поверхню розповсюдження регіональних скупчень газу в щільних колекторах американські геологи зазвичай приймають гіпсометрію поверхні АВПТ (або АНПТ). Глибина поверхні залягання регіональних скупчень газу ущільнених порід в басейнах

США змінюється від 305 м до 4575 м; у зонах АВПТ – глибина звичайно більше 2000-3000 м, а в зонах АНПТ – менше 800 м.

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

Флюїдоупори, що екранують скупчення газу щільних колекторів, у більшості випадків не пов'язані з літолого-стратиграфічними границями, а обумовлені поєднанням капілярних сил з факторами катагенетичних (вторинних) процесів, що вплинули на фільтраційно-ємнісні властивості порід. Особливо дане твердження відноситься до верхнього екрану, на відміну від нього нижній – частіше підпорядкований літологічним границям. В палеозойських басейнах розповсюджені катагенетичні екрани, під якими розвинуті вторинні порово-тріщинні або тільки тріщинні колектори.

Відклади щільних колекторів найбільш часто представлені пісковиками та алевролітами. Їх пористість змінюється від менш 2 до 25 %, переважно менше 5 %, проникність – переважно менше 0,1 мД, а загалом змінюється в інтервалі від $0,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$ до $5 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$ (в середньому $1 \cdot 10^{-9} - 1 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2$) що відповідає від 500 мД до 0,005 мД (в середньому 1,0-0,1 мД).

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

Низькопористі резервуари за рахунок вторинних процесів майже завжди тріщинуваті і тому вторинна тріщинна проникність на порядок вища,

ніж первинна. Цей тип ущільнених резервуарів характеризується високим капілярним тиском. До цього типу відносяться прибережно-морські та лінзоподібні резервуари.

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

Для нафтогазоносних комплексів основні риси просторової зональності пористості порід визначаються взаємодією седиментаційного і катагенетичного факторів. За даними О.Ю. Лукіна (1997 р.) та інших дослідників практично всі колектори, що зустрічаються на стадіях вище МК₂, не є первинними у строгому значенні цього терміну. Саме суперпозицією означених чинників пояснюються закономірності регіонального розподілу фільтраційно-ємнісних властивостей порід теригенних відкладів. Разом з тим, вони не обмежують коло факторів формування колекторських властивостей порід.

Після визначення на основі перелічених вище критеріїв просторового розташування газових скупчень у регіональному (зональному) плані настає другий етап вирішення даної проблеми – пошуки ділянок покращених колекторів, із яких при менших витратах можна отримати промислові припливи газу, тобто пошуки “sweet points”. Виділяються два типи “солодких місць” – седиментаційний та структурний. Седиментаційний – це морські бари, руслові піщані тіла, дельтові відклади та ін., де ймовірно існування колекторів з підвищеною пористістю та проникністю. Для визначення таких місць використовуються сейсмічні матеріали, геолого-геофізичні дослідження свердловин, опис та петрофізичні характеристики керну свердловин та ін. “Солодкі місця” структурного типу – це ділянки підвищеної тріщинуватості порід, обумовлені розривними порушеннями і

здатні забезпечити підвищені притоки газу до свердловин. Вони виділяються геофізичними методами на основі аналізу розривних порушень та складчастості.

Серед нетрадиційних джерел ВВ особливе місце займає і газ метан вугільних родовищ, видобуток якого сьогодні у світі теж швидко нарощується. У межах Волино-Поділля це джерело теж присутнє. Однак, відносно незначне регіональне поширення за площею покладів вугілля, невисока ресурсна база газу метану у Львівсько-Волинському вугільному басейні (ЛВВБ) значно нижчі у порівнянні з Донецьким вугільним басейном ставлять його у розряд непривабливих для промислових масштабів. Відмітимо, що одним з найбільших потенційних родовищ газу метану пластів бурого вугілля ЛВВБ є Тяглівське. Оцінка прогнозних геологічних ресурсів газу метану не перевищує 7,5 млрд. м³. За різними експертними оцінками прогнозні видобувні ресурси газу метану ЛВВБ, приуроченого до кам'яновугільних відкладів, не перевищують 20 млрд. м³ [32;33;34]. На Державному балансі корисних копалин запаси газу метану Львівсько-Волинського вугільного басейну теж не числяться. У зв'язку з цим більш детальним дослідженням цієї проблеми увага не приділялась.

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

Технології для видобутку вуглеводнів нетрадиційного типу продовжують вдосконалюватись з метою зниження їх собівартості. Зокрема, широко впроваджується так званий заводський метод.

1.2 Структурно-тектонічні умови формування

У складі південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи на території України вирізняють тектонічні структури: західну частину Українського щита, Ковельський (Волинський) виступ фундаменту із Ратнівським горстом (або Прип'ятським валом), Волино-Подільську монокліналь (плиту, схил Східноєвропейської платформи). У рифейському (байкальському) поверсі на півночі розміщений Волино-Поліський поперечний прогин, який є гирловою частиною Волино-Оршанської западини (авлакогену), у середньопалеозойському (герцинському) поверсі – Львівський палеозойський прогин [35;36]. На формування каледонського поверху в регіоні, як це встановлено проведеними в останньому десятилітті дослідженнями [37;38], найважливішу роль відіграло утворення зони Тейссейра-Торнквіста (ТТЗ), яка у вигляді асиметричного грабену простяглася субпаралельно до південно-західного краю платформи від Північного до Чорного моря [39].

На каледонському етапі західна зона перикратонних опускань платформи досягла максимальних розмірів і простяглася від Молдови до Балтійського моря, у зв'язку з чим її також називають Балтійсько-Придністерською [40]. Тектонічний розвиток зони проходив протягом побалтійського кембрію, ордовіку, силуру і раннього девону (лохковського віку). Виповнена вона потужною (до 2500 м) товщею теригенних і карбонатних порід каледонського комплексу, всередині якого встановлені перерви, особливо характерні для розрізів периферійних частин палеобасейну, зокрема, всередині ордовіку та між відкладами ордовіку і силуру. Водночас ніде не встановлені значні кутові або азимутальні незгідності, що вказує на відсутність істотних змін структурного плану облямівки платформи на цьому етапі розвитку.

Придністерське перикратонне опускання належить до палеотектонічних елементів зони, у яких потужності відкладів каледонського

структурного комплексу досягають максимальних значень. У палеотектонічному плані для цього комплексу характерна відносно проста будова – це видовжена монокліналь із слабо вираженими локальними палеоструктурами, відокремленими одна від одної розломами з різними амплітудами та часом початку утворення. Схема розміщення регіональних геоструктур Волино-Поділля зображена на рис.1.2.

За простяганням вирізняються розломи діагональні та ортогональні.



1 – крайовий шов СЄП; 2 – границя відкладів середнього девону; 3 – зони максимального прогинання Дністровського перикратону; 4 – виходи поліської серії на домезозойському зрізі; 5 - Західноєвропейська платформа; 6 – флішові Карпати; 7 – фронт насуву Внутрішньої зони Передкарпатського прогину на Зовнішню; 8 – основні розломи.

Рис. 1.2 Схема розміщення регіональних геоструктур Волино-Поділля [33].

Для перших з них характерне північно-східне (Ковельський, Володимир-Волинський, Луцький) та північно-західне простягання (Рава-Руський, Белз-Балучинський, Сокальський, Нововолинський), для других – субмеридіональне (Радехів-Рогатинський, Рівненський) і субширотне (Прип'ятський, Ратнівський) (рис. 1.3).

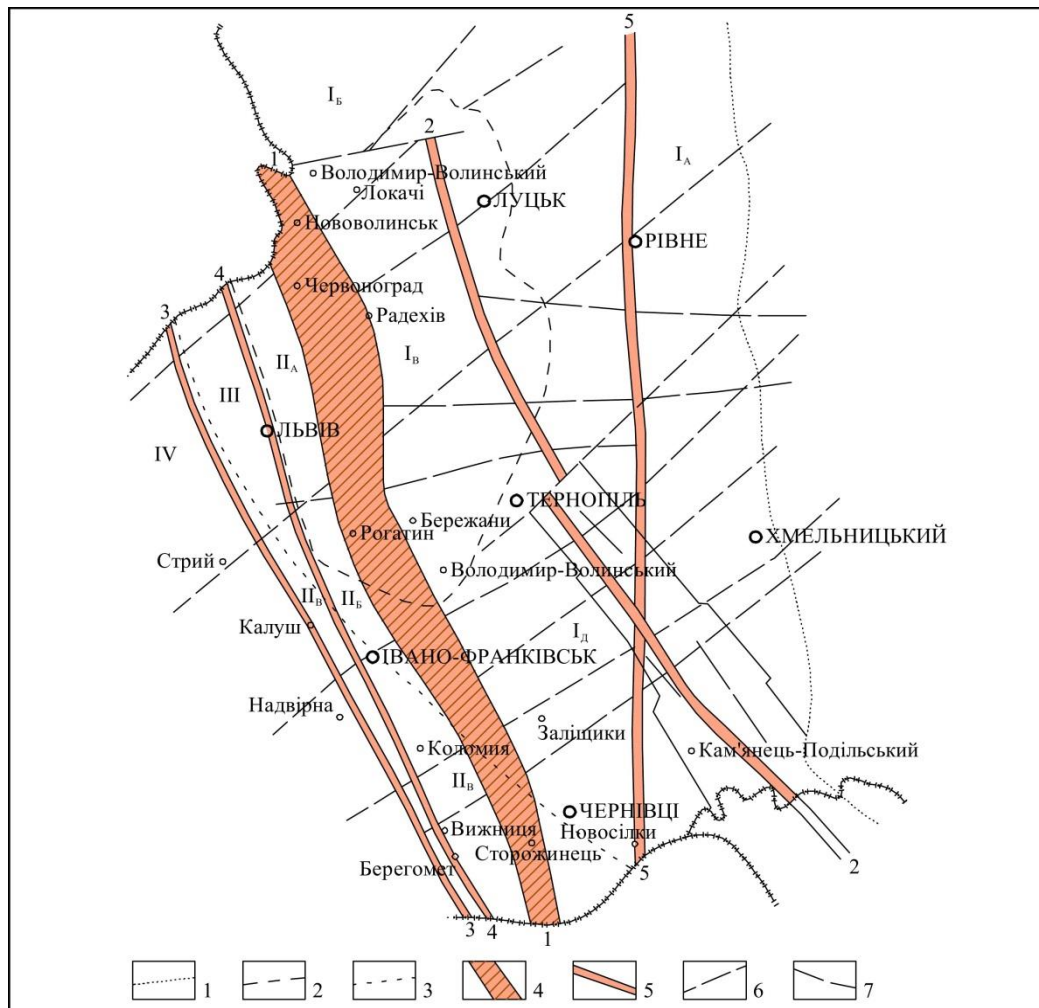
У межах перикратону метаморфічний фундамент східчасто опускається у південно-західному напрямі від глибини 0,2-0,25 км на Українському щиті, де він перекритий лише мезозоем, до глибини 5-7 км на південному заході та заході Волино-Подільської монокліналі (у ТТЗ). У структурі поверхні фундаменту в межах дослідженої території вирізняють (до деякої міри умовно) тектонічні елементи: Ратнівський горстоподібний виступ (відомий також як Луківсько-Ратнівський горст), Прип'ятьський вал і Північноукраїнську горстову зону, Ковельський виступ фундаменту, Волино-Подільську монокліналь [35;36].

У розміщених північніше Володимир-Волинського розлому тектонічних елементах розріз платформового покриву складений породами рифейсько- ранньопалеозойського та крейдового віку, південніше від нього (на Волино-Подільській монокліналі) – також і відкладами девону, карбону та юри. Для прилеглої до Українського щита частини окраїни платформи характерне залягання ерозійної поверхні кристалічного фундаменту на глибинах до 250 м та відносно вирівняний її рельєф; лише у північній частині Овруцького грабену ця поверхня опущена до глибини близько 1 км. За структурно-геоморфологічними особливостями в ерозійній поверхні фундаменту окраїни платформи вирізняють низку відносно піднятих та опущених мегаблоків, піднять і понижень.

Ратнівський горстоподібний виступ, розміщений на півночі біля кордону з Білоруссю та Польщею, обмежений Північно- та Південноратнівським розломами, амплітуди яких у західному напрямі збільшуються від 100-150 м до 1000-1400 м. У свою чергу, горст розділений поперечними розломами на менші блоки з різною гіпсометричною глибиною залягання поверхні фундаменту (від 100 до 1200 м). У найбільш піднятих Дубровицькому та Ратнівському блоках метаморфічні породи фундаменту залягають безпосередньо під мезозоем.

У прилеглому з півночі до Володимир-Волинського розлому (амплітуда якого сягає 2,0 км) Ковельському виступі фундаменту покривля

дорифейського фундаменту залягає на глибинах 1-2,3 км. Геологопошуковими роботами на ньому встановлено низку піднять (Шацьке, Любомльське та Оваднівське), явідокремлених одне від одного субширотними розломами.



1–границя УЩ; 2–границя ЛПП; 3–границя Передкарпатського прогину; 4–Нововолинський і Радехів-Рогатин-Монастирський розломи (зона Тейссейре-Торнквіста); 5–основні розломи північно-західного напрямку (2-2 –Луцько-Збарасько-Кам'янець-Подільський; 3-3 – Городоцько-Капуський; 4-4 – Рава-Руський; 5-5 – Рівненсько-Борщівсько-Новосілівський); 6–основні розломи північно-східного і субширотного напрямку; I – ССП: I_д – Волино-Подільська монокліналь, I_б – Ковельський виступ, I_в – Зовнішня зона ЛПП; II – Західноєвропейська платформа: II_в – Внутрішня зона ЛПП, II_б – Міліївська зона; III – Рава-Руська зона з накладеною Львівською мульдєю; IV – Передкарпатський прогин.

Рис. 1.3 Схема тектонічного районування Волино-Поділля [30].

Волино-Подільська монокліналь, що охоплює найбільшу (завдовжки 200-220 км) частину південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи між Володимир-Волинським розломом на півночі та

Монастирисько-Тетеревським на південному сході, має вигляд асиметричної западини, розширеної (до 170 км) у північній частині та звуженої на південному сході. Її фундамент роздрібнений поперечними та діагональними розломами на різні за величиною та глибиною опускання другорядні блоки. Максимально опущені блоки розміщені між Володимир-Волинським та Луцьким розломами (Стирський мегаблок), тобто приурочені до середньодевонської структури – Львівського палеозойського прогину, накладеної на рифейський Волино-Оршанський прогин. Стирське грабеноподібне опускання, у свою чергу, розділене Вітонізьким та Локачинським розломами на блоки з північно-західним простяганням: Нововолинський (на північному заході), Горохівський (на південному сході) та Іваничівський (між ними). Для першого з них властива найбільша глибина залягання фундаменту, для середнього – відносна піднятність фундаменту та розвиток прирозломних валоподібних піднять (наприклад, Туминський та Локачинський вали).

Згідно з уявленнями сучасних моделей тектонічної будови південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи [35;36;41], у її північно-західну частину між Белз-Балучинсько-Радехівським розломом та альпійською спорудою Карпат вклинена молода Західноєвропейська платформа, до складу якої входять Розточанська зона байкалід, Рава-Руська зона каледонід, а також Коханівська зона із салаїрським часом консолідації. Їхньою основною особливістю вважається розвиток у них сильно метаморфізованих і дислокованих потужних теригенних товщ вендсько-кембрійського та силурійсько-ранньодевонського віку, які у периферійних структурах Львівського прогину зім'яті у складки (Нестеровська група складок). Проте детальним аналізом фаціальної мінливості відкладів нижнього-середнього палеозою та кореляцією їх розрізів у цих зонах перераховані припущення щодо їх дислокованості і метаморфізації не підтвердилися [38]. Водночас визнано правильним висновок В. М. Утробіна [42] про те, що наявність значних кутів нахилу у

палеозойських породах зумовлена близькістю розкритих розрізів до зон розломів. Цими ж дослідженнями охарактеризовано також особливості будови зони Тейссейра-Торнквіста та роль цієї депресійної структури на окраїні платформи у геологічній історії Волино-Поділля.

Закладена під кінець силурійського періоду (у пржидольському віці) зона Тейссейра-Торнквіста, яка відома також як Трансєвропейська шовна зона [39], є структурою типу асиметричного грабену шириною 50-75 км, обмеженого з північного сходу Нововолинським, з південного заходу – Великолюбінським розломами. Грабен виповнений товщею потужністю понад 2000 м відкладів пржидольсько-емського віку (верхи силуру-нижній девон). За особливостями будови та геологічної історії виповнений цією потужною (близько 2600 м у свердловині Дубляни-4) теригенною товщею силуру-нижнього девону грабен можна віднести до структури типу пасивно відмерлого авлакогену, формування якого було пов'язане з виникненням Датсько-Польсько-Буковинського палеорифту (на території Польщі за [41;43] – “лінія Тейссейра-Торнквіста” або “Датсько-Польська борозна”). Саме в зоні його розміщення зафіксований [44] більший ступінь метаморфізму органічної речовини в ордовіцьких та силурійських відкладах, зумовлений теплом глибинного походження, яким прогрівалася літосфера під час рифтогенезу. Все це дає підстави відхилити як помилкові палеотектонічні реконструкції тих геологів [2;6], які вважають дністерську серію орогенною формацією (моласою), що виповнює крайовий каледонський прогин (т.з. Боянецький). Механізм утворення згаданого палеорифту практично не відрізняється від моделі, яка розроблена для Рейнського грабену [44].

Львівський палеозойський прогин – асиметрична депресійна структура середньодевонського-кам'яновугільного віку у північній частині Придністерського опускання (між Володимир-Волинським розломом та Подільським виступом), де перекриває подібні за походженням Волино-Оршанську западину та зону Тейссейра-Торнквіста (рис.1.3). Прогин виповнений товщею карбонатно-теригенних відкладів середнього і верхнього

девону та нижнього карбону, максимальна товщина яких у західній частині структури перевищує 2000 м.

1.3 Літолого-стратиграфічна характеристика

У геологічній будові території беруть участь осадові утворення верхнього протерозою (рифей, венд), палеозою (кембрій, ордовик, силур, девон, карбон), мезозою (юра, крейда) та кайнозою (неоген). Вони залягають на архей-протерозойському кристалічному фундаменті, що виходить на поверхню в області УЩ і занурюється в південно-західному напрямі до глибини 8 км на границі з Передкарпатським прогином, тому повнота розрізу й товщини осадових утворень збільшуються в південно-західному напрямку. Стратиграфічне розчленування осадового комплексу, склад порід, їх фаціальні зміни і заміщення вивчені досить детально (рис.1.4).

Архей і палео-мезопротерозойський фундамент представлений гранітами, гранодіоритами, біотитовими, амфіболітовими сланцями та іншими виверженими й метаморфічними породами.

Осадовий комплекс починається неопротерозойськими утвореннями рифейської (поліська серія) і вендської (волинська та валдайська серії) систем.

Поліська серія складена лагунно-континентальними червоноколірними породами: дрібнозернистими пісковиками, алевролітами та аргілітами із пластовими інтрузіями основного складу. Найповніше вони розвинуті на північному сході території, де їх товщина досягає 1000 м.

Волинська серія товщиною до 400 м представлена перешаруванням вулканогенних пірокластичних порід (базальти та їх туфи) з пачкою строкатих пісковиків, гравелітів і конгломератів у підшві, валдайська (товщиною до 500 м) – чергуванням пісковиків, алевролітів й аргілітів. Піщані різновиди переважають у нижній частині окремих світ.

Кембрійські відклади поширені повсюдно і представлені балтійською

та бережківською серіями. В підшві першої вирізняють горизонт рівненських пісковиків товщиною до 30-40 м, вище по розрізу містяться, в основному, глинисті породи. Бережківська серія (середня і верхня частини кембрію) характеризується чергуванням пісковиків, алевролітів й аргілітів. Пісковики кварцові, дрібнозернисті, у східних районах – середньо- і крупнозернисті. В напрямку зі сходу на захід зменшується зернистість, а також частка піщаних порід у розрізі, пісковики ущільнюються, хлоритизуються та окварцовуються. Кембрійські відклади піддавалися ерозійному розмиву. З заходу на схід на розмиті поверхню виходять древніші породи, тому загальна товщина кембрійського комплексу досягає 900 м у західній частині території, а в напрямку до УЩ зменшується до повного виклинювання, у цьому ж напрямку зменшується товщина кожного елементу розрізу.

Породи ордовіку залягають локально на розмитій поверхні кембрію і складені теригенно-карбонатною товщею (до 105 м).

Утворення силуру із стратиграфічною незгідністю перекривають кембрій та ордовик. Вони розділяються на китайгородський і баговицький горизонти (венлокський ярус нижнього відділу), малиновецький горизонт (лудловський ярус) і скальський (пржидольський ярус верхнього відділу). Складені вони головним чином вапняковими породами товщиною 350-450 м і вапняково-глинистими товщиною до 900 м на заході території. У східній частині на уступі схилу УЩ в баговицькому, малиновецькому і скальському горизонтах розвинуті бар'єрні рифи, представлені різними органогенними вапняками та вторинними доломітами. В зарифових частинах розвинуті седиментаційні доломіти зі включеннями і пропластками ангідритів. Ця смуга розвитку бар'єрних рифів простягається по лінії Чернівці-Бучач-Лопатин-Горохів-Локачі. Силурійські відклади без стратиграфічної перерви змінюються девонськими.

У нижньому девоні вирізняють сіру вапняково-теригенну тиверську і піщано-глинисту червоноколірну дністерську серії. Товщини порід нижнього

девону коливаються від 1500 м у західній частині до 450 м у східній, а на Ковельському виступі – до 100 м у зв'язку з повним розмивом дністерської та частини тиверської серій.

Відклади середнього девону залягають незгідно на різновікових утвореннях нижнього. По границях його поширення вирізняється Львівський палеозойський прогин. Товщина порід середнього девону зростає на південь–південний захід від Ковельського виступу, від 105 м до 170-230 м. У ньому присутні ейфельський і живетський яруси у складі західноукраїнської серії.

Розріз середнього девону починається лопушанською світою з базальною пачкою товщиною до 20 м, представленою пісковиками, алевролітами та аргілітами. Її перекриває лопушанська світа. Це товща масивних доломітів, доломіто-ангідритів товщиною до 40 м, яка є регіонально витриманим реперним горизонтом девону. Вище залягають підлипська, повчанська і золотолипська світи, складені чергуванням вапняків, доломітів, пісковиків, алевролітів та аргілітів загальною товщиною до 150 м. Закінчується розріз середнього девону батятицькою світою товщиною до 35 м, складеною, в основному, аргілітами з прошарками алевролітів і доломітів.

Верхній девон представлений товщею карбонатних порід франського й фаменського ярусів, складеною вапняками та доломітами. В північно-східних районах у покрівлі pojawiaються пропластки аргілітів і пісковиків. Товщина відкладів верхнього девону в зануреній частині прогину досягає 1000 м.

Розріз палеозою в межах прогину завершується товщею карбону, в якому вирізняють турнейський, візейський, серпуховський яруси нижнього відділу та башкирський ярус – середнього. Це товща сіроколірних, внизу – вапняко-теригенних, а вище – теригенних порід із пропластками вугілля, які у візейському ярусі мають промислове значення (Львівсько-Волинський вугільний басейн) [45]. Максимальна товщина карбону – 1100 м.

Відклади палеозою з великою стратиграфічною і кутовою незгідністю

перекриті мезозойськими породами, які повніше розвинуті на заході, де їх товщина досягає 1600 м. Вони представлені теригенно-вапняковими породами юри (від оксфорду до титону) і здебільшого теригенно-вапняковими – нижньої та середньої крейди (від альбу до маастрихту). На моноклінальному схилі УЩ розвинуті тільки верхньокрейдові відклади товщиною до 100 м.

Породи неогену простежуються нерівномірно і представлені пісками із пропластками глин невеликої товщини, зате значно поширені четвертинні відклади товщиною 0,3-0,5 м.

Основні розмиви, кутові і стратиграфічні незгідності приурочені до границь: нижній протерозой-рифей; рифей-нижній венд; нижній венд-верхній венд; кембрій-силур; нижній девон-середній девон; верхній девон-карбон; палеозой-мезозой; мезозой-кайнозой. Кутові незгідності найбільше виражені на границях: кембрій-силур; палеозой-мезозой; мезозой-кайнозой. Ці дані та характеристика тектонічних рухів, які викликали вищевказані незгідності, а також положення чорносланцевих порід в розрізі Волино-Поділля наведені на рис. 1.4.

Система	Відділ	Карпати, Передкарпатський і Львівський прогини		Ковельське підняття	
		Серія	Світа	Серія	Світа
Кембрійська	Верхній відділ	Стригагорська 98 м	Кореличівська 28 м	Неретишська 82 м	“Товща яєносірих і строкатих пісковиків” 82 м
			Пнятинська 39 м		
			Плетеничівська 29 м		
	Середній відділ	Бережтська 306 м	Тейсарівська 42 м	Бережтська 306 м	Святизька 102 м
			Клинівська 37 м		
			Утіховичівська 21 м		Любомльська 74 м
			Рогізненська 37 м		
			Кунівська 39 м		Домінопільська 130 м
			Лисячівська 56 м		
			Сливицька 32 м		
	Нижній відділ	Київська 43 м	Київська 43 м	Бережтська 132 м	Стохідська 100 м
		Балтійська 132 м	Бережницька 55 м		
			Прилбичівська 46 м		
?	?	Балтійська 132 м	Родатичівська 30 м	Балтійська 132 м	Рівненська 32 м

а

Ярус	Конодонтова зона	Горизонт	Подільський опорний розріз	Предкарпатський прогин	SW ← Львівський прогин Подільське та Волинське підняття → NE					
			Світа	Світа						
Прікорд	O. eosteinhomensis	Скальський	Дзвенигородська	Радванецька 20м	Дзвенигородська 20м					
			Трубинська	Глинська 110-700м	Витківська 108-127м	Дарахівська 120м	Трубинська 35-54м	Варинська 62-67м	Serna 103-115м	
			Варинська							
	O. crista	Скальський	Пригородська		Задарівська 22м	Маньківська 22м	Радошинська 22м	Пригородська 22м		
			Ісаковецька		Орлівська 12м		Ісаковецька 12м	Несвіцька 12м		
		Малиновський	Гринчуцька		Гринчуцька 18-19м					
			Сокільська	Мерешівська 78-119м	Сокільська 69-78м	Дітковецька 65-74м	Локачинська 70м	Семеринська 57-68м		
	P. siluricus	Баговицький	Конівська		Конівська 30-36м	Галинська 37-40м	Пудлівська 26-33м			
	A. plockensis		Баговицька	Ладанецька 224-170м	Балучинська 45-50м	Конопківська 40-50м	Баговицька 42-44м	Устівська 40-50м		
	S. sagitta									
Вендовський	K. patula	Китайгородський	Мар'янівська	Тлумацька 24-62м	Мар'янівська 41-52м					Старосільська 17м
	K. walliseri		Фурманівська	Дублянська 17-49м	Фурманівська 20-28м					Суська 52-62м
Ландоверський	Pt. amorphognatoides									Карасинська 7-19м
	Pt. celloni									

б

а – кембрійські відклади; б – силурійські відклади.

Рис. 1.4 Схема стратиграфії Волино-Поділля [30].

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

1. Поклади сланцевого газу є унікальною вуглеводневою системою, в якій та сама формація є одночасно і материнською породою, і породою-колектором, і породою-покришкою. Газ скупчується в порах та адсорбується органічною речовиною (ОР). Він складається переважно з метану і його гомологів з домішками вуглекислого газу, азоту, сірководню, водню, гелію, радону тощо. Скупчення газу мають значні геологічні ресурси, але дуже низький коефіцієнт вилучення (0,08-0,2).

2. Бурхливий розвиток геологічної парадигми щодо нетрадиційних джерел вуглеводнів та технологій їх освоєння сприяють відкриттю нових родовищ в освоєних нафтогазоносних басейнах.

3. Аналіз світового досвіду свідчить про актуальність вивчення перспектив промислової нафтогазоносності нетрадиційних джерел вуглеводнів в Україні, де ця проблема до недавнього часу майже не розглядалася і знаходиться на початковому етапі вивчення.

4. Перші виконані дослідження в Україні свідчать про високі перспективи нетрадиційних джерел вуглеводнів, а сучасні технології зробили реальними їх промисловий видобуток.

5. Започатковані наукові дослідження свідчать про значні перспективи промислової нафтогазоносності нетрадиційних джерел Волино-Поділля, які пов'язуються з палеозойськими відкладами.

Список використаних джерел до розділу 1

1. Demaison G.J., Moore G.T. Anoxic environments and oil source bed genesis // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. – 1980. – Vol. 64, No. 8. – P. 1179-1209.
2. Schlanger S.O., Jenkyns H.C. Cretaceous oceanic anoxic events: causes and consequences // Geologie en Mijnbouw. – 1976. – 55, No 3-4. – P. 179-184.
3. Эйнасто Р.Э., Котык В.А., Юшкевич В.И. Формационная зональность в силурийских краевых бассейнах запада Русской платформы. Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов. – Наука, 2008. – С.228-242.
4. Куровець І.М., Михайлов В.А., Зейкан О.Ю., Крупський Ю.З., Гладун В.В., Чепіль П.М., Гулій В.М., Куровець С.С., Касянчук С.В., Грицик І.І., Наумко І.М. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Огляд проблеми. Книга І. - Київ, – 2014 рік. Ніка-Центр. – 208 с.
5. Бурштар М. С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
6. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений. – М.: Недра, 1986.
7. Доленко Г.Н. Закономерности нефтегазонакопления в земной коре, свидетельствующие о глубинном происхождении нефти и газа // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. – К. Наук. думка, 1971. – С. 3-36.
8. Лукин А.Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997. – 219 с.
9. Лукін О.Ю., Піковський Ю.І. Про роль глибинних і надглибинних флюїдів у нафтогазоутворенні // Геол. журн. – 2004. – № 2. – С. 21-33.
10. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины / Гурский Д.С., Михайлов В.А., Чепиль П.М., Гладун В.В. // Мін. ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3-8.
11. Andrews A. Oil Shale: History, Incentives, and Policy // Congressional Research Service. – 2006.

12. Огар В.В. Біостратиграфія та кореляція башкирського ярусу Донбасу і стратотипу (за коралами) // Проблеми стратиграфії фанерозою України. 36. наук. праць ІГН. – К.: ІГН, 2004. – С. 54-60.
13. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей. – М.: Недра, 1979. – 184 с.
14. Лоджевская М.И. Нефтегазоносность глубокозалегающих горизонтов // Геология нефти и газа. – 1990. – № 7.
15. Корчагина Ю.И., Фадеева Н.П. Нефтегазообразование в глубокопогруженных осадочных отложениях молодых впадин // Условия нефтегазообразования на больших глубинах. – М.: Наука. – 1988. – С. 61-67.
16. Хазанович-Вульф К.К. Диатремовые шлейфы астроблем или "болидная модель" образования кимберлитовых трубок. – Петрозаводск: "Геомастер", 2007. – 272 с.
17. Impact craters as sources of megatsunami generated chevron dunes / Abbott D.H., Martos S.E., Hannah B.E.F. et al. // Philadelphia Annual Meeting (22-25 October 2006).
18. Ahern J.L. Gravity and Magnetic Investigation of the Ames Structure, North Central Oklahoma / <http://www.ogs.ou.edu/pubsscanned/Circulars/Circular100.pdf>
19. Hadro Jerzy. Shale gas exploration strategy // Przegląd Geologiczny. – 2010. – Vol. 58. – P. 250-258.
20. America's Natural Gas Revolution. D. Yergin, R. Ineson. –WSJ. – Nov. 2009. www.wsj.com/articles/SB10001424052748703399204574507440795971268
21. Developing WA's tight gas // Gas Today. – August 2008 / <https://www.gastoday.com.au/2009/08/07/developing-was-tight-gas/>
22. Е.Геллер, С.Мельникова. Сланцевый газ: зона неопределенности. Центр изучения мировых энергетических рынков. ИНЭИ РАН. www.eriras.ru/files/e-geller-s-melnikova-slantsevyj-gaz-zona-neopredelennosti.pdf
23. Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources. – API. – August 2017. – 20 p.

www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Hydraulic-Fracturing-primer/Hydraulic-Fracturing-Primer.pdf

24. Христианович С.А. Исследования механизма гидравлического разрыва пластаю. ИГиРГИ. – М., 1960. – Т.2: М-лы по разработке нефтяных и газовых месторождений. – С.159-165.
25. Бадер Аль-Матар и др. Индивидуальный подход к проектированию гидроразрыва пласта // Нефтегазовое обозрение. – 2008. – С. 4-19.
26. Amy Myers Jaffe. Shale Gas Will Rock the World. – WJS. – May 10, 2010.
www.wsj.com/articles/SB10001424052702303491304575187880596301668
27. R. Kefferpütz. Shale Fever: Replicating the US gas revolution in the EU? – №210.– 2010. aei.pitt.edu/14544/1/PB210_Shale_gas_Kefferputz_e-version.pdf
28. Вернер Э. Геохимический анализ фаций. – Л.: Недра, 1976. – 127 с.
29. Стратиграфическое и геологическое изучение палеозойских отложений на территории работ Государственного геологического предприятия «Черниговнефтегазгеология» Отчет по теме. ГРН № 39-93-41/3 / Отв. исп. С.В. Онуфришин. - Чернигов, 1996. Том I. – 230 с.
30. Крупський Ю.З., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Михайлов В.А., **Чепіль В.П.** та ін. – Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон.– Київ. Ніка-Центр, 2013. – 400 с.
31. **Чепіль В.П.** Основні чинники формування та критерії промислової газоносності сланцевих відкладів силуру Волино-Поділля. Науковий вісник вісник Ів.-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - № 2 (37), 2014. – С. 29-34.
32. Кушнирук В.А. Газоносность угленосной толщи Львовско- Волынского угольного бассейна // К.: Наукова думка – 1978. – 120 с.
33. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн / Струев М.И., Саков В.И., Шпакова В.Б. и др. – К.: Наук. думка, 1984. – 272 с.
34. Явний П., Бучинська І Оцінка ресурсів метану у Львівсько-Волинському басейні // Геологія і геохімія горючих копалин. – №1–2. – Львів. – 2011. – С. 184-186.

35. Айзберг Р.Е., Гарецкий Р.Г., Климович И.В. Юго-западное звено Волынского-Среднерусского линеамента в позднем протерозое // Тектоника и палеогеография запада Восточно-Европейской платформы. – Минск: Наука и техника, 1981. – С. 81-100.
36. Антипов В.И., Червонский М.И. Новые данные о глубинном строении юго-западной окраины Русской платформы // Тр. УкрНИГРИ. Львов. – 1964. – Вып. IX.
37. Атлас родовищ нафти і газу України // Т. IV, V. – Л.: В-во «Центр Європи». – 1998.
38. Атлас світу // ДНВП «Картографія». К. – 2002. – 192 с.
39. Афанасьева И.М. Петрографические особенности флишевой формации южного склона Советских Карпат. – К.: Наук. думка, 1979. – С. 202-220.
40. Афанасьева И.М. Литогенез и геохимия флишевой формации северного склона Советских Карпат. – К.: Наук. думка, 1983. – 183 с.
41. Балтийско-Приднестровская система перикратонных опусканий / Гарецкий Р.Г., Зиновенко Г.В., Вишняков И.Б. и др. // Геология запада Восточно-Европейской платформы. – Минск: Наука и техника, 1981. – С. 44-61.
42. Безр М.А., Бызова С.Л., Ломизе М.Г. Тектонический покров горы Петрос (Восточные Карпаты) // Геотектоника. – 1965. – № 4. – С. 84-91.
43. Бобровник М.Д. Некоторые данные о коллекторских свойствах пород Флишевых Карпат // Перспективы нефтегазоносности и направление региональных и поисковых работ на нефть и газ в Украинских Карпатах. – Львов: УкрНИГРИ, 1973. – С. 15-19.
44. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Нефтегазоносность осадочных бассейнов. – М.: Наука, 1988. – 260 с.
45. Куровець І.М., Чепусенко П.С., Шеремет О.В. Геолого-геофізична характеристика візейських карбонатних відкладів Селюхівського нафтового.

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ОКРАЇНИ СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ПЛАТФОРМИ

2.1 Умови формування кембрійських та силурійських відкладів

На південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи переважно глинисті відклади найбільше розвинуті у силурі центральної частини Львівського та у північно-східній частині Передкарпатського прогинів, накладених на зону Тейссейра-Торнквіста (рис. 2.1). Східна межа їх поширення приблизно збігається з Устилуґ-Рогатинською зоною розломів, у якій в ізохронних товщах починають переважати глинисто-карбонатні та чисто карбонатні породи. Переважно глинисті розрізи розкриті невеликою кількістю глибоких свердловин, причому з незначним виносом керна (рис. 2.2). Проте поінтервальні його відбори дають достатньо чітку уяву про літофацію, речовинний склад та умови залягання відкладів, а діаграми стандартного каротажу свердловин дозволяють однозначно порівнювати стратиграфічні підрозділи та ізохронні літологічні пачки, визначати їхню товщину й особливості латеральних заміщень. Визначення віку глинистих товщ здебільшого базується на знахідках у них граптолітів, кореляція ж глинисто-карбонатних та карбонатних розрізів контролюється наявністю проверстків туфітів та метабентонітових глин [1;2].

Нижній палеозой. Кембрійські відклади на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи розкриті свердловинами у Львівському палеозойському та Передкарпатському прогинах, на Волино-Подільській монокліналі та Ковельському виступі фундаменту. Для цих регіонів характерна блокова будова з різними амплітудами вертикальних переміщень. На більшій території (у Львівському та Передкарпатському прогинах) відклади кембрійської системи залягають на глибинах від кількох сотень до

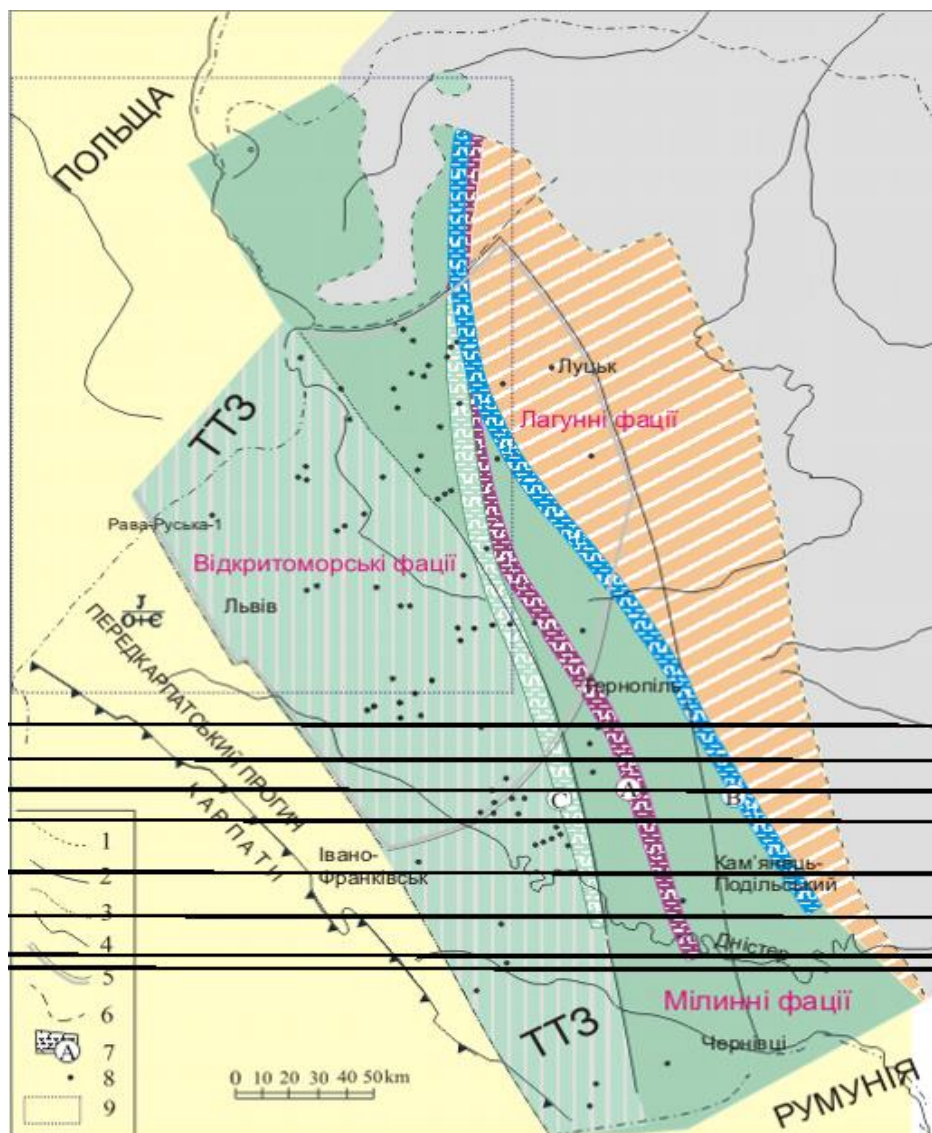
понад 4500 м безпосередньо під ордовицькими (рис. 2.3, табл. 2.1), де складають з ними єдиний і стратиграфічно безперервний розріз [3]. На Ковельському піднятті у підвищених структурах вони розкриті свердловинами на незначних абсолютних відмітках під мезозойськими, силурійськими, ордовицькими та кам'яновугільними утвореннями. В усіх розрізах, крім східної прибережної смуги, товща кембрію стратиграфічно згідно лежить на породах канилівської світи верхнього протерозою. Субсиденція відбувалася в єдиному басейні, глибина якого поступово збільшувалася у західному напрямі. У цьому ж напрямі змінюються фації – від прибережноморських піщаних до глибоководних алеврито-глинистих.

У найповніших розрізах західної частини кембрійські відклади представлені всіма трьома відділами. Нижньокембрійська частина складена дрібнозернистими пісковиками та алевролітами з проверстками аргілітів. Фауністичні рештки в них трапляються дуже рідко і представлені одиничними трилобітами, беззамковими брахіоподами та гіолітами. Для кореляції цих відкладів, як і всього кембрію, провідну роль відіграють акритархи [4].

До середнього-верхнього кембрію входить нерозчленована товща дрібнозернистих кварцових пісковиків з проверстками алевролітів та аргілітів, кількість і товщина яких збільшується у західному напрямі. У прибережній східній смузі у розрізах переважають фації дюнних пісків, у західній (у Львівському та Передкарпатському прогінах) – алеврито-глинисті фації зануреної частини шельфу. З фауністичних решток в них знайдені одиничні трилобіти, гіоліти і беззамкові брахіоподи [5].

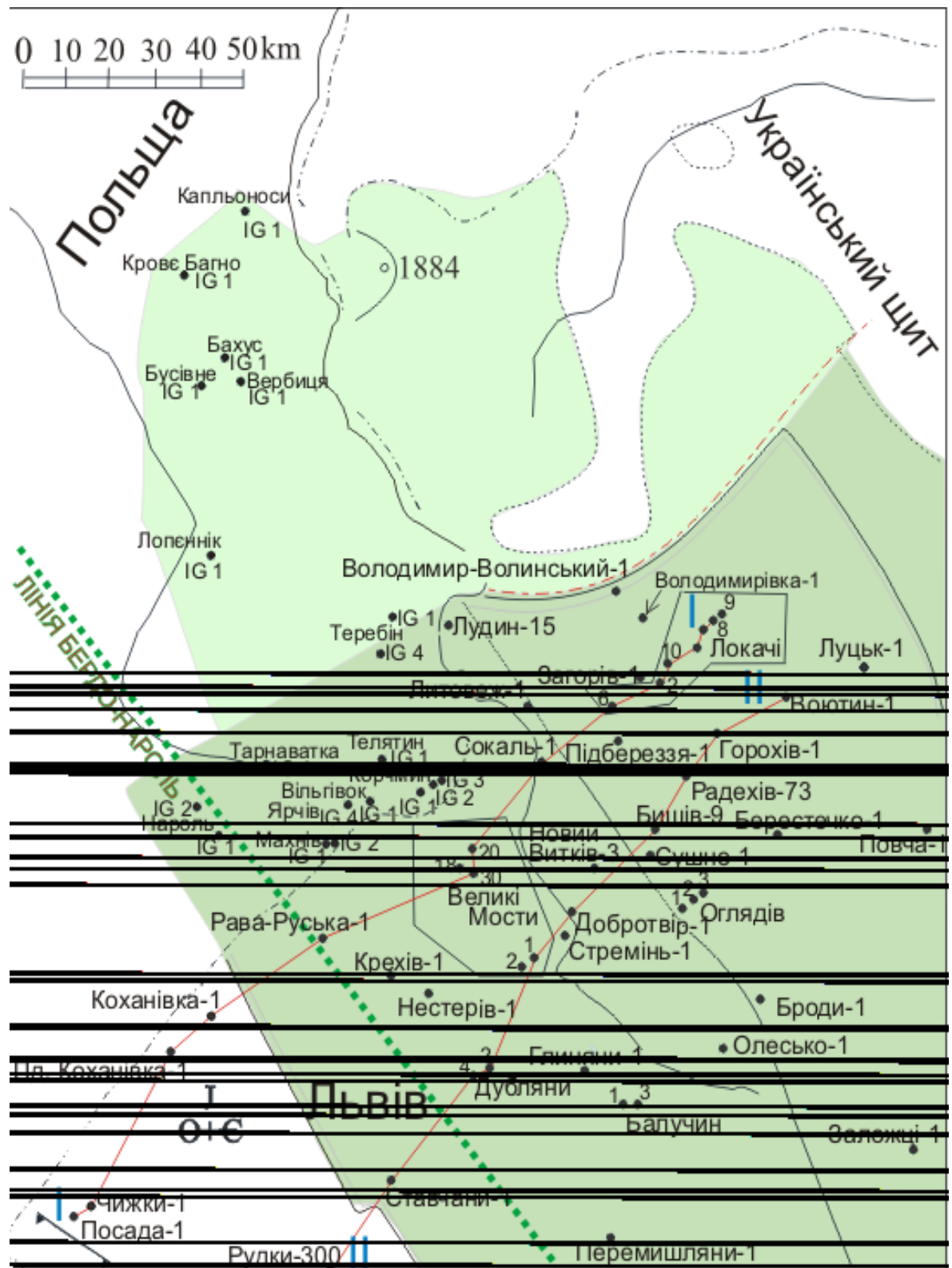
Розріз нижнього палеозою Дністерського перикратону завершується відкладами ордовику, які складають з кембрійськими безперервну послідовність наверстувань. Незважаючи на значну і різну тривалість денудаційного періоду, що наступив у пізньому ордовику і тривав до пізнього ландовері (східніше Городоцького розлому) та до байосу (західніше цього розлому), нижньопалеозойська товща була помітно еродована лише у

периферійних східних ділянках (на Ковельському виступі та західному схилі Українського щита), де у розрізах відсутні відклади ордовіку і частини кембрію, або ж спостерігається кілька стратиграфічних перерв різної тривалості. На ордовик припадає різка зміна у палеогеографічних умовах седиментогенезу на всій окраїні платформи – головно теригенне осадонагромадження в аренізькому часі змінюється на карбонатно-теригенне [4].



1-3 — східна межа поширення відкладів (1-силуру, 2-тиверського надгоризонту, 3-дністерської серії або олд-реду); 4 — західна межа поширення відкладів силуру і девону; 5 — межа поширення середньодевонських відкладів (межі Львівського прогину); 6 — зони тектонічних порушень; 7 — розміщення біогермових бар'єрів (А-баговицького, В-малиновецького (конівського), С-скальського (ісаковецького) віку); 8 — свердловини; 9 — район досліджень; ТТЗ — зона Тейсейра-Торнквіста.

Рис.2.1 Карта поширення фацій силурійських відкладів [6].



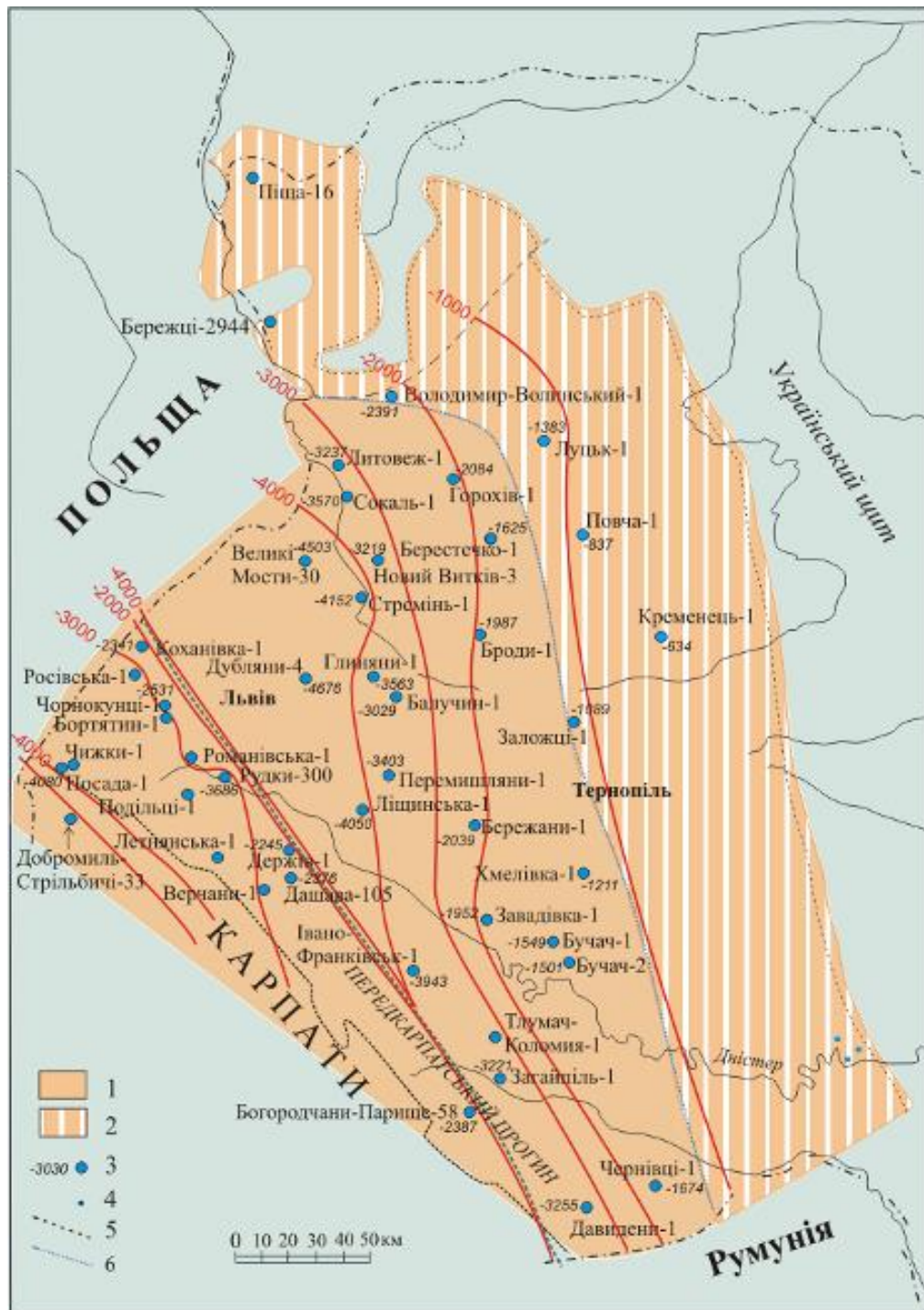
1-3 — східна межа поширення відкладів (1-силуру, 2-тиверського надгоризонту, 3-дністерської серії); 4 — західна межа поширення відкладів силуру і девону; 5 — межа поширення середньодевонських відкладів; 6 — розломи; 7 — свердловини.

Рис. 2.2 Карта поширення відкладів та розміщення свердловин [7].

У східній частині палеобасейну (на Волино-Подільській монокліналі) відкладається товща органогенно-детритових вапняків потужністю до 50-60 м (св. Литовеж-1, Сокаль-1, Стремінь-1, Дубляни-4). У Передкарпатському прогині такі ж вапняки потужністю до кількох метрів розкриті лише свердловиною Верчани-1 біля Стрия. Розрізи ордовіку на більшій частині Передкарпатського прогину і в Складчастих Карпатах (св. Добромиль-Стрільбичі-33) відрізняються винятково теригенним складом (аргіліти й алевроліти). У більшості свердловин у Львівському (центральна частина) та Передкарпатському прогинах товщина розрізу ордовіку не перевищує 132-145 м (табл. 2.1). Встановлення кореляційними методами наявності безперервних розрізів кембрію-ордовіку під юрою в Коханівській і Крукеницькій зонах та у Складчастих Карпатах (св. Посада-1, Чижки-1, 2, Добромиль-Стрільбичі-33) з такими самими повнотою і послідовністю наверстувань, як і в інших частинах прогину і на платформі [8], лише спростовує уявлення про існування на захід від Краковецького розлому перекритої неогеном гіпотетичної складчастої споруди Лежайського масиву та про його значну роль як постачальника седиментаційного матеріалу в Карпатську геосинкліналь. Такий висновок у жодному випадку не заперечує наявності відкладів венду і рифею в будь-якій частині прогину, але залягають вони не під неогеном, а під кембрієм і, як видно з порівняння розрізів, без стратиграфічної перерви між ними.

Середній палеозой у геологічній історії Волино-Подільської окраїни Східноєвропейської платформи та прилеглої частини Передкарпатського прогину займає особливе місце. З ним пов'язане формування потужної різнофаціальної товщі силуру й девону, яка різко відрізняється від старших та перекривних відкладів і є відображенням геологічних процесів, що відбувалися на краю платформи при її переході від каледонського до герцинського етапу розвитку. Характер та інтенсивність цих процесів визначалися розміщенням регіону, який у тектонічному відношенні належав

до зони перикратонних опускань [9], а в палеогеографічному – був дном шельфового (периконтинентального) моря.



1 – поширення кембрійських відкладів; 2 – площа з частково розмитими відкладами; 3 – свердловини і глибина залягання підосви кембрію (у м від рівня моря); 4 – відслонення кембрію; 5 – східна межа поширення силуру; 6 – східна межа поширення повних розрізів кембрію; 7 – ізогіпси підосви кембрію.

Рис. 2.3 Глибина залягання підосви кембрію [6].

Таблиця 2.1 – Глибина залягання і товщина відкладів нижнього палеозою у свердловинах.

Свердловини	Підшва кембрію (від рівня моря)	Альтитуда	Підшва (м)		Покривля ордовіку	Товщина (м)		Відклади покрові
			Нижній кембрій	Ордовик		Кембрій	Ордовик	
Дубляни-4	-4690	252,4	(4925)	4387	4310	538	77	S
Литовеж-1	-3205	222,7	3428	2890	2827	538	63	S
Балучин-1	-2971	240,6	3212	2674	2644	538	30	S
Сокаль-1	-3586	130,5	3716	3168	3053	538	115	S
Новий Витків -3	-3153	223,0	3376	2838	2814	538	24	S
Перемишляни-1	-3368	317,15	3685	3147	3037	538	110	S
Великі Мости-30	-4477	211,4	4688	4150	4043	538	107	S
Глиняни-1	-3560	240,4	3800	3262	3153	538	109	S
Берестечко-1	-1607	237,4	1844	1306	1305	538	1	S
Повча-1	-804	333,1	1137	-----	681	456	---	S
Горохів-1	-2013	273,6	2287	1749	1698	538	51	S
Броди-1	-1943	227,4	2170	1632	1567	538	65	S
Луцьк-1	-1027	186,6	1214	---	727	487	---	S
Володимир-Волинський-1	-2399	224,7	2624	2086	2080	538	0	S
Лудин-15			(3330)	2792	2776	538	16	S
Добровір-1	-3552	207,8	3760	3222	3214	538	8	S
Крехів-1			3627	3089	3001	538	88	S
Бережці-2944		169,3	878	359		519		C
Чорноунці-1	-2529	256,9	2786	2248	2150	538	98	S
Рудки-300	-3675	268,8	3944	3406	3313	538	93	J ₂
Подільці-1	-3570	268,7	3839	3301	3228	538	73	J ₂
Росівська-1				3462	3350	538	112	J ₂
Романівська-1	-2679	301,4	2980	2442	2323	538	119	J ₂
Коханівка-1	-2241	238,6	2480	1942	1908	538	34	J ₂
Бортятин-1	3821	233,3	4054	3516	3416	538	100	J ₂
Держів-1	-2221	267,4	2488	1950	1858	538	92	J ₂
Посада-1	-3808	257,5	4065	3527	3425	538	102	J ₂
Оселя-2			[4242]	3704	3620	538	84	J ₂

Формування цього потужного розрізу відбувалося протягом трьох відмінних етапів седиментації: 1 – пізньоландоверсько-лудловського, 2 – пржидольського і 3 – ранньодевонського (лохков-емського).

Для першого з етапів характерна повільна седиментація в умовах відносно стабільного тектонічного режиму різнофаціальних, переважно шельфових осадов, незначне збільшення їх потужності у західному напрямі.

На другий етап седиментогенезу припадає різка активізація тектонічних рухів на краю платформи та формування на ньому

асиметричного грабену шириною 50-75 км – зони Тейссейра-Торнквіста – з інтенсивним компенсованим прогинанням: темпи осадонагромадження в ньому у 4-5 разів були вищими порівняно зі східнішою (стабільною) частиною шельфу (товщина пржидолу в них досягає відповідно 700-800 м та 150-160 м при потужності всього силуру 900-1100 м та 340-450 м) (табл. 2.2, рис. 2.2).

Третій етап (зразу ж від початку лохкову) вирізняється перманентною регресією палеобасейну, яка супроводилася його поступовим звуженням і обмілінням, зміщенням прибережних фацій на захід, збільшенням надходження теригенного матеріалу, вимиранням рифо- й біогермотворних організмів. Для нижньодевонських відкладів, незалежно від їхнього фаціального складу, характерна незмінність потужності ізохронних підрозділів в межах всієї площі поширення, що вказує на формування їх в умовах спокійної тектонічної обстановки як у самому палеобасейні, так і в прилеглих з обох боків до ТТЗ ділянках платформи.

Згідно з одержаними за останні роки фактичними даними, первісна проста структура середньопалеозойської товщі Дністерського перикратону, як і на суміжній території Польщі [10], надзвичайно ускладнена контрастними і різноспрямованими тектонічними рухами у кінці раннього девону та в пізньому карбоні, тобто під час двох тривалих інтервалів континентального розвитку (рис. 2.4). Саме ж формування розрізу відбувалося при відносно синхронізованому тектонічному режимі в межах всього регіону: у ранньому силурі та середньому-пізньому девоні відкладання осадів компенсувалося більш-менш рівномірним прогинанням, а в пізньому силурі (пржидолі)-ранньому девоні було очевидно надлишковим.

За структурним планом силурійсько-нижньодевонська товща (структурний комплекс) різко відрізняється від середньо-верхньодевонської. Для першої з них характерне майже субмеридіональне простягання чітко виражених фаціальних зон, незначне збільшення потужності у західному напрямі; для другої – невиразна диференціація на фаціальні зони, значне

збільшення потужностей стратонів у південному (для живету) або західному (для франу й фамену) напрямі. Середній палеозой залягає на розмитій під час тривалої регресії (викликаної таконською фазою орогенезу) поверхні, яка складена породами ордовіку, кембрію і венду. Незалежний від блокової будови фундаменту структурний план для силуру вказує на одночасність виникнення морського режиму в межах усього регіону. Із виникненням після тривалої регресії силурійського периконтинентального басейну на Волино-Поділлі встановився відносно спокійний тектонічний режим, який протривав майже до кінця венлоцького часу. У процесі силурійського осадонагромадження на Волино-Подільській окраїні платформи відклалися різнофаціальна товща потужністю 340-1000 м (табл. 2.2). Мінімальні значення (340-385 м) зафіксовані у східній частині регіону та вздовж південно-східної межі Львівського прогину, максимальні (від 450 до понад 1000 м) – у Передкарпатському та центральній частині Львівського прогину, тобто у ТТЗ (рис. 2.5). На схід від ТТЗ спостерігається майже незмінна товщина окремих частин силурійської товщі, що було зумовлене відсутністю у цій ділянці палеобасейну диференційованих рухів по поперечних розломах, а отже, незмінністю структурного плану протягом всього періоду седиментації.

Аналіз карт поширення фацій показує, що у процесі силурійського седиментогенезу важливу роль відігравали рифобудівні та рифолюбні організми із карбонатним скелетом, які утворювали бар'єри у вигляді рифів, біогермів, заростей криноїдей або вали детритових осадів на межі лагуни й відкритого палеобасейну. Приуроченість таких бар'єрів до певних тектонічних структур безсумнівна, але ще мало досліджена. Незважаючи на латеральну міграцію бар'єрів та фаціальних зон (розміщення їх у баговицькому, малиновецькому та скальському часі не збігається), структурний план суттєво не мінявся протягом всього силуру.

Цілком очевидно, що підніжжя бар'єрів збігалось з рівнем базису хвиль у палеобасейнах, якими був облямований Фенно-Сарматський континент.

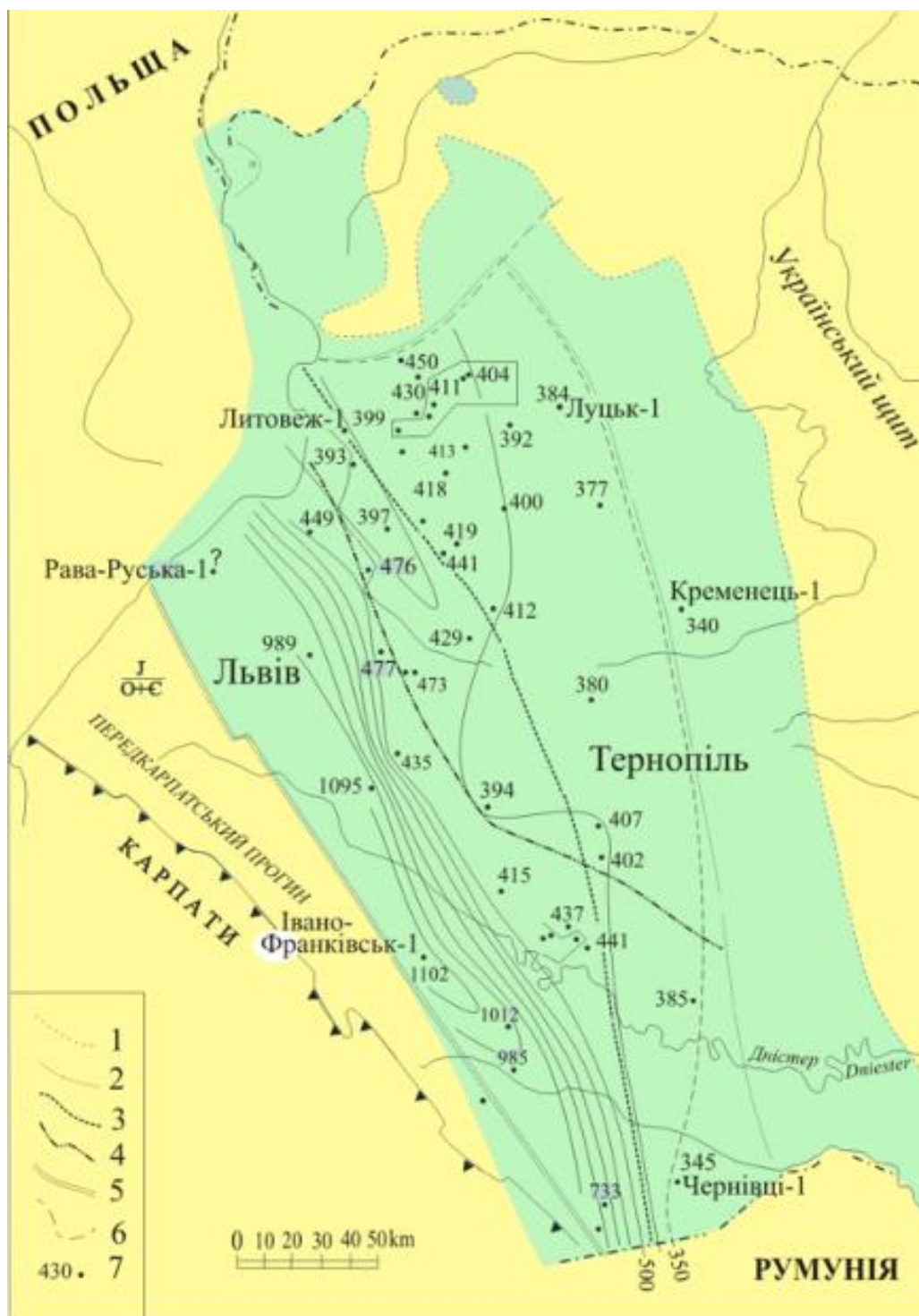
Таблиця 2.2 Глибина залягання і товщина відкладів силуру та нижнього девону у свердловинах.

Свердловини	Альтитуда	Підошва			Покрівля нижнього девону	Товщина (м)			Відклади покрівлі
		Силур	Девон (тивер)	Дністерська серія		Силур	Тиверський надгоризонт	Дністерська серія	
Дубляни-4	252,4	4310	3322	2792	1657	988	530	1135	D ₂
Дубляни-2		-	(3805)	3275	2238	-	530	1037	D ₂
Перемишляни-1	317,1	3037	2605	2075	1230	432	530	845	D ₂
Великі Мости-30	211,4	4043	3596	3066	2342	447	530	724	D ₂
Глиняни-1	240,4	3150	2670	2140	1645	480	530	495	D ₂
Стреміль-1	215,6	3695	3211	2681	2187	484	530	494	D ₂
Балучин-1	240,6	2645	2179	1649	1303	466	530	346	D ₂
Балучин-3	238,2	2578	2136	1606	1308	442	530	298	D ₂
Рава-Руська-1		2970	1836	1306	1229	?	530	77	J ₂
Крехів-1	235,2	3001	2530	2000	1855	471	530	145	D ₂
Нестерів-1	222,3	-	(3555)	3025	2087	-	530	938	D ₂
Сокаль-1	130,5	3053	2640	2110	1943	413	530	167	D ₂
Новий Витків-3	223,0	2814	2397	1867	1735	417	530	132	D ₂
Литовеж-1	222,7	2827	2430	1900	1806	397	530	94	D ₂
Олесько-1	231,2	1830	1402	872	850	428	530	22	D ₂
Броди-1	227,4	1567	1155	-	703	412	452	-	D ₂
Оглядів-1		2261	1820	-	1330	441	490	-	D ₂
Оглядів-3		1834	1415	-	1038	419	377	-	D ₂
Володимир-Волинський-1	224,7	2080	1630	-	1355	450	275	-	D ₂
Локачі-6		-	1570	-	1228	?	342	-	D ₂
Локачі-10		1606	1190	-	416				D ₂
Локачі-9		1572	1168	-	1001	404		-	D ₂
Воютин-1	206,5	1336	944	-	768	392	176	-	D ₂
Доброутвір-1	207,8	3214	2750	2220	2948	464	530	728	D ₂
Ліщинська-1		3709	2614	2084	990	1095	530	1094	D ₂
Сушне-1	253,5	2358	1908	-	1480	450	428	-	D ₂
Радехів-73		1877	1470		1145	407	325	-	D ₂
Берестечко-1		1305	906	-	658	399	348	-	D ₂
Горохів-1		1698	1284	-	1040	414	244	-	D ₂
Горохів-6		1900	1498			402			D ₂
Бишів-9		?	(1754)	-	1364	?	390	-	D ₂
Ставчани-1					(1740)				J ₂

Треба зазначити, що ріст органогенних побудов внаслідок інтенсивного руйнування їх та повільного компенсованого прогинання дна седиментаційного басейну лише незначно випереджав швидкість ізохронного осадонагромадження у передрифовій та зарифовій зонах і тому вони не утворили тіл, які за потужністю перевищували б вмісні товщі. Тектонічні

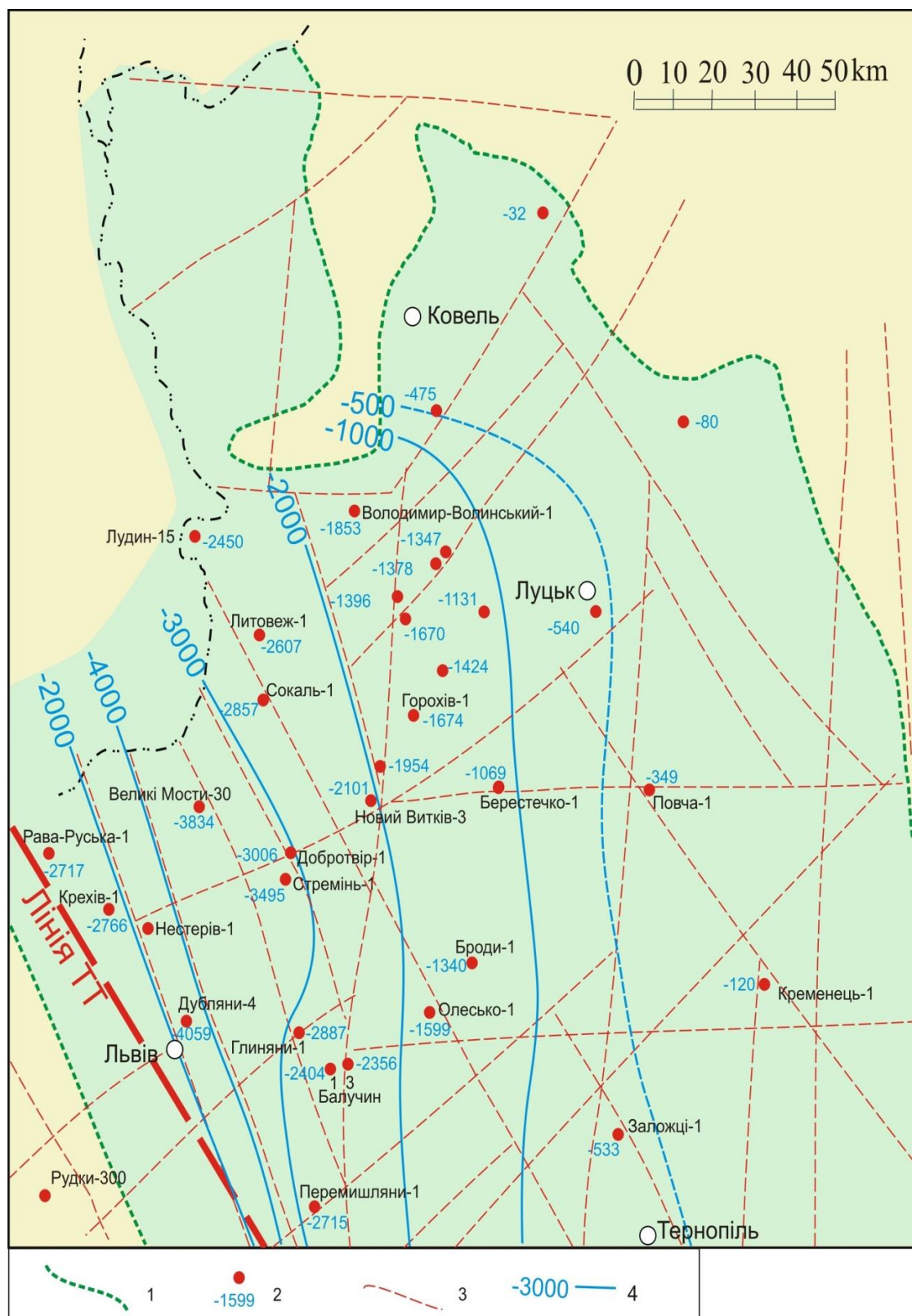
рухи на краю Східноєвропейської платформи супроводилися періодичними регіональними трансгресіями та регресіями. При цьому межі фаціальних зон у зв'язку з незначною глибиною палеобасейну і пологим нахилом його дна досить різко (без відчутних проміжних зупинок) переміщувалися на значні відстані, чим зумовили циклічну будову розрізів. Диференційовані рухи блоків по поперечних розломах очевидно не були інтенсивними і суттєво не впливали на формування фацій та розподіл потужностей відкладів. Найвідчутніше у силурі проявилися регресії у баговицькому та на початку скальського часу, які викликали максимальне обміління палеобасейну, інтенсивний розвиток органогенних побудов і рифів, значне розширення у західному напрямі акваторій лагун, локальні розмиви осадів у прибережній зоні. Крім того, на початку скальського часу тектонічно активно проявилася Белз-Балучинська зона, в якій свердловинами (Литовеж-1, Сокаль-1, Стремін-1, Балучин-1,3, Глиняни-1) розкриті розрізи пізнього лудлову, що різко відрізняються від ізохронних утворень східніше та західніше від них [11]. Трансгресія у силурійському періоді свого апогею досягла у малиновецькому часі, коли майже у всьому регіоні сформувалася монотонна товща (близько 100 м) грудкуватих глинистих вапняків і мергелів відкритошельфової та перехідної зон. Такою ж за масштабом, але відносно короткочасною була й пізньоскальська (дзвенигородська) трансгресія. Виходячи з того, що відклади перехідної фаціальної зони поширені і в тій частині палеобасейну, яка під час регресій перетворювалася у мілководну лагуну, можна зробити висновок про належність її (тобто зони розвитку грудкуватих вапняків) повністю до шельфової області. Цим пояснюється і відсутність суттєвої різниці між тектонічним режимом в ній та інших (прибережних) зонах під час седиментогенезу.

Компенсоване прогинання Волино-Подільського краю платформи в силурі супроводилося досить інтенсивною вулканічною діяльністю, центри якої знаходилися за межами регіону і поки що не встановлені.



1 – східна межа поширення силурійських відкладів; 2, 3 – східна межа поширення нижньодевонських відкладів (2 – тиверського надгоризонту, 3 – дністерської серії); 4 – південно-західна межа поширення іквинської серії; 5 – західна межа поширення відкладів силуру й девону; 6 – розломи; 7 – свердловини й товщина відкладів силуру в них.

Рис. 2.4 Карта товщини відкладів силуру [6].



1 — межі поширення відкладів силуру; 2 — свердловини і глибина залягання підосви силуру (у м від рівня моря); 3 — тектонічні порушення; ТТ — зона Тейсейра-Торнквіста; 4 — ізогіпси підосви силуру.

Рис. 2.5 Глибина залягання підосви силуру [7].

Періодичні виверження вулкану зафіксувалися відкладенням декількох проверстків туфітів та метабентонітів, які, незважаючи на незначну (0,05-3,0 м) потужність, простежуються в усіх розрізах і є хорошими кореляційними горизонтами.

На Волино-Поділлі силурійські відклади представлені товщею глинистих, глинисто-карбонатних та карбонатних порід потужністю від 390 до 1032 м (табл. 2.2, рис. 2.4). Вміст карбонатних відмін, які переважають у північно-східних частинах регіону, досить швидко зменшується у південно-західному напрямі та вгору за розрізом. Порооди у зоні ТТ значно ущільнені та діагенетично змінені, для рифогенних вапняків, що формувалися у прилеглий до неї мілинній зоні, особливо характерні доломітизація та кавернозність.

Стратиграфічно розрізи складені досить мінливими поліфаціальними товщами лагунних, мілинних, відкритошельфових та схилових утворень давнього басейну. Однотипні за складом та походженням фації утворюють фаціальні зони більш-менш субмеридіонального простягання. Їхнє розміщення і межі з часом змінювалися і тому площі поширення подібних фацій на різних стратиграфічних рівнях не є однаковими і не збігаються. Закономірні коливання фаціальних зон у ту чи іншу сторону відносно берегової лінії, пов'язані із змінами глибини палеобасейну, зумовили циклічність будови розрізу в цілому. Останнє дає змогу виділити регіональні кореляційні одиниці – горизонти, які досить чітко прослідковуються майже в усіх розрізах: китайгородський, баговицький, малиновецький і скальський. Фаціальні ряди (взаємне розміщення фаціальних зон у поперечних профілях) у кожному з них однакові, оскільки вони сформувалися в басейні за єдиною фаціально-седиментологічною моделлю [5;12].

Якщо на розміщення та міграцію фаціальних зон впливали палеотектонічні та палеогеографічні чинники, то формування й склад самих фацій залежав здебільшого від розвитку органічного світу і, в першу чергу, скелетних організмів. Рифобудівні організми не тільки були

постачальниками великої кількості детритового матеріалу при формуванні мілинних фацій, а й створювали цілі побудови типу біогермових чи рифових масивів. Такі побудови відмежовували зону з лагунним седиментогенезом (східна частина регіону) від відкритого басейну, розміщеного західніше.

Для осадів лагун, які формувалися у найближчій до берега смузі шельфу, характерне тонке чергування седиментаційних доломітів з домеритами; рідше зустрічаються вклинені в них проверстки органогенних вапняків, мертелів, аргілітів, гіпсів та ангідритів. Зона розвитку рифогенних утворень має досить складну і ще недостатньо вивчену будову. Характерна ознака зони – наявність потужних товщ вторинних доломітів, доломітизованих вапняків з численними рештками рифобудівних і рифолюбних організмів. Передрифові фації, що завершують фаціальний ряд шельфу, поширені у дещо ширшій смузі і складені масивними органогенно-детритовими вапняками з вклиненими в них глинистими вапняками та біогермами; зарифові – доломітизованими продуктами руйнування рифів, що чергуються з лагунними відкладами. Серед відкритошельфових і схилових фацій переважають мергелі, грудкуваті глинисті вапняки й аргіліти, причому глинистість порід збільшується у напрямі відкритого моря.

Зони розвитку різновікових рифових побудов у більшій частині регіону не збігаються: на заході розміщена ранньоскальська (ісаковецько - пригородоцького часу), на сході – ранньомалиновецька (конівська); баговицька проходить приблизно посередині між ними. Підстелені рифогенні тіла переважно масивними органогенно-детритовими вапняками або доломітами і домеритами; переходи їх до суміжних фацій поступові, але займають дуже вузькі зони. У складі китайгородського горизонту, представленого на всій площі винятково морськими глинисто-карбонатними відкладами (схиловими фаціями), фаціальні зони не виділяються. До решти горизонтів входять лагунні, мілинні (рифові, передрифові та зарифові) і відкритоморські (відкритошельфові) утворення, які утворюють повні

фаціальні ряди [5].

Лагунні фації широко розповсюджені у східній частині регіону (район Луцька і Повчі) в баговицькому та скальському горизонтах і дещо менше – в малиновецькому. Ними повністю складені баговицька, пудлівська, семеринська, несвіцька, пригородоцька і сернівська світи. У лагунній зоні виділені фації: 1) візерунчастих доломітів; 2) ламінарних глинистих доломітів; 3) євриптерових доломітів; 4) тонковерстуватих євриптерових доломітів, що чергуються з мікрокристалічними вапняками; 5) глинистих доломіто-вапнякових біотурбідитів; 6) гіпсоносних доломітів. Крайнім прибережним членом фаціального ряду латунної зони вважаються візерунчасті доломіти, які з силуру Волино-Поділля ніким не досліджувались і не описувались у зв'язку з недостатньою кількістю матеріалу.

Характерними ознаками зони вважаються: 1) первинно доломітовий склад відкладів; 2) досить добре виражена мікроверстуватість; 3) часті строматоліти; 4) тріщини висихання на поверхні наверсткування; 5) відсутність фауністичних решток (за винятком окремих знахідок ракоскорпіонів і остракод); 6) витримана товщина відкладів; 7) відносно однорідна структура порід.

До найпоширеніших утворень зони можна віднести ламінарні глинисті доломіти і водоростеві доломіти устівської світи. Ці доломіти є первинними (сингенетичними), оскільки утворились у лагунно-прибережних тиховодних умовах, які періодично виникали у частково відмежованому від нормального шельфового моря басейні з дещо ненормальними умовами осадонагромадження і чітко вираженою циклічністю. Ламінарні доломіти характеризуються великим вмістом глини, більше чи менше вираженою тонко- й мікроверстуватістю (смугастою текстурою), відсутністю гіпсу та інших показників підвищеної солоності, відсутністю рештків організмів (за винятком поодиноких знахідок євриптерид та окремих скупчень остракод). Залягають вони у вигляді відносно витриманих верств невеликої потужності (до 1 м), які становлять регресивну частину циклітів і часто завершуються

поверхнями розмивів. Водоростеві доломіти представлені малопотужними (не більше метра) строматолітовими біостромами, які залягають на розмитій поверхні ламінарних доломітів і починають трансгресивну частину циклів. Складені вони скупченнями сферично-шкарлупчастих водоростевих наростів з численними кавернами і пустотами. Поверхня пластів нерівна, але без розмивів.

Гіпсоносні доломіти є типовою і досить поширеною фацією в устівській підсвіті, семеринській, несвіцькій, сернівській світах на північному сході регіону. Самі породи дрібнозернисті, ясно-сірого кольору, смугасті, з більшим чи меншим вмістом глинистого матеріалу, часто переходять у домерити із слідами підводних розмивів і турбулентних течій. Гіпси в них зустрічаються у вигляді окремих кутастих включень, прожилків у тріщинах, промерстків різної потужності (від 1 мм до 1 м), нерідко заміщені ангідритами. Фауністичні рештки повністю відсутні.

Безпосередньо біля рифових споруд (зарифові фації) зустрічаються брекчізовані доломіти, в яких уламки дрібнозернистих або пелітоморфних доломітів зцементовані глинисто-домеритовою основною масою (рифогенні брекчії).

До другої фаціальної зони відносяться відклади, що утворилися у відносно неширокій міліній смузі на межі лагуни й відкритого шельфу. Характерні ознаки зони: 1) первинний вапняний склад порід; 2) відсутність теригенних домішок; 3) розмаїття структур і текстур порід; 4) переважання решток рифобудівних та інших прикріплених організмів; 5) горизонтальна невитриманість верств і значні коливання потужностей. Найтипівішими для зони є фації рифів (біогермних побудов) та передрифових детритових вапняків. Рифові фації відомі в локачинській світі, де представлені досить потужними (до кількох десятків метрів) товщами зернистих (від дрібно- до грубозернистих) масивних вторинних доломітів. Такі породи відрізняються великою кавернозністю, що утворилася внаслідок повного вилуговування скелетів фауни. Треба зазначити, що пустоти в породі здебільшого

повторюють форму цих решток; невилуговані корали і строматопори, які не доломітизовані й не заміщені, зустрічаються рідко.

Біогермні побудови особливо поширені у мукшинській підсвіті та конівській світі на Поділлі. Відрізняються вони невеликими розмірами (висота не перевищує 10-15 м, простягання – 25 м), заляганням серед однорідних порід, відсутністю значних вторинних змін (доломітизації), відсутністю або невеликими розмірами шлейфів. Мукшинські біогерми у літологічному відношенні мають досить однорідний склад, проте переважають біоморфні вапняки, які відзначаються бітумінозністю, твердістю і масивністю. Цементувальна маса представлена тонкозернистим кальцитом із згустками доломіту або ж доломітом із домішками алевритового матеріалу; часті ніші, виповнені мергелем, афанітовими вапняками й доломітами. Шлейфи їх складені сірими бітумінозними дрібнозернистими, місцями слабоглинистими органогенно-детритовими вапняками, які на незначній відстані від побудови переходять у тонкоплитчасті мергелі з численними уламками коралів, моховаток, криноїдей.

Біогерми конівської світи значно менші за розмірами і складені, в основному, скелетними рештками колоніальних організмів (коралів і строматопор), зцементованих вапнисто-мергелистою масою; шлейфи виражені не дуже чітко і часто відсутні. Відрізняються коралово-строматопорові та коралово-строматопоро-криноїдні біогерми. Бони виявлені у вигляді поодиноких споруд серед грудкуватих глинистих вапняків.

Біостроми у скальському горизонті (у варницькій і трубчинській світах) Поділля утворені колоніями строматопор, водоростей і коралів. Висота їх не перевищує одного-півтора метра, довжина – від десятків до сотень метрів. У різні періоди розвитку басейну бар'єр між лагуною та відкритошельфовою частиною на різних ділянках міг бути представлений або невисоким рифом, або біогермною грядою, або заростями водоростей чи криноїдей, або

банками. Проте, незалежно від типу власне рифової побудови, біля неї зі сторони відкритого моря завади формувались передрифові фації. Складені вони різними зернистими вапняками з масивною або (далі від споруди) брекчієподібною текстурою, без домішок глинистого матеріалу і слідів доломітизації, досить рідко з фауністичними рештками. Забарвлення порід переважно темно-сіре, з коричнюватим відтінком, подекуди трапляються майже білі криноїдні відміни. З віддаленням від органогенної споруди, яка була постачальником детриту, величина зерен зменшується, масивна текстура переходить у брекчієподібну і грудкувату, збільшується вміст глинистого матеріалу (у прожилках або у розсіяному вигляді). Серед відмін перерахованих передрифових фацій особливо виділяються криноїдні вапняки – сірі, з коричнюватим відтінком, рідше майже білі, середньо- або грубозернисті масивні породи, які повністю складені уламками морських лілій; товщина їх в окремих розрізах досягає кількох десятків метрів (конопківська, маньківська світи, нивицька підсвіта й ін.), проте ніколи не перевищує потужності ізохронних вміщувальних порід.

Західніше від мілинних відкладів у всіх горизонтах розміщена значно ширша зона розвитку відкритоморських (відкритошельфових) фацій. Для них характерні ознаки: 1) глинисто-вапняний склад; 2) несортваність глинистих і зернистих компонентів; 3) однорідність товщ без вираженої верстуватості; 4) грудкувата текстура порід; 5) деяке збільшення потужності відкладів. У зоні поширені глинисті, глинисто-детритові вапняки та мергелі з характерною грудкуватою текстурою. Складені ними товщі фурманівської, мар'янівської, балучинської, конівської, сокільської, задарівської, витківської світ вирізняються великими потужностями, відсутністю верстуватості, досить розмаїтими, але відносно рідкісними фауністичними рештками. Карбонатний матеріал (детрит різних розмірів) в основному скупчений у центральній частині грудок, розміри яких зменшуються (разом із зменшенням розмірів детриту і збільшенням вмісту глини як у самих грудках, так і в цементуючій їх масі) з віддаленням від рифогенної споруди.

Зона розвитку грудкуватих вапняків не є тектонічно відособленою і не має різких меж із суміжними зонами – перехід їх до граптолітових аргілітів поступовий, проміжними породами виступають неоднорідно глинисті мергелі, карбонатні аргіліти і глини з нечіткою грудкуватою або масивною текстурою.

Завершується фаціальний ряд відкладами зануреної частини материкового схилу, які поширені у четвертій фаціальній зоні і повністю складають розрізи силуру у центральній частині Львівського та в Передкарпатському прогині (у зоні Тейсейра-Торнквіста), де вони повністю розкриті свердловинами Дубляни-4, Перемишляни-1, Ліщинська-1, Івано-Франківськ-1, Загайпіль-1 (табл. 2.2). Для них характерний винятково теригенний склад – це темно-сірі, майже чорні аргіліти, рідко трохи карбонатні, з поодинокими граптолітами. Потужності товщ граптолітових аргілітів значно перевищують потужності ізохронних глинисто-карбонатних та карбонатних відкладів мілинної та лагунної зон.

Поступові переходи по латералі між фаціями і незначні зміни потужностей ізохронних відкладів вказують на те, що шельф силурійського палеобасейну, який розміщувався на більшій частині південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи, протягом венлоцького та більшої частини лудловського віків (у доскальському часі) був досить пологим (нахил його не перевищував 1-2°) і рівним.

Як видно з поперечних геологічних перетинів, материковий схил у палеобасейні геоморфологічно оформився під кінець лудловського віку, коли зародився грабен тектонічно активної структури – зони Тейсейра-Торнквіста, з якою пов'язане формування потужної ранньодевонської товщі (фації олд-реду, дністерська серія).

Зміна тектонічного режиму в кінці силурійського періоду, пов'язана з ерійською фазою складчастості у Західній Європі, істотно вплинула на характер седиментогенезу у Волино-Подільському периконтинентальному басейні. Початкові стадії цієї зміни контрастно зафіксувалися у

Белз-Балучинській зоні (св. Литовеж-1, Сокаль-1, Стремін-1, Оглядів-1, 2, 3, Балучин-1, 3) та на Локачинському піднятті (рис. 2.6), де розкриті специфічні розрізи верств, перехідних від пржидолу до лохкову (відклади верхів скальського та низів борщівського горизонтів). У ранньому девоні різко збільшилося надходження теригенного матеріалу з північного сходу (з району, розташованого північніше Рівного). Все це вплинуло і на розвиток органічного світу – основного продуцента карбонатів: повністю припинився розвиток рифобудівних і колоніальних організмів. Протягом раннього девону у західній частині регіону (у зоні Тейсейра-Торнквіста) формується потужна товща, складена флішоподібним чергуванням аргілітів та (зверху) алевролітів з тонкими проверстками брахіоподових і остракодових вапняків тиверської серії (530 м) та фаціями олд-реду дністерської серії (понад 1100 м) (табл. 2.2).

У подільському опорному розрізі нижня з них представлена флішоподібними вапнисто-глинистими осадами тиверської серії, стратиграфічно поділеними на борщівський, чортківський та іванівський горизонти, які використовуються як регіональні кореляційні підрозділи. По латералі у північно-східному напрямі (біля Луцька) вона поступово заміщується ізохронною з нею іквинською серією теребовлянської формації. Верхня теригенна товща, складена фаціями "олд-реду", виокремлена у дністерську серію [13].

Фаціальний склад та потужності середньопалеозойських відкладів на Волино-Поділлі вказують на їхню належність до платформових утворень, що сформувалися у зоні шельфу та, ймовірно, континентального схилу периконтинентального палеобасейну. Перем'ятість порід (насуви, кутові незгідності, дзеркала ковзання) у Рава-Руській зоні (св. Рава-Руська-1, Крехів-1) можна пов'язувати з прирозломними дислокаціями, що виникли внаслідок горизонтальних переміщень блоків у пізньому палеозої [14;15].

Для силурійсько-нижньодевонської товщі (структурного комплексу) характерне майже субмеридіональне простягання чітко виражених фаціальних зон (рис. 2.7) та значне збільшення потужності стратонів у західному напрямі.

Залягає вона на розмитій під час тривалої регресії (викликаної таконською фазою орогенезу) поверхні, яка складена породами ордовику, кембрію і венду. Глибина досилурійської поверхні зростає у західному напрямі від десятків до 4000 м (рис. 2.8). Оскільки базальні верстви силуру представлені в основному глинисто-карбонатними утвореннями рестівської підсвіти китайгородського горизонту та її вікових аналогів, які фаціально і за потужністю витримані в межах усього регіону, можна зробити висновок, що пізньоландоверське море інгресувало на добре вирівняний до того часу рельєф. Із виникненням після тривалої регресії силурійського периконтинентального басейну на південно-західній окраїні платформи встановився відносно спокійний тектонічний режим, який протривав майже до кінця китайгородського часу. Лінзи кварцових пісковиків та конгломератів (потужністю до 0,5 м) у підосві, ритмічне чергування вапняків і алевритистих мергелів, якими складена рестівська підсвіта у відслоненнях Середнього Придністер'я та в басейні Збруча, відображують лише локальні умови седиментогенезу. Прилегла зі сходу суша була добре вирівняна і край басейну, очевидно, не був геоморфологічно різко виражений.

Утворення раннього девону в регіоні представлені двома різко відмінними за генезою та фаціальним складом формаціями: 1) глинисто-карбонатною з осадів відкритоморського походження (сіроколірною флішоподібною) та 2) червоноколірною теригенною теребовлянською з осадів прибережно-континентального походження.

Лише на Волині біля крайньої північно-східної межі поширення силурійських відкладів у їхній базальній частині розкриті (свердловиною Млинки Річицькі № 16) мергелі з необкатаними уламками пісковиків, що може вказувати на близькість високого та крутого берега, приуроченого, ймовірно, до зони розлому.

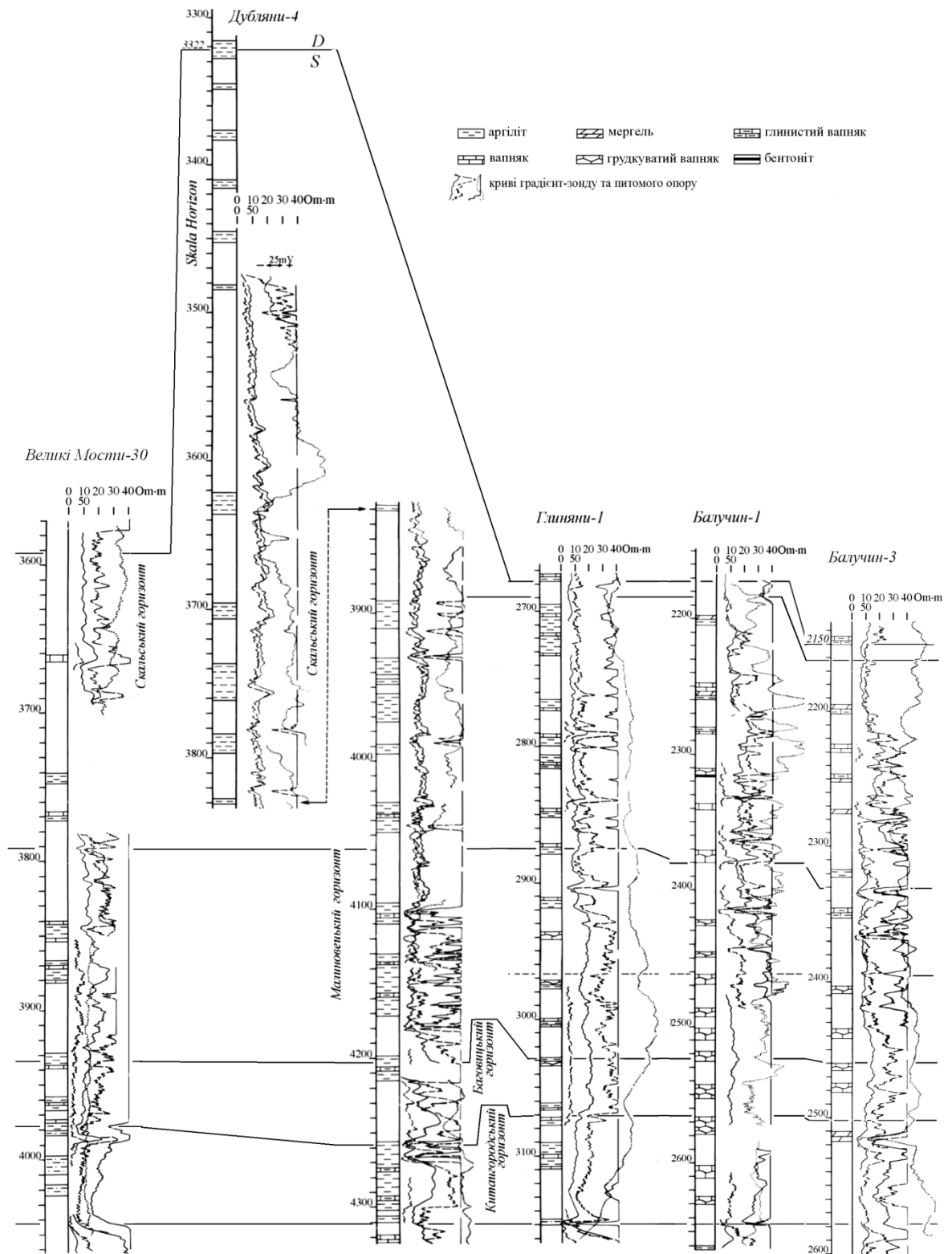


Рис. 2.6 Порівняння розрізів силуру зони Тейсейра-Торнквіста [7].

У процесі силурійського осадоагромадження на Волино-Подільській плиті і платформі відкладалася різнофаціальна товща потужністю 340-1102 м. Мінімальні значення (340-385 м) зафіксовані у східній частині регіону та вздовж південно-східної межі Львівського прогину, де у розрізах

переважають карбонатні відклади, максимальні (989-1102 м) – у Передкарпатському прогині та центральній частині Львівського прогину, де поширені виключно аргіліти [16]. Глибини залягання та поширення фацій силурійських відкладів відображені на рис. 2.8 та 2.9.

Типовий повний розріз глибоководних морських теригенних відкладів силуру із достатнім для аналізів відбором керна розкритий параметричною свердловиною Ліщинська-1 в інтервалі 2613-3537 м, що дозволило провести детальні мінералого-петрографічні і структурно-текстурні дослідження [6].

На більшій частині території відклади кембрійської системи залягають на глибині від кількох сотень до понад 4500 м (рис. 2.3, табл. 2.1) безпосередньо під породами ордовіцького віку. Седиментація відбувалася в єдиному басейні, глибина якого поступово збільшувалася у західному напрямі. У цьому ж напрямі змінюються фації – від прибережноморських піщаних до глибоководних алеврито-глинистих.

У найповніших розрізах західної частини Волино-Подільської монокліналі кембрій представлений всіма трьома відділами. Нижньокембрійська частина складена дрібнозернистими пісковиками та алевролітами з проверстками аргілітів.

До середнього-верхнього кембрію входить нерозчленована товща дрібнозернистих кварцових пісковиків з проверстками алевролітів та аргілітів, кількість і товщина яких збільшується у західному напрямі [16]. У прибережній східній смузі у розрізах переважають фації дюнних пісків, у західній (у Львівському та Передкарпатському прогинах) – алеврито-глинисті фації зануреної частини шельфу.

За літологічними відмінами у нижньому відділі вирізняють балтійську і бережківську серії.

Нижня частина балтійської серії складена пачкою до 60-70 м зеленувато-сірих і ясно-сірих горизонтально- або косоверстуватих середньо- та грубозернистих глауконіт-кварцових пісковиків. Структура пісковиків найчастіше псамітова, різнозерниста, рідше гравелиста. Текстура

верстувата або масивна. Кластичний матеріал представлений здебільшого кварцом, в меншій мірі (до 10 %) – польовими шпатами. Цемент у пісковиках представлений переважно кременисто-глинистим матеріалом і карбонатами. Глинистий матеріал цементу складений гідрослюдою з домішкою каолініту.

Середня частина (верхня пачка рівненської світи) представлена зеленувато-сірими тонковерстуватими, рідше масивними, з невеликими гніздами глауконіту і піриту алевролітами й аргілітами. Основна маса представлена гідрослюдами і кварцом з домішками кальциту і каолініту.

У верхній частині (стохідська світа) різко переважають глинисті породи – темно-сірі аргіліти та алевроліти з рідкісними малопотужними проверстками пісковиків. У східній частині регіону значне місце у розрізі стратону займають ущільнені глини сірувато-зеленого кольору.

Пісковики ясно-сірі різнозернисті, переважно дрібнозернисті, кварцові, подекуди вапнисті. Текстура їх масивна, інколи невиразно верстувата. Уламкові мінерали: кварц, польові шпати, слюди, гідрослюди, глинисті мінерали каолінового складу.

Бережківська серія об'єднує значну (306 м) товщу відкладів нижнього кембрію. Її нижня межа досить чітка і проводиться по підшві потужної пачки ясно-сірих кварцових пісковиків, з якою на Волині збігається перерва у седиментації, встановлена за наявністю в окремих розрізах базальних конгломератів. За розрізами Волині у складі серії вирізняють домінопольську, любомльську і свитязьку світи.

Домінопільська світа (до 130 м) у нижній частині складена переважно ясно-сірими дрібнозернистими кварцовими пісковиками з проверстками сірувато-зелених, подекуди червоно-бурих алевролітів. Структура пісковиків переважно псамітова, рівномірно- або нерівномірнозерниста, текстура масивна, нерівноверстувата. Кластичний матеріал кварцовий, у незначній мірі – польовошпатовий. У верхній частині розрізу кількість пісковиків поступово зменшується, починають переважати глинисто-алевритові проверстки, які нерівномірно переверстовуються з пісковиками.

Любомльська світа (до 74 м) складена ясно-сірими дрібно- та середньозернистими кварцовими пісковиками з рідкісними проверстками зеленуватих алевролітів. Кластичний матеріал винятково з кварцу. Цемент пісковиків типу дотикання, рідше поровий і базальний, представлений глинистим матеріалом.

Свитязька світа (до 102 м) складена алевролітами з підпорядкованими проверстками пісковиків. Пісковики сірі і ясно-сірі дрібнозернисті кварцові, подекуди кварцитоподібні, з тонкими проверстками сірих і зеленувато-сірих алевролітів. Структура їх псамітова і алевро-псамітова, нерівномірнозерниста. Цемент в основному карбонатно-глинистий базального чи порового типу. Текстура верстувата, невиразно верстувата, рідше масивна. Алевроліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, з тонкими проверстками пісковиків.

До середнього та верхнього відділів кембрію віднесена товща ясно-сірих кварцових пісковиків з прошарками алевролітів та аргілітів, яка без видимої кутової та стратиграфічної незгідності залягає на відкладах свитязької світи, але різко незгідно перекрита молодшими утвореннями (палеозойськими та мезозойськими). У західних розрізах (св. Балучин-1, 3, Перемишляни-1) над ними прослідковуються чорні аргіліти з різнозернистими кварцовими і поліміктовими пісковиками.

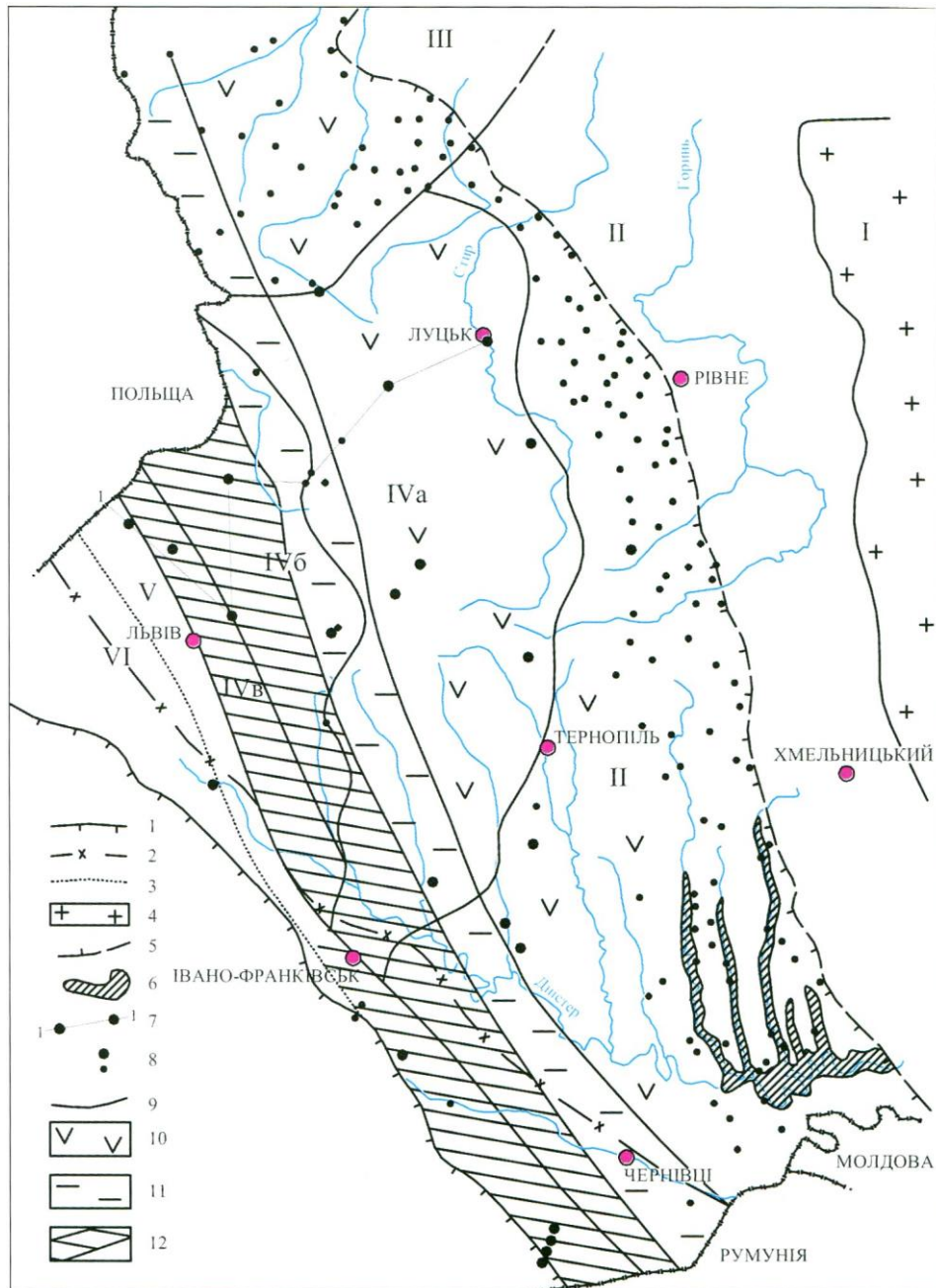
У розрізі кембрію Волино-Поділля виділяється декілька горизонтів пісковиків. Пласти-колектори екрануються пачками глинистих порід у середині кембрійської товщі, а в покрівлі кембрію стратиграфічно зрізані пласти - глинистими відкладами силуру.

Колекторські властивості кембрійських пісковиків на східному схилі Львівського палеозойського прогину змінюються в широких межах: пористість – від 1,5-8 до 14-27 %, проникність – від 0,1 до 200 мД, зрідка до 600 мД (св. Луцька №1, Пелчинська №1, Берестецька №1 [6;17;18]. Кращими колекторськими властивостями володіють пісковики в північно-східній і центральній частинах східного схилу прогину. У західному і

південно-західному напрямках якість порових колекторів поступово погіршується. Ця закономірність підтверджується свердловинами. Так, пористість в св. Новий Витків №1 становить 1-6,4 %, в св. Бучацькій № 3 – 1,3-8,5%, в св. Перемишлянській № 1, 3 – 3-5%, рідше 6-9%, в св. Давиденівській № 1 – 1,4-2,2%. Проникність, в основному, менше 0,1 мД. У св. Воютинській № 1 виділено 13 пластів-колекторів з пористістю 10-18 %, в свердловинах Тихотинської площі – 14 пластів з пористістю 9-15 %. У св. Володимирівській № 1 пористість колекторів становить 6-10 %, Загір'ївська № 1 – 6-14%, Сокальській № 1 – 8%, Сушнівській № 1 – 2-8 %. На захід у св. Добровірській № 1 і Стременській № 1 колектори відсутні і виявлено інтенсивне окварцювання пісковиків. Усі ці свердловини розташовані майже вхрест простягання кембрійських порід зі сходу на захід.

Необхідно відмітити, що пісковики у східних регіонах середньо- і крупнозернисті. У напрямку зі сходу на захід зменшуються кременистість і частка піщаних порід. Пісковики ущільнюються, хлоритизуються та окварцовуються, зменшується міжзернова пористість (1-3 %). Ці зміни відбуваються при переході через Устилуг-Рогатинську флексурно-скидову зону. Окрім того, на захід від неї відбувається глинизація розрізу. У св. Дубляни-4 зустрічаються породи, подібні до ортокварцитів та глинистих сланців.

Це лише загальні закономірності розповсюдження колекторів. Рідка сітка свердловин не дозволяє виявити детальні особливості їх розповсюдження. Однак, в регіональному плані попередньо зона розвитку кембрійських пісковиків окреслюється вузько витягнутою зоною північно-західного простягання на площі біля 6 тис. кв. км західніше Устилуг-Рогатинської флексурно-скидової зони (рис. 4.3).



I – УЩ, II – західний схил УЩ, III – Ковальсько-Ратнівське підняття, IV – Львівський палеозойський прогин, IVa – східний борт, IVб – бузький синклінорій, IVв – нестеровський антиклінорій, V – Рава-Руська складчаста зона, VI – Лежайсько-Центрально-Добрудженський антиклінорій мегаантиклінорій. 1 – північно-східна межа внутрішньої зони Передкарпатського прогину, 2 – північно-східна межа зовнішньої зони передкарпатського прогину, 3 – південно-західна межа Рава-Руської складчастої зони, 4 – кристалічні породи УЩ, 5 – східна межа поширення силурійських відкладів, 6 – виходи силурійських порід на поверхню, 7 – профілі зіставлення свердловин, 8 – свердловини які розкрили відклади силуру, 9 – межі структурно-тектонічних одиниць, 10 – Ковальсько-Хотинська СФЗ, 11 – перехідна СФЗ, 12 – Львівсько-Коломийська СФЗ.

Рис. 2.7 Структурно-фаціальні зони силурійських відкладів Волино-Поділля [11].

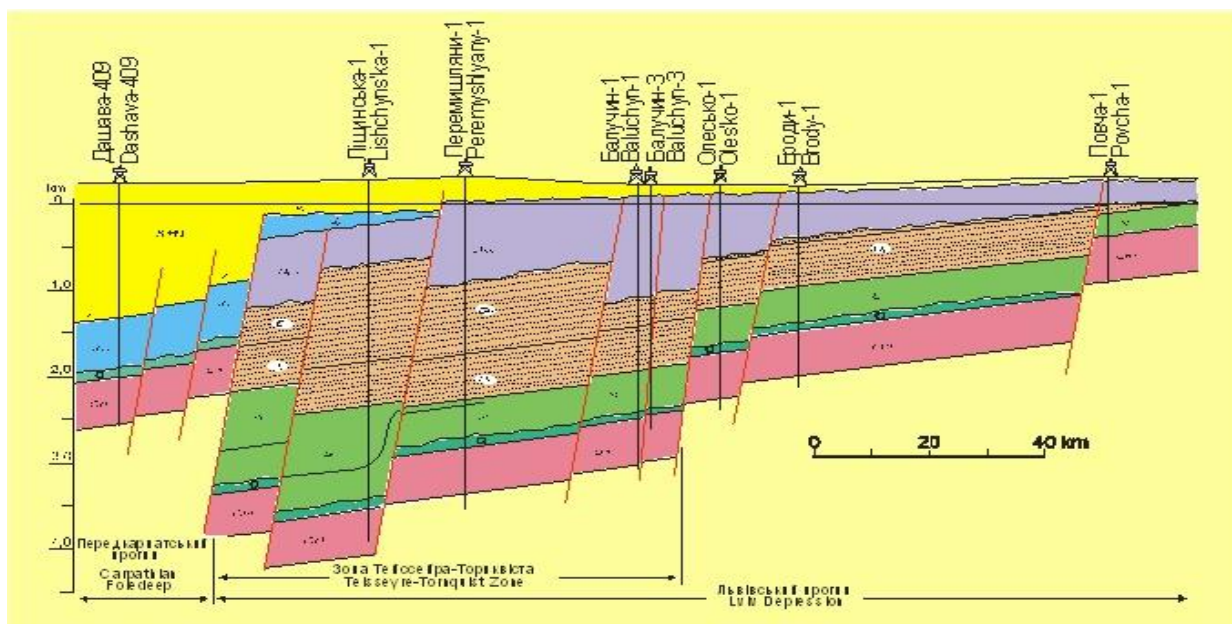


Рис. 2.8 Геологічний розріз Львівського та Передкарпатського прогнів [7].

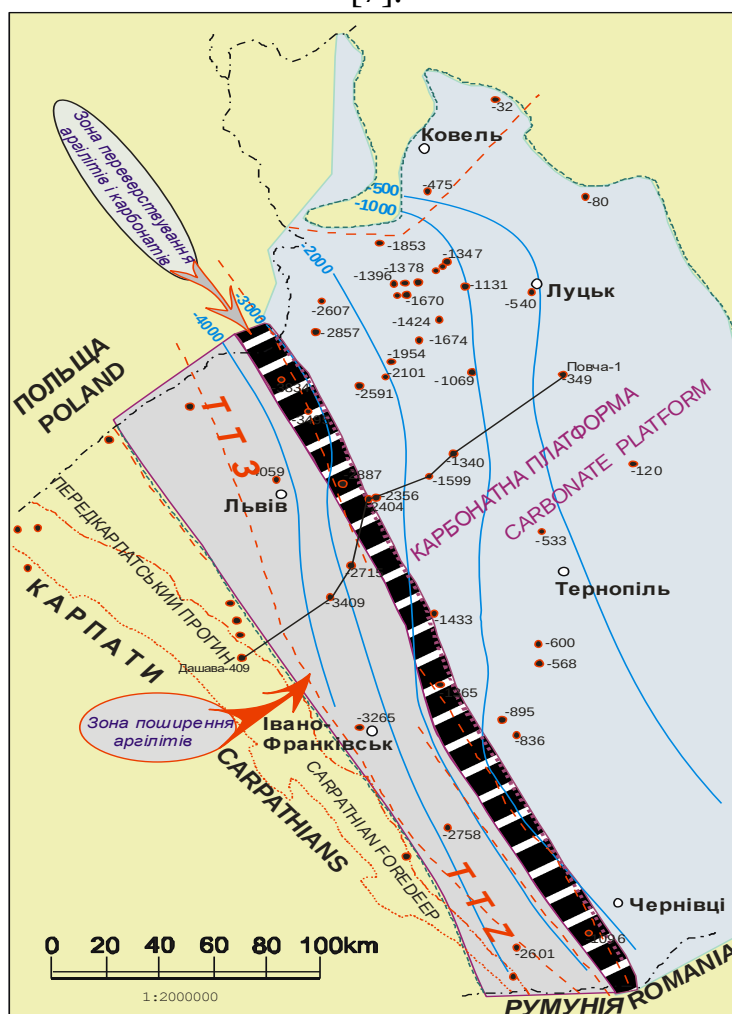


Рис. 2.9 Карта глибини залягання підосви силуру (нижче рівня моря) та поширення глибоководних аргілітів (сланців) [6].

2.2 Нафтогазоносність

Прояви вуглеводнів у межах Волино-Поділля встановлені у девонських, силурійських та кембрійських відкладах.

Родовища та прояви вуглеводнів у девонських відкладах. У другій половині двадцятого століття в межах Волино-Поділля (Волино-Подільська нафтогазоносна область) відкриті Великомоствіське та Локачинське традиційні газові родовища та нафтовий поклад на Павлівській площі.

Великомоствіське газове родовище приурочене до одноіменної антиклінальної пастки північно-західного простягання у відкладах середнього девону, розташоване в північно-західній частині Львівського палеозойського прогину [5]. Основний поклад газу залягає в інтервалі 2300-2450 м у базальних пісковиках лопушанської світи і екранується сульфатно-карбонатними породами. Пористість газовмісних пісковиків, за даними ГДС і лабораторними визначеннями, змінюється від 0,1 % до 7,5 %, а проникність – у межах 1,6-2,6 мД. Родовище потребує дорозвідки у тому числі і на нетрадиційні вуглеводні. Склад газу родовища на 93,28 % метановий. Крім цього газ містить 3,19 % азоту, 0,3 % – CO₂, 0,15 % – He.

Параметрична свердловина Великомоствіська № 30 глибиною 4800 м у склепінній частині структури під відкладами карбону і девону розкрила відклади силуру і кембрію.

Локачинське газове родовище розташовано в північній частині Львівського палеозойського прогину та приурочене до одноіменної брахіантиклінальної складки північно-східного простягання [5]. В інтервалі 815-980 м виявлено 7 покладів газу: один – у базальних пісковиках лопушанської світи і 6 покладів у вапнистих пісковиках середнього девону. Газ родовища на 93–95,3 % складається із метану. В газі присутні також N₂ – 3-5,2 %, CO₂ – 0,14-0,58 %, He – 0-0,303 %, H₂S – 0,02 %. На Локачинському родовищі порові колектори мають пористість від 7 % до 18 % і проникність до 131 мД. Родовище знаходиться в розробці та потребує до розвідки як на

традиційні, так і нетрадиційні вуглеводні. Зокрема, за даними промислово-геофізичних досліджень також виділені нафтогазоперспективні пласти в св. Локачинська № 3.

Нафтове скупчення відкрито на Павлівській площі, яка з південного заходу безпосередньо прилягає до Локачинського родовища. Отримані припливи нафти із середньодевонських відкладів дебітом до 250 л/д в св. Павлівська № 1 після соляно-кислотної обробки та Марковицьких № 1, 2. Нафта густиною 840-880 кг/м³ з великим вмістом масляних фракцій.

На території Польщі в центральній частині Люблінської западини відоме газове родовище Цецежин, де поклади газу на глибині 3750–3850 м пов'язані з тріщинуватими і кавернозними доломітами франського ярусу. Промислові припливи у свердловинах отримані тільки після соляно-кислотних обробок пластів. Ближче до кордону з Україною, в Люблінській западині, відкрито родовище Камарув з газовим покладом у відкладах середнього девону.

В св. Тихотин №3, пробурений в північно-східній частині Локачинського валу, із відкладів середнього девону з інтервалу 736-744 м піднятий пісковик, просякнутий нафтою.

В західній частині регіону на площах Батятичі і Кам'янка-Бузька в процесі буріння в девонських відкладах відмічені газопрояви.

При геологозйомочних роботах у вапняках девону встановлено газопрояви, примазки і краплі рідкої нафти в районі параметричних свердловин Луцька-1, Золочівська-1, а також на площі Олесько-Золочів.

За даними промислово-геофізичних досліджень свердловин також виділені нафтогазоперспективні пласти у св. Загорівська № 1, та св. Павлівських № 2, 3. Виявлені нафтові поклади на нашу думку потрібно відносити до нетрадиційних, так як вони приурочені до ущільнених вапнистих колекторів та їх освоєння потребує залучення сучасних технологій із багатоступневими потужними гідророзривами пластів та багатократними солянокислотними обробками.

Пористість пластів-колекторів девону у регіональному плані покращується в північно-східному напрямку і в районі Оглядів-Берестечко-Броди досягає 14-19 %, а місцями до 463 мД (св. Берестечківська № 1). в районі св. Володимирівська № 1 трапляються пісковики з пористістю 16,9 % і поровою проникністю 179 мД, Семеринської площі – 19,8 % і проникністю до 147 мД,.

Регіональною покришкою для покладів у середній частині середнього девону може бути батятицька світа.

Відкрита пористість пісковиків у зануреній частині ЛПП не перевищує 7 %. Зменшується кількість і товщина прошарків пісковиків аж до повного їх зникнення. Карбонатні порово-тріщинуваті колектори мають пористість до 4 %. Таким чином, колекторські властивості середньодевонських порід погіршуються в південно-західному напрямку.

Пласти-колектори добре ізольовані пачками непроникних аргілітів, а зверху перекриваються сульфатизованими доломітами і аргілітами франського ярусу

Менш значні прояви вуглеводнів, в основному, відмічені у кембрійському, силурійському.

Прояви вуглеводнів у силурійських відкладах Волино-Поділля в основному приурочені до так званого рифового комплексу карбонатних порід. [19;20;21;22]. Рифовий комплекс порід приурочений до баговицького, малиновецького і скальського горизонтів силуру. У значній кількості піднятих при бурінні зразків керну з рифогенних порід силуру, зафіксовані нафтовий запах, примазки та включення рідкої нафти в тріщинах і кавернах, інколи цілі інтервали кавернозних доломітів були просякнуті легкою нафтою.

При проходженні багатьма свердловинами рифогенних порід спостерігалися розгазування бурового розчину, на його поверхні відмічались плівки нафти.

Непромислові припливи вуглеводнів були отримані при випробуванні рифогенних порід на ряді свердловин. Так, при випробуванні порід

скальського горизонту у св. Локачинських № 9-15 одержано припливи легкої нафти світлого кольору, в св. Локачинська № 8 отримано слабкий приплив смолистої нафти.

У св. Локачинських № 10, 15, 17 в процесі буріння із порід малиновецького горизонту, а в св. Локачинська № 15 і із з баговицького горизонту одержані припливи пластових вод з великою кількістю розчиненого газу (96 % метану) і плівками нафти.

Ці дані свідчать про перспективність пошуків покладів вуглеводнів у рифогенних утвореннях. За результатами, отриманими на Локачинській площі, де рифові споруди вивчалися цілеспрямовано, вони складені мікро- і макрокавернозними вапняками з пористістю 4-10 % і проникністю до 46 мД.. Покращені колектори спостерігаються в малиновецькому і баговицькому горизонтах. Розподіл колекторів у рифових тілах нерівномірний. Покришками вуглеводнів служать перекриваючі їх глинисті вапняки з аргілітами.

У силурійському комплексі порід нафтопрояви (нафтонасичені керни і плівка нафти в буровій рідині) спостерігалися в параметричній свердловині Загорівська № 1, а також в структурно-пошукових свердловинах на площах: Марковичі, Горохів, Бережани, Коропець, Пишківці, Підгайці.

Відмітимо, що фахівцями Львівського відділення УкрДГРІ [6;10;17] спрогнозована бар'єрна смуга розвитку рифів силурійського комплексу в скальському і баговицькому горизонтах, яка простягається від Володимир-Волинського розлому у південно-східному напрямі аж до українсько-румунського кордону. Рифові споруди малиновецького горизонту, мабуть, не мають повсюдного поширення, вони виявлені свердловинами на площах Володимирівська, Міньковичі, Локачі, Горохів і Заложці.

Характерною виявленою закономірністю є, як правило, тяжіння силурійських рифових споруд Волино-Поділля до розривних тектонічних порушень.

Силурійські рифові комплекси краще вивчені у східній частині Балтійської синеклізи, яка є власне продовженням Львівського прогину у північно-західному напрямку. Зокрема, на Кібертайській площі у св. 2-Р з інтервалу 873-875 м одержано приплив нафти густиною $0,877 \text{ т/м}^3$, а на Шаукенайській площі – у св. 75 з приплив нафти отримано із інтервалу 1130-1158 м. Пастки тут різного типу: комбіновані по підняттю пластів за бар'єрними відкладами, літологічні, а також пов'язані з одиночними рифами. Товщина бар'єрних комплексів змінюється від 6,6 м до 57 м, ширина бар'єрних зон 4-6 км при довжині 200-250 км.

При бурінні свердловини Крехів-1 в силурійських аргілітах спостерігалися газопрояви у вигляді розгазування глинистого розчину. Аномальний вміст газу в розчині (60-70 %) за газокаротажними показниками.

Слід відмітити, що цілеспрямованих пошуків нетрадиційних покладів вуглеводнів в районі досліджень не проводилось. Лише у свердловині Володимирівська № 1 в процесі буріння за допомогою ВПТ при випробуванні інтервалу 1807-1862 м силурійських сланцевих відкладів (баговицький горизонт) було отримано приплив газу дебітом $1,4 \text{ тис. м}^3/\text{д}$.

Прояви вуглеводнів в кембрійському комплексі порід. Промислових традиційних покладів вуглеводнів у кембрійських відкладах Волино-Поділля на сьогодні не відкрито. Вони розглядаються як потенційно нафтогазоносні.

Однак, при бурінні свердловин у кембрійських відкладах часто спостерігалось розгазування бурового розчину. Зокрема, газопрояви зафіксовані при бурінні свердловин Локачинської № 7, Великомоствської № 30, Володимир-Волинської № 1, Перемишлянської № 3, Літовезької № 1 та ін. А при бурінні рівненського горизонту у свердловині Перемишлянська № 1 за газовим каротажом фіксувалась позитивна аномалія високої газонасиченості бурового розчину (від 7 до 33 % при фоні 0,3-0,7 %) та в інтервалі 3475-3545 м спостерігалось фонтанування природного газу з вмістом метану біля 85 %. Однак, при випробуванні цієї частини розрізу не одержано промислового припливу газу внаслідок незадовільного технічного

стану свердловини.

Газові аномалії за газовим каротажем до 7 %, рідше 33 % були зафіксовані при бурінні свердловини Перемишлянської № 1.

При бурінні свердловини Літовезької № 1 на поверхні бурового розчину фіксувались нафтові плівки.

В піднятих кернах часто відмічався запах бітуму, а в свердловині Володимир-Волинська № 1 піднято 3,5 м насичених легкою нафтою піщано-алевролітових порід.

Примазки нафти і нафтонасичені пісковики та вапняки виявлені в ряді картувальних геологічних свердловин як на Волино-Подільській монокліналі, так і на Ковельському виступі.

В розрізах багатьох свердловин (пробурено 45) за даними ГДС виділені газонасичені пласти. Випробувано десятки об'єктів, з частини яких припливів не отримано, а з багатьох мали місце припливи пластових вод з великим вмістом (до 90 %) розчиненого газу метану. Дебіти води різні, в західній частині в більшості не перевищують 1-10 м³/добу (св. Володимир-Волинська № 1, Нововитківська № 3, Олеська № 1, Бучацька № 1 та ін.). Вони свідчать про наявність колекторів з задовільними ємнісно-фільтраційними властивостями.

Вагомими критеріями можливої промислової нафтоносності кембрію і верхнього протерозою є також прямі виходи нафти в селах Колинківці і Луковиця в Чернівецькій області на Волино-Подільській монокліналі.

У розрізі кембрію Волино-Поділля виділяється декілька горизонтів пісковиків. Пласти-колектори екрануються пачками глинистих порід у середині кембрійської товщі, а в покрівлі кембрію стратиграфічно зрізані пласти - глинистими відкладами силуру.

Колекторські властивості кембрійських пісковиків на східному схилі Львівського палеозойського прогину змінюються в широких межах: пористість – від 1,5-8 до 14-27 %, проникність – від 0,1 до 200 мД, зрідка до 600 мД (св. Луцька №1, Пелчинська №1, Берестецька №1 [6;17;18]. Кращими

колекторськими властивостями володіють пісковики в північно-східній і центральній частинах східного схилу прогину. У західному і південно-західному напрямках якість порових колекторів поступово погіршується. Ця закономірність підтверджується свердловинами. Так, пористість в св. Новий Витків № 1 становить 1-6,4 %, в св. Бучацькій № 3 – 1,3-8,5%, в св. Перемишлянських № 1, 3 – 3-5%, рідше 6-9%, в св. Давиденівській № 1 – 1,4-2,2%. Проникність, в основному, менше 0,1 мД. У св. Воютинській № 1 виділено 13 пластів-колекторів з пористістю 10-18 %, в свердловинах Тихотинської площі – 14 пластів з пористістю 9-15 %. У св. Володимирівській № 1 пористість колекторів становить 6-10 %, Загір'ївська № 1 – 6-14%, Сокальській № 1 – 8%, Сушнівській № 1 – 2-8 %. На захід у св. Добровірській № 1 і Стременській № 1 колектори відсутні і виявлено інтенсивне окварцювання пісковиків. Усі ці свердловини розташовані майже вхрест простягання кембрійських порід зі сходу на захід. Це лише загальні закономірності розповсюдження колекторів. Рідка сітка свердловин не дозволяє виявити детальні особливості їх розповсюдження.

Прояви газу метану в кам'яновугільному комплексі порід. У відкладах карбону в низці свердловин поблизу м. Белз із так званих «сріблястих» пісковиків, які підстилають вугленосну товщу, зафіксовані прояви метану. В них очікується газ – метан вугільних пластів [23;24;25].

Слід відмітити і постійні прояви газу метану при видобуванні бурого вугілля у Львівсько-Волинському вугільному басейні, приуроченого до кам'яновугільних відкладів.

Львівсько-Волинський вугільний басейн (ЛВВБ) у порівнянні з Донецьким значно менший за площею поширення, товщиною вугільних пластів і відповідно видобувними запасами та ресурсами газу метану. Відмітимо, що одним з найбільших потенційних родовищ газу метану пластів бурого вугілля ЛВВБ є Тяглівське. Оцінка прогнозних геологічних ресурсів газу метану не перевищує 7,5 млрд. м³.

За різними експертними оцінками прогностичні видобувні ресурси газу метану ЛВВБ, приуроченого до кам'яновугільних відкладів, не перевищують 20 млрд. м³ [23;24;25].

На Державному балансі корисних копалин запаси газу метану Львівсько-Волинського вугільного басейну не числяться.

Згідно Державних балансів корисних копалин України розвідані запаси категорії С₁ Волино-Поділля складають 7 млрд. м³ газу (Локачинське та Великомоштівське родовища).

За даними Львівського відділення УкрДГРІ (2004 р.) перспективні ресурси категорії С₃ Волино-Поділля оцінюються у 0,1 млн. т нафти. і 6,6 млрд. м³ вільного газу.

Прогностичні ресурси категорії D₁ + D₂ оцінюються у 68,9 млн. т ум. п., у т. ч. 13,2 млн. т. нафти та 0,5 млрд. м³ розчиненого газу у відкладах силуру та 55,2 млрд. м³ вільного газу у відкладах девону і кембрію.

2.3 Чинники прогнозування газонасності кембрійських ущільнених пісковиків

Кембрійські відклади поширені на всій території Волино-Подільської НГО. Вивченість відкладів комплексом бурінням і сейсморозвідувальними роботами на більшості території слабка, в окремих районах – середня. Кембрійські відклади Волино-Поділля розкрито 66 свердловинами. На сьогодні покладів вуглеводнів в кембрійських відкладах в межах Волино-Подільської НГО не відкрито.

У цілому структурна будова кембрійського комплексу на більшій частині території Волино-Поділля вивчена слабо, вважається, що вона відображає структуру поверхні фундаменту [26]. Проте у Волинській частині, де широко розповсюджені відклади рифею, цей зв'язок не дуже чіткий. Значних змін відклади кембрійського комплексу зазнали у Розтоцькому блоці під впливом тангенціально-складчастих рухів у

салаїрську, каледонську і герцинську тектонічні епохи, що ускладнило їхнє вивчення методами сейсморозвідки. За даними останньої кембрійські відклади на кондиційному рівні досліджені лише в північній та північно-західній частині ЛПП, та фрагментарно в районі Перемишлянської, Бучацької, Корчівської, Колинківської та Таращанської структур.

Залягання відкладів кембрійського комплексу на більшій частині території, за виключенням Волинської частини і території внутрішньої зони Львівського палеозойського прогину, характеризується загальним моноклінальним падінням у західному і південно-західному напрямках. Абсолютна глибина залягання поверхні кембрійських відкладів змінюється від -500 м у східних районах Волино-Поділля до -5000 м – у західних. Вони залягають майже горизонтально з незначним нахилом (до 1°) на захід або південний захід.

Поступово, по мірі просування в західному напрямку, кут падіння поверхні збільшується до 5° , але він у 1,5 рази менший порівняно з падінням поверхні фундаменту. Моноклінальне залягання ускладнене розвинутою сіткою тектонічних порушень різної амплітуди, які відокремлюють різні за розмірами блоки.

Слід відзначити, що при переході через Устилуг-Рогатинську зону в розрізі кембрію відбуваються певні зміни. В Сокальському блоці значно збільшується градієнт занурення фундаменту. Він досягає 60 м/км при 30 м/км у східних частинах Волино-Поділля. Тут значно збільшуються товщини кембрійських, силурійських і нижньодевонських відкладів.

Кембрійська товща зі значною стратиграфічною перервою перекривається відкладами ордовіку і силуру (відсутні відклади верхнього кембрію, місцями ордовіку і більшої частини лландовірійського ярусу силуру). Перерва збільшується в східному напрямку, де кембрійські відклади представлені лише породами балтійської серії.

В західному напрямку відклади кембрію залягають на глибинах більше 3 км і, можливо, судячи по св. Великі Мости-30, суттєво дислоковані. Різниця

в кутах падіння порід в св. Великі Мости-30 (кембрій від 20° до 60° , силур від 5° до 10°) і Давидени-1 (кембрій від 20° до 30° , силур від 15° до 20°) дозволяють припускати існування кутової незгідності між кембрієм і перекривними відкладами силуру-нижнього девону.

На захід від Устилуг-Рогатинської зони не виключений розвиток складчастості, так як в західній частині Львівського прогину відклади кембрію несуть сліди послідовних складчастих рухів, оскільки перекривні утворення в тій чи іншій мірі дислоковані, що зумовлено тангенціальними рухами. Найбільша ступінь дислокованості відмічається в західній частині, де в св. Дубляни-3, 4 і Крехів-1 кути падіння порід досягають $20-40^{\circ}$. За межами ЛПП нижньопалеозойські відклади також дислоковані (в св. Ставчани-1 кути падіння порід $60-80^{\circ}$, на площі Північні Мединичі – до 60° , Коханівка і Давидени від 20° до 35°).

Структурний план кембрійських відкладів у північній і східній частинах регіону, не зважаючи на менші глибини залягання, ніж на заході, також вивчений тільки в загальних рисах. Тут відмічається моноклінальне занурення в західному напрямку. Монокліналь ускладнена валоподібними дислокаціями, яких за даними аналізу виділяється 12. Частина з виявлених валів контролюється регіональними розломами (Вітоніжським, Локачинським, Дубнівським, Ямпільським), а також ускладнюється рядом локальних структур, структурних носів і терас (Дорохівська, Сокалівська, Хмелівська структури, Денисівський і Настасівський структурні носи).

В кембрійських відкладах головними структуроутворювальними факторами на більшій частині території виступали вертикальні диференційовані рухи блоків фундаменту з періодичним домінуванням активності повздовжньої та поперечної системи розломів. Серед порушень субмеридіанального напрямку найбільш значущим є Радехів-Рогатинський розлом; серед порушень північно-східного простягання – Володимир-Волинський розлом, Вітоніжський скид, Локачинський скид, Луцький розлом, Дальніч-Колодінецький розлом, Дрогобицько-Бузька і

Стрийсько-Перемишлянська зони порушень, Глинянський скид, Монастирецьке та Отинійське порушення; серед порушень північно-західного простягання – Рава-Руська, Устилуг-Рогатинська, Бузько-Балучинська, Сокальська, Покащівська, Тлумачська, Тереховлянська і Збарзька зони розломів; серед порушень субширотного простягання – Південно-Ратнівський, Ямпільський і Дубнівський.

В межах Волино-Поділля відклади кембрійської системи представлені усіма трьома відділами – нижнім, середнім та верхнім. Кембрійські утворення без перерви залягають на відкладах венду та перекриваються відкладами ордовіку та силуру. Відклади кембрію поширені практично у межах всієї території досліджень. Загальні товщини відкладів кембрію змінюються від 0 м до 100 м (північна і східна частини) і від 1000 м до 1200 м (південно-західна частина). Глибини залягання відкладів також змінюються в дуже широкому діапазоні – від 500 м на сході до 5200 м в межах Розтоцького мегаблоку на заході (рис.1.6, табл.2.1).

Кембрій складений теригенними породами, які за літологічними ознаками поділяються на дві серії: нижню – балтійську, суттєво глинисту (нижня та середня частини нижнього кембрію), і верхню – бережківську, переважно піщану (верхня частина нижнього кембрію–верхній кембрій).

Балтійська серія в основному складена тонкошаруватими зеленувато-сірими аргілітами, алевролітами, рідше – пісковиками (стоходська світа). Нижню частину її розрізу складають глауконітові кварц-польовошпатові пісковики рівненської світи з прошарками алевролітів та аргілітів. З наближенням до внутрішніх частин басейну (Розтоцький мегаблок) рівненські пісковики заміщуються глинисто-алевритовими породами стоходської світи. Товщина світ: рівненської – до 30 м, стохідської – до 260 м. Загальна товщина балтійської серії досягає 290 м.

Бережківська серія складена потужними пачками пісковиків, які чергуються з менш потужними пачками глинисто-алевролітових порід. Вона поділяється на домінопільську, любомильську, свитязьку та гутівську світи.

Відклади домінопільської світи (до 200 м) залягають на розмитій поверхні стохідської світи. Світа складена пісковиками і алевролітами з рештками трилобітів, брахіопод і актітів. Свितязька світа згідно перекриває любомльську світу, складена тонким перешаруванням аргілітів, алевролітів і пісковиків, що вміщують брахіоподи і комплекс акрітів раусвіського горизонту товщиною до 170 м.

Завершує кембрійський розріз товща світло-сірих і строкатих пісковиків, які умовно співставляються з кібартайським горизонтом середнього кембрію.

У межах Волино-Поділля товщина відкладів бережківської серії зростає в західному напрямку і складає від 50 м до 700 м і, можливо, більше. Збільшення товщин кембрійського комплексу зі сходу на захід супроводжується, поряд із збільшенням стратиграфічного об'єму, ще й нарощуванням загальної глинистості розрізу при падінні коефіцієнту піскуватості з 0,6 до 0,3 [27].

В палеогеографічному відношенні відклади кембрію формувалися у мілководному морському басейні з нормальною солоністю. У басейні існувало відновне середовище, про що свідчить зеленувато-сірий колір порід та присутність в них аутигенних мінералів – піриту і глауконіту. Осадонакопичення відбувалося в межах континентального шельфу. В західному і південно-західному напрямках від УЩ простежується поступовий перехід від прибережних до глибоководних осадів. Взагалі в цих напрямках спостерігається зміна літолого-фаціальних зон у наступній послідовності: грубозернисті пісковики з гравелітами і конгломератоподібними породами в підшві; різнозернисті пісковики та алевроліти; пісковики, алевроліти та аргіліти приблизно в рівних співвідношеннях і ритмічне чергування піщаних та глинистих порід. Таким чином, в розрізі достатньо чітко простежується циклічність. Базальні верстви кожного циклу складені кварцовими пісковиками, а у верхній частині домінують аргіліти і алевроліти. Спостерігається суттєве нарощування

піскуватості у розрізі знизу догори. Так, якщо у нижньому (балтійському) циклі пісковиків до 10 %, то у верхньому (бережківському) циклі вони домінують.

Базальні верстви пісковиків кембрійського віку в промислових цілях об'єднуються у ряд перспективних горизонтів: К-1 (рівненський), К-2 (домінопільський), К-3 (любомильський), К-4 (свитязький) і т.д. Вони відокремлюються один від одного пачками глинисто-алевритових порід із задовільними екрануючими властивостями [27].

Пісковики горизонтів К-2, К-3, К-4 дрібнозернисті, рідше середньозернисті, як правило добре відсортовані, уламковий матеріал обкатаний. Текстура пісковиків масивна, іноді плямиста. Склад переважно кварцовий. Цементация контактова і кварцово-регенераційна, іноді зустрічається глинистий цемент плівкового типу, а також карбонатний порового і порово-базального типів. Ступінь окварцювання пісковиків збільшується з північного сходу на південний захід, а також зі збільшенням глибини залягання кембрійських відкладів.

Колекторами в кембрійських відкладах є, в основному, масивні пісковики. Колекторські властивості порід значно змінюються за площею залежно від літофаціальних особливостей. Відклади кембрію формувалися у мілководному морському басейні [6]. У басейні осадонакопичення простежується тенденція поступового переходу від прибережних фацій до більш глибоководних та зміна літотипів порід: від грубозернистих пісковиків з гравелітами та конгломератоподібними породами в підшві до різнозернистих пісковиків і алевролітів, ритмічного чергування піщаних та глинистих порід покрівлі окремих горизонтів. Спостерігається суттєве збільшення піскуватості у розрізі балтійської серії.

Детальні літолого-петрофізичні дослідження кембрійських відкладів проведено на зразках порід із свердловин Володимирівська-2, Лудин-15, Бучач-3 і Ліщинська-1 [28].

У свердловині Володимирівська-2 літолого-петрофізичні дослідження

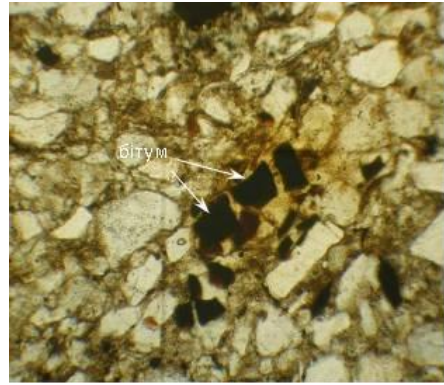
проведено на 17 зразках пісковиків та аргілітів в інтервалі глибин 2032-2370 м. Пісковики кварцові дрібнозернисті косошаруваті, зі слідами брижі водних палеотечій та субгоризонтальними, косими та похилими глинистими прошарками, збагаченими лейстами гідрослюд та твердих бітумів (антраксоліт) (рис. 2.10). З бітумами пов'язана присутність піриту та інших сульфідних мінералів (марказит). За мінералогічним складом вони, в більшості випадків, мономінеральні або олігоміктові. Цементация їх нерівномірна і змішана. Тип цементації – базальний, базально-поровий, зрощення зерен регенераційної структури, пойкилітовий. Наявне інкорпораційно-конформне зчленування уламкових зерен, внаслідок чого утворилися звивисті контакти зчленування зерен. Присутні кварцові облямівки зерен як результат розчинення в часі кварцових зерен за відповідних геостатичних тисків і температур. Не є винятком корозія (роз'єднання) зерен кварцу і цементувального матеріалу вторинним кальцитом. Мінералогічний склад цементів полімінеральний, карбонатний (діагенетичний і епігенетичний кальцит), гідрослюдястий, кременистий та змішаного типу.

Із вторинних мінералів відмічені луски серициту і хлориту, які утворилися в результаті розкристалізації глинистого матеріалу. Кременисті утворення, що знаходяться в порах разом з глинистою речовиною, представлені кварцом і його агрегатами. Поодинокі зерна ангідриду виповнюють пори або знаходяться в «скелеті» породи. Кальцит виповнює пори або кородує зерна кварцу й цементувальний матеріал.

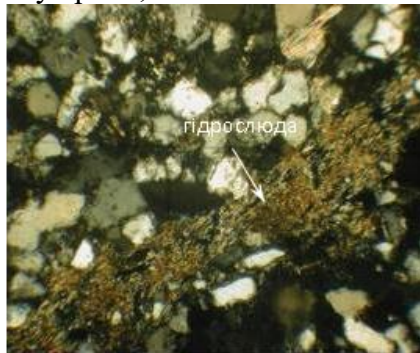
За результатами проведених петрофізичних досліджень зразків кварцових пісковиків встановлено, що вони є ущільненими і міцно зцементованими породами. Об'ємна вага їх змінюється від $2,45 \text{ г/см}^3$ до $2,70 \text{ г/см}^3$ при зміні відкритої пористості відповідно від 9,9 % до 1,7 %.



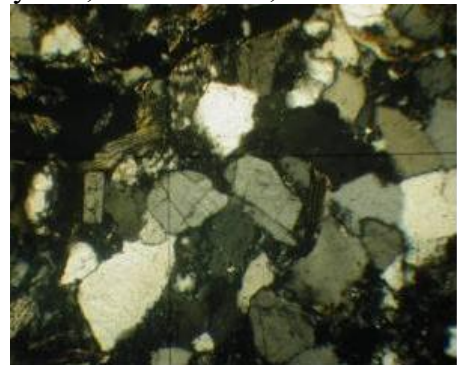
Пісковик кварцовий з шаруватістю типу брижі, 2032-2035 м



Пісковик кварцовий дрібнозернистий з бітумом, 2032-2035 м, 90^x



Пісковик кварцовий дрібнозернистий з прошарком гідрослюда, 2520-2526 м, 90^x



Пісковик кварцовий середньозернистий, 2520-2526 м, 90^x

Рис. 2.10 Породи кембрійських відкладів св. Володимирська-2 [28]

Вони є практично непроникними породами. Коефіцієнт абсолютної проникності для них змінюється в межах від 0,012 до $0,046 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Інтервальний час розповсюдження поздовжніх хвиль за нормальних умов змінюється в границях від 270 мкм/с до 370 мкм/с.

Пелітова частина аргілітів основної маси складається з глинисто-кременистої речовини. Вона спорадично, на окремих ділянках у вигляді поодиноких скупчень, лінз і прошарків неправильної форми містить домішки алевритистого кварцового матеріалу. На площинах нашарування аргілітів спостерігається накопичення великої кількості гідрослюд, що спричиняє розвиток плитчастості. Аргіліти характеризуються флазерною текстурою. В них встановлені субвертикальні мікротріщини, виповнені кальцитом, кварцом і бітумами, а також пелітоморфною полімінеральною речовиною. Прожилкове скременіння і бітумінозність аргілітів має всі ознаки продуктів гіпогенного алогенезу. Аргіліти сильно ущільнені (σ – 2,68-2,70

г/см³), слабокарбонатні, низькопористі ($K_p - 1,9-2,1 \%$), практично непроничні ($K_{пр} < 0,001 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$).

У св. Лудинська-15 літолого-петрофізичні дослідження порід кембрію проведено на 16 зразках пісковиків та алевролітів з інт. 2760-3014 м. Пісковики кварцові дрібно- і середньозернисті, зі структурою регенераційного розростання, щільні й міцні породи цукроподібного вигляду. Вони складені переважно (94-96 %) із водянопрозорих зерен кварцу з нормальним або слабохвилястим згасанням. Цементация їх нерівномірна і змішана. Тип цементації – зрощення зерен регенераційної структури, пойкилітовий характер зчленування зерен конформно-інкорпораційний, внаслідок чого утворилися звивисті контакти між зернами. Присутні кварцові облямівки зерен як результат розчинення кварцових зерен за відповідних геостатичних тисків і температур (катагенетичні процеси). Не є винятком корозія зерен кварцу і цементу вторинним кальцитом (рис. 2.11). Із акцесорних мінералів зустрічаються турмалін і циркон.

За мінералогічним складом алевроліти не відрізняються від пісковиків. У них також наявне інкорпораційно-конформне зчленування, внаслідок чого утворилися звивисті контакти між кварцовими зернами. Присутня корозія зерен кварцу вторинним кальцитом. У піщаних відкладах відмічені тонкі прошарки (10-15 см) специфічних алевропелітових порід, котрі характеризуються горизонтальною або похилохвилястою мікрошаруватістю, що переходить у неправильнолінозоподібну, ускладнену дрібними слідами замутнення, зсувовими текстурами та слідами життєдіяльності мулоїдів. У кембрійських породах виявлені стилітові тріщини, виповнені темноколірною полімінеральною поліморфною речовиною, з ознаками бітумів, а також внутрішньозернові тріщини, які є спільними для декількох зерен. Це підтверджує наші твердження про вторинну природу пористості у кембрійських окварцованих відкладах та можливість формування в них покладів вуглеводнів.

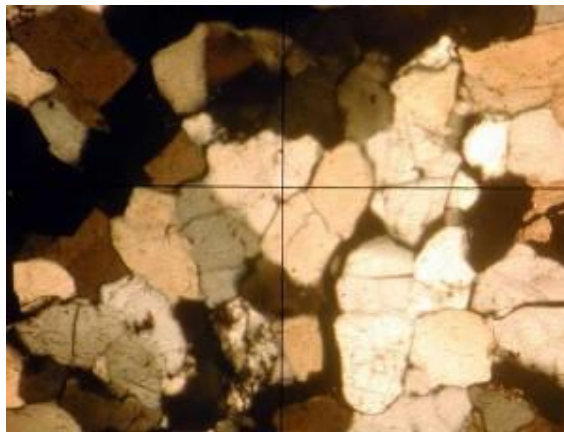
За результатами лабораторних досліджень кварцові пісковики є

ущільненими, міцно зцементованими породами, характеризуються невеликими значеннями відкритої пористості, відсутністю в них первинної міжзернової пористості.

Об'ємна вага їх змінюється від 2,45 до 2,64 г/см³ при зміні відкритої пористості від 3,2 до 1,2 %.



Алевроліт кварцовий зі стилітовими тріщинами, виповненими темнокольоровою поліморфною речовиною, інт. 2760-2761,5 м, 3^х



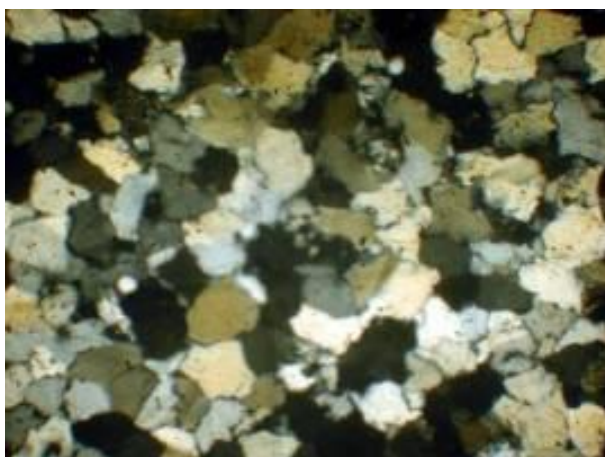
Пісковик кварцовий дрібнозернистий з цементом стикання і внутрішньозерновими мікротріщинами, інт. 2869-2875 м, 9^х

Рис. 2.11 Породи кембрійських відкладів св. Лудинська-15 [28]

Вони є практично непроникними породами. Коефіцієнт абсолютної проникності за нормальних умов для них змінюється в межах від $0,032 \cdot 10^{-15}$ до $0,142 \cdot 10^{-15}$ м², а в умовах, що моделюють пластові – від $0,0009 \cdot 10^{-15}$ до $0,0172 \cdot 10^{-15}$ м².

У св. Бучач-3 кембрійські відклади розкриті в інт. 1380-2058 м. Вони складені теригенними породами балтійської та бережківської серій. Балтійська серія представлена пісковиками рівненського горизонту та косошаруватими піщано-глинистими породами стохідської світи. За мінеральним складом вони ідентичні з відкладами Лудинської площі. Шаруватість піщано-глинистих порід викликана чергуванням дуже тонких кварцових піщаних та алевролітових прошарків з аргілітовими. Бережківська серія складена масивними пластами пісковиків, котрі розділені пачками аргілітів.

Літолого-петрофізичні дослідження проводилися на 50 зразках пісковиків, алевролітів та аргілітів: кварцові, “цукроподібні”, окварцовані (рис.2.12). Пісковики бережківської серії дрібно- і середньозернисті з регенераційним зростанням кварцових зерен. Це щільні й міцні породи, складені переважно (95-96 %) водянопрозорими зернами кварцу з нормальним або хвилястим згасанням. Цементация їх нерівномірна або змішана. Тип цементації – зрощення зерен регенераційної структури, пойкилітовий, конформно-інкорпораційний, внаслідок чого утворилися звивисті контакти між зернами. Присутні кварцові облямівки зерен як результат розчинення в часі кварцових зерен за відповідних геостатичних тисків і температур (катагенетичні процеси).



Пісковик кварцовий з пойкилітовим і конформно-інкорпораційним типами зчленування зерен, інт. 1694-1697 м, 10^x



Алевроліт кварцовий з включенням (темно-бурий колір) твердих бітумів і вуглефікованої органіки, інт. 1652-1657 м, 10^x

Рис. 2.12 Породи кембрійських відкладів св. Бучач-3 [28]

Цемент полімінеральний: кременистий, карбонатний (діагенетичний і епігенетичний кальцит), інколи гідрослюдистий та змішаного типу.

Із вторинних мінералів відмічені луски серициту і хлориту, утворені в результаті розкристалізації глинистого матеріалу; кременисті утворення представлені кварцом з глинистою речовиною; поодинокі зерна ангідриду, котрі виповнюють пори або знаходяться в “скелеті” породи; кальцит виповнює пори або кородує зерна кварцу й цементувальний матеріал. Із

акцесорних мінералів зустрічається турмалін і циркон.

У кварцових алевролітах наявне інкорпораційно-конформне зчленування кварцових зерен, внаслідок чого утворилися звивисті контакти між ними. Не є винятком корозія (роз'їдання) зерен кварцу вторинним кальцитом. В алевролітах інколи спостерігаються включення темно-бурих твердих бітумів й вуглефікованої органіки. Часто, особливо в нижній частині розкритих кембрійських відкладів (балтійська серія), розвинуте флішоїдне чергування тонких прошарків алевроліту, глинистого алевроліту, аргіліту та дрібнозернистого пісковика. Розвинуті сліди хвильової брижі, косошаруватість, сліди замушення та ін.

Пелітова частина аргілітів складається з глинисто-кременистої речовини. Вона спорадично, на окремих ділянках, у вигляді поодиноких скупчень неправильної форми, лінз і прошарків містить домішки алевритового кварцового матеріалу, гідрослюд, що спричиняє розвиток плитчастості. В окремих випадках аргіліти є алевритистими, містять включення бітумів світло-бурого кольору або лінзи алевритового теригенного матеріалу, інколи спостерігаються у вигляді тонких прошарків в алевролітах, збагачених органічною речовиною.

За результатами лабораторного вивчення зразків кварцових пісковиків встановлено, що їхня відкрита пористість змінюється в межах від 0,42 % до 2,57 %, проникність за газом – від практично непроникних до $0,00101 \cdot 10^{-15}$ м², при зміні об'ємної ваги від 2,60 г/см³ до 2,74 г/см³ та карбонатності від 0,0 % до 6,0 %. Тільки у двох зразках з інт. 1731-1736 м відкрита пористість становила 6,23 % й 6,55 %, при проникності $0,000379 \cdot 10^{-15}$ м² і $0,0021 \cdot 10^{-15}$ м², об'ємній вазі 2,53 г/см³ і 2,52 г/см³ та карбонатності 3,0 % і 1,0 % відповідно. Подібна картина спостерігається в алевролітах та аргілітах: в алевролітах відкрита пористість змінюється в межах від 0,32 % до 1,38 %, об'ємна вага – від 2,69 г/см³ до 2,74 г/см³, карбонатність – від 0 до 4,0 %, проникність практично відсутня; в аргілітах відкрита пористість змінюється від 0,67 % до 1,13 %, об'ємна вага – від 2,70 г/см³ до 2,74 г/см³, карбонатність – від 0 до 5,0

%, проникність практично відсутня.

В св. Ліщинська-1 частково досліджені відклади в інт. 3703-3850 м. Розкритий розріз представлений тонкошаруватою пачкою ущільнених пісковиків і аргілітів. Породи зазнали глибоких катагенетичних змін; у них широко розвинено окварцювання. Катагенез кембрійських відкладів у свердловині, як і в районі Великих Мостів, досягає стадій АК₁, АК₂. Літолого-петрофізичні дослідження проведено на 8 зразках пісковиків і алевролітів. Пісковики мономіктові кварцові дрібно- і середньозернисті міцнозцементовані. Алевроліти кварцові глинисті, сильно ущільнені. Об'ємна вага порід становить 2,63-2,82 г/см³, а відкрита пористість – 0,5-1,4 %. Вони є практично непроникними породами.

Колекторські властивості кембрійських пісковиків змінюються в таких межах: пористість від 1,5-8 % до 14-27 %, а проникність – від $0,1 \times 10^{-3}$ мкм² до 200×10^3 мкм², зрідка досягаючи 600×10^{-3} мкм² на східному схилі ЛПП (св. Луцька-1, Пелчинська-1, Берестецька-1). Зміна колекторських властивостей залежить від піскуватості, зернистості, тріщинуватості, хлоритизації, окварцювання, які збільшуються з глибиною, а в тектонічно активних зонах можуть покращуватися або погіршуватися.

Кращі параметри мають пісковики на східному схилі ЛПП, особливо в північно-східній і центральній частинах. У західному і південно-західному напрямках якості порових колекторів поступово погіршується. В районі Нового Виткова пористість становить 1,0-6,4 %, в Бучачі – 1,3-8,5 %, в Перемишлянах – 3-5 %, рідше 6-9 %, в Давиденах – 1,4-2,2 %, на Колинківській площі 0,4-1,6 %. Проникність, в основному, менше $0,1 \times 10^3$ мкм². Виявлена закономірність підтверджується пробуреними свердловинами. У св. Воютинська-1 виділено 13 пластів-колекторів з пористістю 10-18 %, в свердловинах Тихотинської площі – 14 пластів з пористістю 9-15 %. У св. Володимирівська-1 пористість колекторів становить 6-10 %, Загір'ївська-1 – 6-14 %, Сокальська-1 – 8 %, Сушнівська-1 – 2-4 %

(до 7-8 %). Західніше, у св. Добротвірська-1 і Стременська-1 колектори відсутні, а літолого-петрографічне вивчення виявило інтенсивне окварцювання пісковиків. Усі ці свердловини розташовані майже вхрест простягання кембрійських порід зі сходу на захід. Але це лише загальні закономірності, детальні особливості розповсюдження колекторів не дозволяє виявити рідкісна сітка свердловин.

У більшості випадків пісковики низькопористі та слабопроникні і медіанне значення коефіцієнту пористості становить 4,5 % та 2,5 % відповідно, а коефіцієнту проникності – $12,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Питома вага порід змінюється від $2,21 \text{ г/см}^3$ до $2,88 \text{ г/см}^3$ з середнім значенням $2,59 \text{ г/см}^3$. Пісковики слабовапнисті, середнє значення карбонатності становить 1,6 %.

За результатами лабораторних досліджень фізичних властивостей теригенних порід кембрійського комплексу відкрита пористість пісковиків коливається від 0,2 % до 27 %, алевролітів до 3 %. В цілому, переважають низькі значення пористості і проникності. Так, з 480 зразків керну, по яких вивчалися колекторські властивості порід, лише 102 представлені породами з проникністю більше $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в цих зразках значення проникності змінюється від $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $1162 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

За наявними даними спостерігається чітка тенденція до зменшення відкритої пористості із глибиною та в напрямку з північного сходу Львівського палеозойського прогину на південний захід, що підтверджується як промислово-геофізичними, так і лабораторними дослідженнями кернавого матеріалу.

У межах Розтоцького мегаблоку, де пісковики кембрію стають більш щільними, іноді кварцитовидними, їх пористість знижується від 2 до 5 %.

Ущільнені породи кембрійського комплексу розвинені в межах південно-східної частини Волино-Поділля. В св. Хмелівка-1, Бучач-1 ємність кембрійських пісковиків складає від 5 % до 9 %. Проникних порід не відмічено. В св. Завадівка-1 у піднятому керні кембрійських відкладів були

тільки щільні різновидності. Пористість порід кембрію в районі Давидени від 1 до 3%, проникність $< 0,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

В межах центральної частини території значення пористості кембрійських відкладів критичні. Так, в параметричній свердловині Перемишляни-1, в якій з кембрійських відкладів отримано короткочасний фонтан газу (інт. 3480-3520 м), пористість кембрійських порід не перевищує 8 %, а на площі Новий Витків вона не перевищує 6,5 %. В західній і північно-західній частинах Волино-Поділля породи кембрію характеризуються низькими фільтраційними і ємнісними параметрами, середні значення пористості складають 5-8 %.

Також існує залежність зменшення пористості пісковиків кембрію від глибини їх залягання. Пористість пісковиків в середньому до глибини 1000 м дорівнює 6-8 % при максимумі 27 %; в інтервалі від 1000 м до 2500 м – 6-8 % при максимумі до 14 %; глибше 2500 м вона не перевищує 7-8 %, проявляючи себе локальними максимумами в інтервалах 3500-3700 м і 4500-4700 м.

Таким чином, на основі узагальнення результатів петрофізичних досліджень порід-колекторів кембрійського комплексу в межах Волино-Поділля, на основі аналізу змін колекторських властивостей по площі і розрізу можна виділити три зони розповсюдження кембрійських порід (рис.4.3):

- із незадовільними фільтраційними і ємнісними параметрами (середня пористість $< 5-6$ %, середня проникність – $0,5 \times 10^{-3}$ мкм²);
- з критичними значеннями фільтраційних і ємнісних параметрів (середня пористість $< 7-9$ %, середня проникність $2-5 \times 10^{-3}$ мкм²);
- із задовільними та хорошими фільтраційними і ємнісними параметрами (середня пористість > 10 %, середня проникність $> 5 \times 10^{-3}$ мкм²).

Зона незадовільних колекторів охоплює територію південно-західної частини Волино-Поділля. Зона із задовільними колекторськими властивостями охоплює північно-східну і південну частини

Волино-Подільської монокліналі і територію Ковельського виступу. Зона з критичними значеннями порівняно вузькою смугою (шириною 10-15 км) розділяє зони незадовільних та задовільних колекторських властивостей.

Основні перспективи для пошуку газу в ущільнених породах нами пов'язуються саме із зоною розповсюдження порід з незадовільними фільтраційними властивостями (ущільненими).

На основі аналізу наявних матеріалів нами визначені значення основних характерних чинників прогнозування скупчень газу в ущільнених породах території досліджень.

Як встановлено у розділі 3.2, скупчення газу в ущільнених породах мають регіональне і зональне поширення, займаючи значні площі, і не пов'язуються з традиційними структурними, літолого-стратиграфічними чи іншими локальними пастками. *Площа перспективної зони* прогнозується нами біля 6 тис. км² і є достатньою для акумулювання значної кількості ресурсів газу. В їх межах можуть знаходитися і окремі локальні пастки з традиційними газовими покладами.

Катагенетична перетвореність ОР зони розвитку ущільнених колекторів кембрію знаходиться на стадії МК₄-МК₅ (R₀ 1,35-2,00), характерної для формування вуглеводневого газу.

Максимальні *глибини залягання* зони розвитку перспективних кембрійських ущільнених колекторів не перевищують 4000 м і є економічно та технологічно прийнятними для використання сучасних технологій освоєння перспективних ресурсів газу.

Товщина перспективних піщано-алевритових відкладів у виділеній зоні їх поширення досить вагома і може коливатись від 50 до 110 м і більше, що є теж сприятливим чинником для акумулювання значних ресурсів газу.

Сприятливим чинником для перспектив газоносності зони розвитку ущільнених пісковиків є також відмічена нами *наявність зони маловодності*, яка досить чітко відмічається у св. Перемишлянська 1.

Відклади ущільнених колекторів території досліджень представлені

пісковиками та алевролітами. Їх пористість змінюється від менш 2 до 14 % при середній пористості <5-6 %, проникність від 0,1 до $12,9 \times 10^{-3}$ мкм² при середній біля $0,5 \times 10^{-3}$ мкм²).

Відомо що низькопористі резервуари за рахунок вторинних процесів майже завжди тріщинуваті і тому вторинна тріщинна проникність на порядок вища, ніж первинна. Це власне підтверджено даними О.Ю. Лукіна (1997 р.) та інших дослідників: практично всі колектори, що зустрічаються на стадіях вище МК₂, не є первинними у строгому значенні цього терміну Цей тип ущільнених резервуарів характеризується високим капілярним тиском. Прогнозується що і у межах досліджуваної території ці особливості теж будуть мати місце. Видобувається газ на ділянках з покращеними колекторами (“солодких місцях”), але все одно переважно із застосуванням методів інтенсифікації. Ця особливість у рівній мірі відноситься і до Волино-Поділля.

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

Надзвичайно важливими критеріями можливої нафтоносності кембрію і верхньопротерозойських відкладів є *прямі ознаки нафтогазонасності* (Розділ 2.2).

2.4 Чинники прогнозування газонасності силурійських сланцевих товщ

Як видно із попередніх розділів, чорносланцеві відклади палеозою Волино-Поділля характеризуються сприятливою для газогенерації історією геодинамічного розвитку, наявністю відповідних сланцевих і аргілітових фацій, наявністю проявів вуглеводнів.

Вміст органічної речовини є одним із ключових факторів в аспекті газоносності (залишки водоростей, рослин і тварин) і її розподіл в сланцевих басейнах. Як свідчить досвід, інтервали та ділянки із найвищим вмістом органічної речовини не завжди безпосередньо співпадають з такими, де первинна продукція органічної речовини була найвищою. Так, у формації Монтерей в інтервалах найвищої продуктивності органічна речовина значною мірою розсіяна органогенним матеріалом і кремнеземом. Сприятливі умови захоронення при навіть середній продуктивності призводять до значних концентрацій органічної речовини [29]. Практика свідчить, що на відомих родовищах сланцевого газу вміст органічної речовини змінюється в широких межах: від 1-6 % на родовищі Монтней до 20 % на родовищі Алюм.

Відомо, що зміни вмісту органічного вуглецю в породах переважно контролюються інтенсивністю надходження в седиментаційний басейн детритового матеріалу. Збільшення швидкості його седиментації впливає на зменшення вмісту органічного вуглецю в породах.

Характерною рисою відкладів ранньопалеозойських седиментаційних басейнів західного схилу Східноєвропейської платформи є діахроність залягання глинистих товщ, збагачених органічною речовиною: від нижнього кембрію на північному заході до раннього девону на південному сході.

При визначенні кількості органічного вуглецю в породах, були використані методики Рок-Еваль, Львівського відділення УкрДГРІ та Івано-Франківського національного університету нафти і газу. При порівнянні цих методик встановлено, що при малих значеннях кількості ОР в породах ($C_{орг.}$), визначених за двома останніми методиками, вони відповідають даним про кількість ТОС, визначеним за методикою Рок-Еваль. Найбільш збагаченими ОР на Волино-Поділлі є відклади силуру. В межах південно-західного схилу Східно-Європейської платформи, куди входить і територія досліджень, вміст органічної речовини у чорно- сланцевих товщах силуру складає від 1 до 3 %.

В шельфово-лагунній зоні (Ковельсько-Хотинській) вміст $C_{орг.}$ складає у відкладах силуру: в св. Володимирівська-1 – 0,3 % (інт. 1988-1998 м) і 0,5 % (інт. 1900-1905 м); в св. Літовеж-1 – 0,4 % (інт. 2804-2885 м); в св. Лудин-15 – 0,3 % (інт. 2560-2568 м); в св. Олесько-1 – 0,07-0,19 %.

В перехідній зоні у відкладах ордовика в свердловині Балучин-1 $C_{орг.}$ – 0,6 % (інт. 2660-2664 м), а в відкритобасейновій (Львівсько-Коломийській) фаціальній зоні у відкладах силуру визначено $C_{орг.}$ в кількості 0,4 % – в св. Крехів-1 (інт. 4794-4800 м); 0,3 % – в св. Глиняни-1 (інт. 3080-3097 м); в св. Рава-Руська-1 $C_{орг.}$ складає 1-1,27 % (до 2,27%), а в св. Ліщинська-1 – 0,75-1,53 %. Підвищений вміст $C_{орг.}$ в цих відкладах зафіксовано в св. Великі Мости-30 – до 1,2 %.

Отже, на теперішньому етапі вивченості вміст $C_{орг.}$ в силурійських відкладах найвищий і змінюється від 0,2 до 2,27 %. Збільшення вмісту $C_{орг.}$ спостерігається у глинистих породах, які сформувались у межах відкритобасейнової (Львівсько-Коломийської) структурно-фаціальної зони, де середній вміст $C_{орг.}$ уже встановлений нами 0,9-2,27%, а можливо і більший. У породах рифової та шельфово-лагунної (Перехідної та Ковельсько-Хотинської) структурно-фаціальних зон вміст $C_{орг.}$ не перевищує 0,07-0,2 %.

У сусідній Польщі перспективні ресурси сланцевого газу пов'язують із збагаченими ОР верхньоордовіцькими та силурійськими граптолітовими сланцями нижньопалеозойського басейну СЄП [30;31;32]. У центральних частинах Балтійського басейну та Підляської западини породи нижнього силуру, збагачені ОР, відносяться до відкладів лландоверу, а у східній частині Балтійського басейну та Люблінському регіоні найвищий вміст $C_{орг.}$ приурочений до порід венлоку. Товщина відкладів лландоверу змінюється від 20 до 40 м. Середній вміст $C_{орг.}$ у них, зазвичай, становить 1,0-2,5 %, за винятком Підляшшя, де його кількість сягає 6,0 %.

Товщини відкладів венлоку є значно більшими: вони змінюються від 100 м у південно-східній частині Люблінського регіону до 1000 м у західній

частині Балтійського басейну. Вміст $C_{орг.}$ у Балтійському басейні та Підляшші коливається від 0,5 до 1,3 %. У східній частині Балтійського басейну та у Люблінському регіоні вміст $C_{орг.}$ є дещо більшим та сягає 1,0-1,7 %.

Породи ордовику та силуру Балтійського басейну та Люблінського регіону характеризуються високою відбивною здатністю вітриніту – $R^o \geq 2$, що свідчить про їхню термічну зрілість (стадії катагенезу $МК_4$ - $МК_5$ і $АК_1$), а отже, про спроможність генерувати сухий метановий газ [33;34].

Територія пошуків сланцевого газу в Польщі межує з Волино-Поділлям, де аналогічні відклади знаходяться в подібних умовах, а наявність чорних сланців у вигляді як окремих прошарків, так і пачок встановлено від верхнього протерозою до кайнозою.

Ступінь катагенезу осадових відкладів Волино-Поділля вивчений за катагенезом вугілля Львівсько-Волинського вугільного басейну, проведена також класифікація його за марочним складом. Найбільше матеріалів є по відкладах нижнього і середнього карбону, які представлені вугіллям марок Г і Ж, що приурочені до етапів мезокатагенезу $МК_2$ і $МК_3$ відповідно. За цими даними можна простежити глибинні інтервали залягання вугілля кожної марки. На основі геотермічних градієнтів та з урахуванням температури нейтрального шару Землі встановлено палеотемператури, за якими визначався ступінь катагенетичних змін порід, карти-схеми зональності якого наведено в роботі П.Ф. Шпака та інших на зрізах глибин 1500 м та 2500 м [35] (рис. 2.13).

Аналіз палеотемператур осадової товщі свідчить, що до завершення циклу інтенсивного осадконагромадження відбувалося занурення порід в область вищих температур. Нижня частина розрізу, починаючи із силурійських відкладів, досягла максимальних температур до кінця девонського часу, а з ранньокам'яновугільного віку почалося її поступове охолодження.

Загальною тенденцією є збільшення ступеня катагенезу у південно-західному напрямку, що певною мірою ототожнюється з сучасними температурами осадового комплексу. На зрізі 1500 м перетворення порід

північно-східної і частини центральної території відповідає початковим етапам мезокатагенезу МК₁ і МК₂, які охоплюють майже половину прогину. В північно-західному напрямку на південному заході простягаються смугасті зони етапів МК₃, МК₄ і МК₅, найбільшою з яких є зона етапу МК₅. На її фоні в прикордонній північно-західній частині виділено декілька вузьких смугастих зон, як зменшеного, так і збільшеного катагенезу. Зона найвищого катагенезу АК₁ виділена в районі, що безпосередньо прилягає до Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. На зрізі 2500 м діапазон катагенетичних перетворень осадової товщі виражений етапами від МК₂ до АК₂. Зона етапу МК₂ розташована на північному сході території у вигляді двох невеликих ділянок, одна – в районі Володимир-Волинської вузької смуги, яка прилягає до регіонального Володимир-Волинського розлому, друга – в районі Сушково-Берестечко.

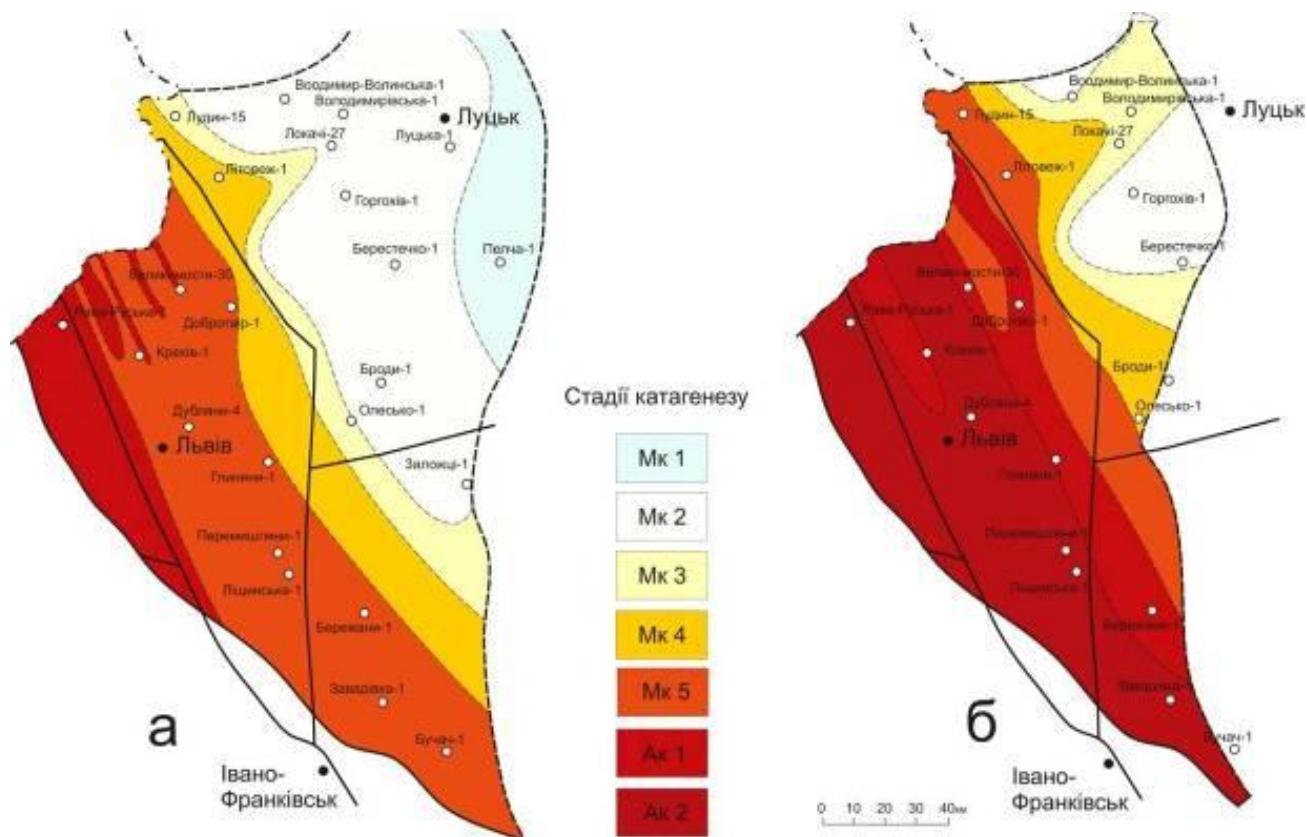


Рис. 2.13 Карти-схеми катагенетичної зональності палеозойських відкладів північної частини Волино-Поділля на зрізах 1500 м (а) та 2500 м (б) [35].

Вони розділені зоною катагенезу МК₃ і затокоподібною заглибленою зоною катагенезу МК₄. Далі йдуть смугасті зони катагенезу МК₅, АК₁ і АК₂ північно-західного простягання. Остання зона займає майже третю частину південно-західної території прогину, на котрій в прикордонному північно-західному напрямку встановлена зона АК₁. Незначні ускладнення, зумовлені етапом катагенезу АК₂, є також у смугастій зоні АК₁.

На Волино-Поділлі газ із силурійських відкладів дебітом 1,4 тис. м³/д було отримано лише у св. Володимирівська-1 з інт. 1807-1862 м за допомогою ВПТ, тому для неї виконано зіставлення результатів випробування з матеріалами геохімічних та геофізичних досліджень. Спостерігається, що інтервали з підвищеною концентрацією С_{орг.} характеризуються зростанням газонасиченості розрізу (ВВ, см³/кг) та вмісту вуглеводнів (ВВ, %) у компонентному складі газів, а також співпадають з інтервалами, де встановлено деяке збільшення радіоактивності на діаграмі ГК (Рис. 2.14). При зіставленні матеріалів геохімічних досліджень з даними випробування видно, що газ при ВПТ отримано не із збагачених захороненою органікою відкладів, а над ними – в інтервалі 1807-1862 м, який знаходиться у діапазоні глибин із покращеними колекторськими даними, над яким, судячи з даних газового каротажу (ГК), чітко видно добрий екран. Наведене може свідчити про міграцію газу, згенерованого глинистими породами з високим вмістом С_{орг.} у перекривні утворення, де покришкою для його скупчення у випадку св. Володимирівська-1 слугує глинистий вапняк (інт. 1793-1816 м), який проявляє себе зростанням природної радіоактивності на діаграмі ГК.

Результати газометричних досліджень керну порід силуру св. Ліщинська-1 вказують на диференціацію метану та його гомологів у компонентному складі сорбованих вуглеводневих газів, що проявляє себе у зростанні концентрації в інтервалах, які знаходяться над інтервалами з підвищеним вмістом вуглеводнів (рис 2.15).

Оскільки породи нижньої частини силуру є нафтогазоматеринськими (вміст С_{орг.} становить 0,4-1,53 %) та знаходяться в умовах «газового вікна» за

Н.Б. Вассоевичем [29] – на стадіях катагенезу $МК_5$ - $АК_1$, то таке «розшарування» газоподібних вуглеводнів підтверджує вищенаведене припущення щодо міграції згенерованого метанового газу у перекривні породи.

Приуроченість максимальних значень усіх газометричних показників до інтервалу 2501-2507 м вказує на те, що саме ця частина розрізу, яка складається з тріщинуватих порід, є зоною акумуляції сланцевого газу, згенерованого силурійськими відкладами з високим вмістом ОР (0,4-1,53 %). Згідно з висновками ГДС у цій частині розрізу виділяється ряд пластів з пористістю 6-10 %, яка може бути спричинена тріщинуватістю порід (рис. 2.16).

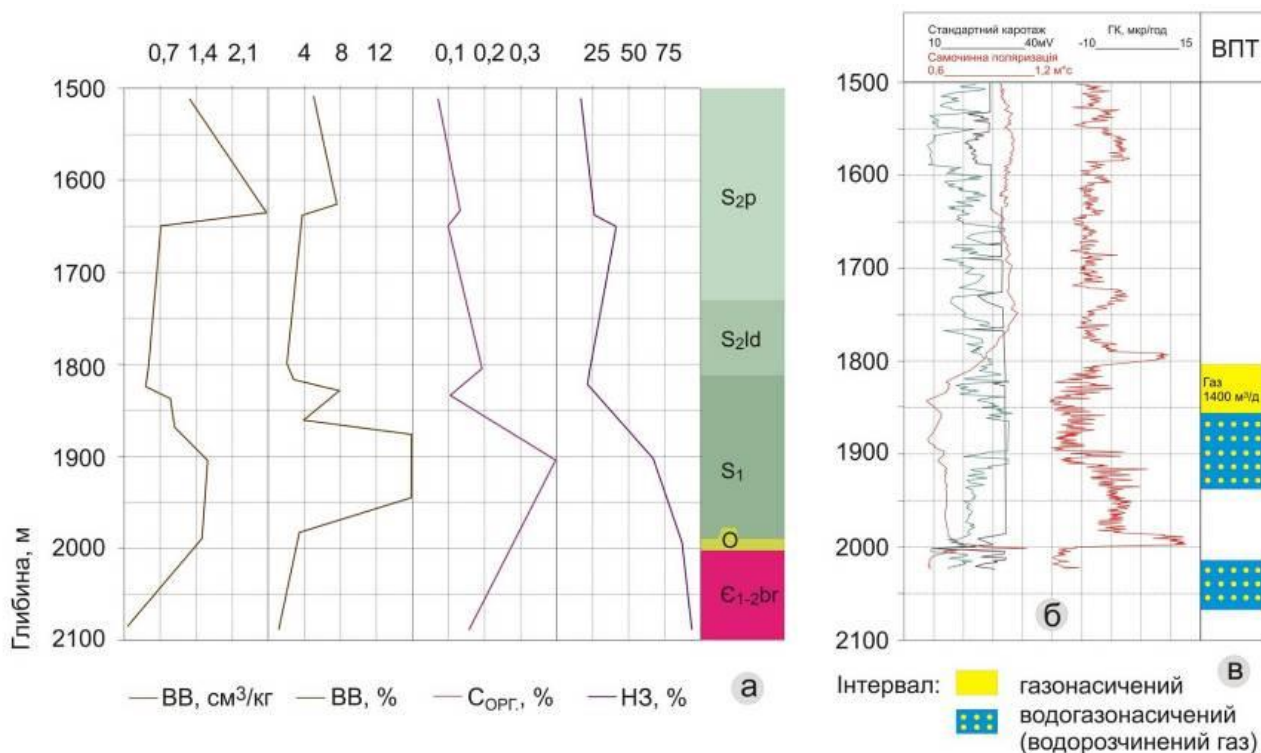


Рис. 2.14 Розподіл геохімічних показників (а), фрагмент діаграми стандартного каротажу і ГК у діапазоні глибин 1500-2100 м (б) та результати випробування пластів за допомогою ВПТ (в) у розрізі св. Володимирівська 1, ВВ – вуглеводні C_1 - C_6 ; $C_{орг}$ – органічний вуглець; НЗ – нерозчинний у HCl залишок породи [6].

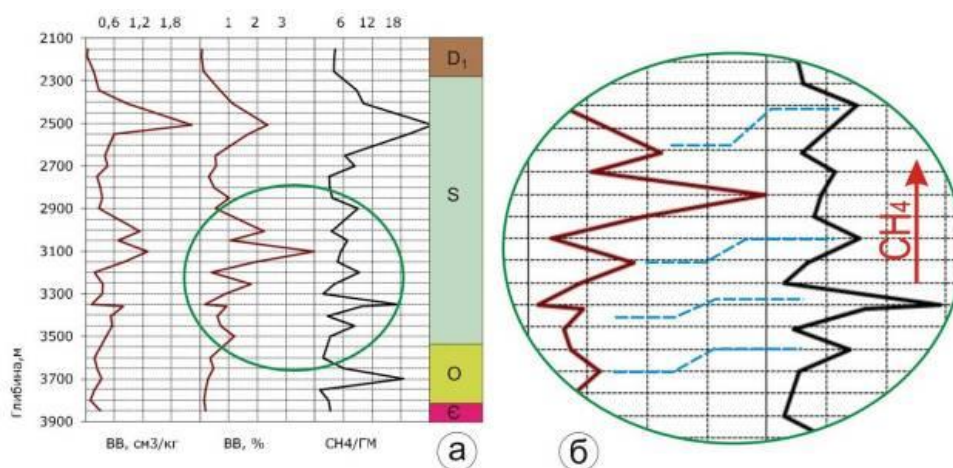


Рис. 2.15 Розподіл газометричних параметрів у св. Ліщинська-1
 BV – вуглеводні C_1 - C_6 ; GM – гомологи метану C_2 - C_6 ; C_{4-6} – вуглеводні C_4 - C_6 ;
 CH_4/GM – відношення метану до гомологів [6].

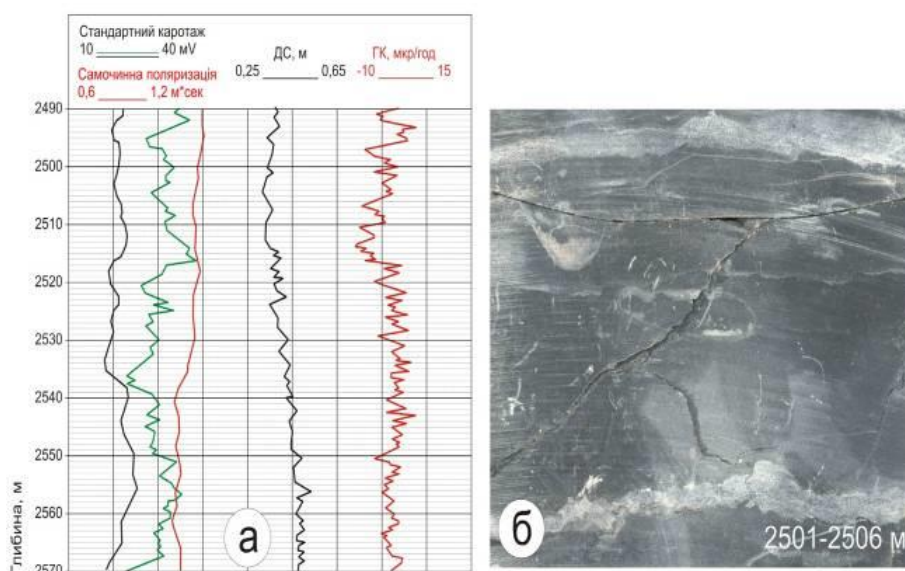


Рис. 2.16 Фрагмент діаграми ГДС (а) та фотографія пришліфованного
 керна з інтервалу 2501–2506 м (б) св. Ліщинська 1 [дані ІГГГК; 6].

Газоносність тріщинуватих сланців, які знаходяться у сприятливих термобаричних умовах, значною мірою залежить також від фільтраційно-ємнісних параметрів прекривних відкладів, тому необхідною умовою їх промислової газонасиченості є наявність над ними екрануючих порід (інтервал 2492-2496 м за даними ГК), що сприяють збереженню нетрадиційних скупчень вуглеводнів.

Слід взяти до уваги дві важливі обставини щодо акумуляції газу в щільних та тріщинуватих чорносланцевих газогенеруючих породах: у

перших породи є одночасно і колектором і покришкою, у других – згенерований газ мігрує вверх і накопичується під надійним екраном. В останньому випадку для формування скупчення газу необхідна пастка.

Катагенез ОР порід Волино-Поділля вивчений А.В. Хижняковим [69;70;71], (рис. 2.17, 2.18). Приймаючи типову шкалу катагенезу розсіяної органічної речовини (ROP) в залежності від глибин занурення палеозойських басейнів (до глибини 1500 м – протокатагенез ПК, або буровугільна стадія; нижче – мезокатагенез МК, або кам'яновугільна стадія) з градаціями вугілля: 1500-2200 м – МК₁ або довгополум'яні; 2200-3300 м – МК₂ або газові; 3300-3700 м – МК₃ або жирні; 3700-4100 м – МК₄; 4100-4400 м – МК₅; ще нижче – апокатагенез (АК) з градаціями вугілля: 4400-4900 м – АК₁; 4900-5500 м – АК₂ або антрацити. А.В. Хижняков провів аналіз карт палеоглибин залягання фанерозойських комплексів Волино-Поділля, з якого випливає, що тільки в кінці лохківського віку раннього девону умови для генерації на початкових стадіях мезокатагенезу виникли в нафтогазоматеринських породах верхньовендського-кембрійського комплексу, до того ж тільки в західній, найбільш зануреній частині басейну. На кінець дністерського часу цей комплекс був занурений тут на глибину більше за 2,5 км й опинився у головній зоні нафтогазонакопичення (ГЗН). В кінці карбону, після утворення ЛПП вендсько-кембрійський комплекс на північному заході досяг глибин понад 4 км, що відповідає верхній частині головної зони газоутворення (ГЗГ).

У східному, південно-східному напрямках в міру зменшення палеоглибин залягання цих комплексів зменшувався і ступень катагенезу ОР до МК₁-ПК.

Пізньоварисційські складчасті перетворення внутрішньої зони ЛПП зумовили синхронний термальний динамометаморфізм відкладів карбону і верхньої частини девону, перетворивши вугілля і ОР в їх складі до стадій МК₂-МК₄ на глибинах від 600 м до 1300 м.

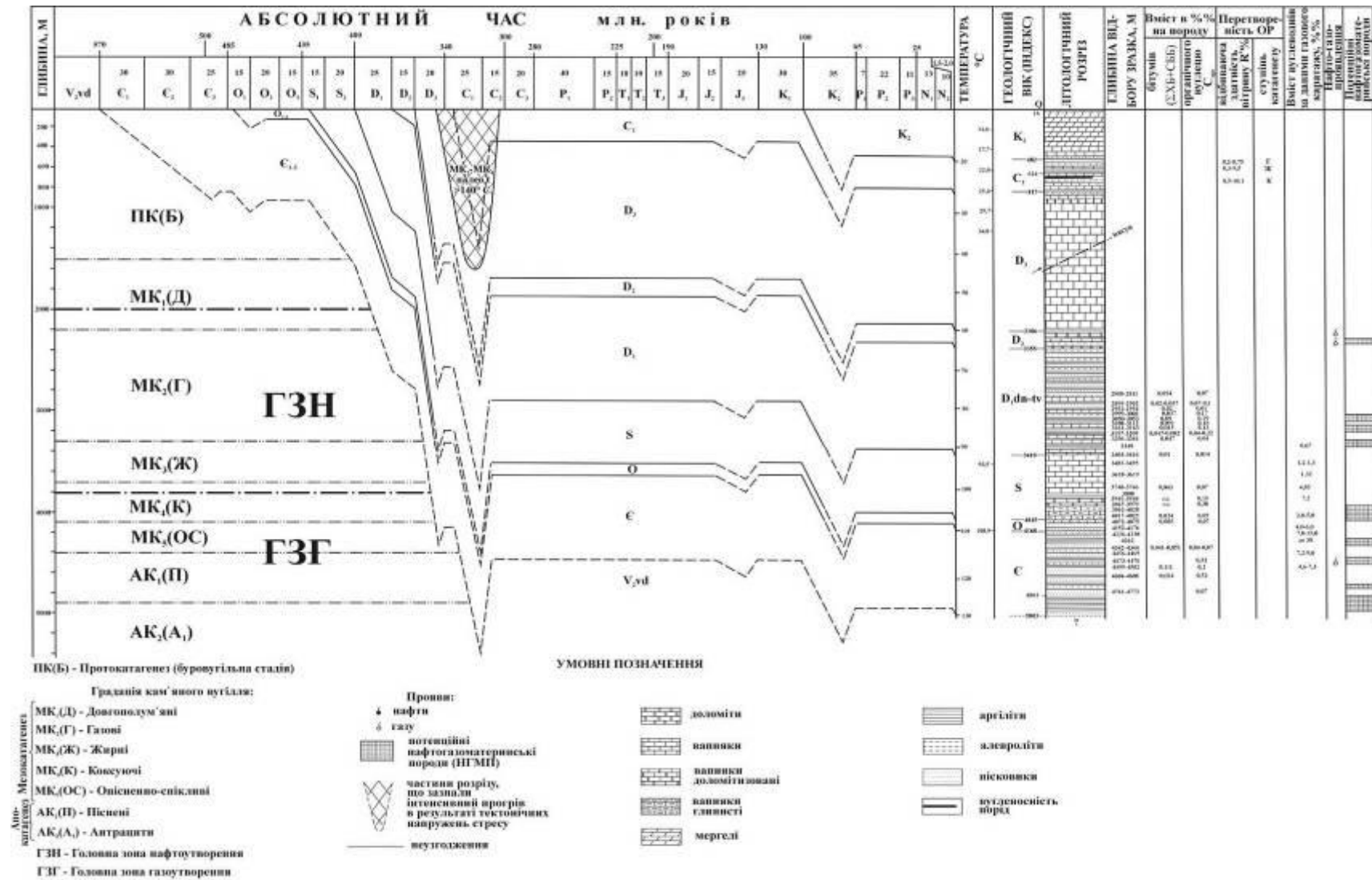


Рис. 2.14 Графік прогинання та еволюції катагенезу ВВ в розрізі св. Великі Мости-30 [36;37;38].

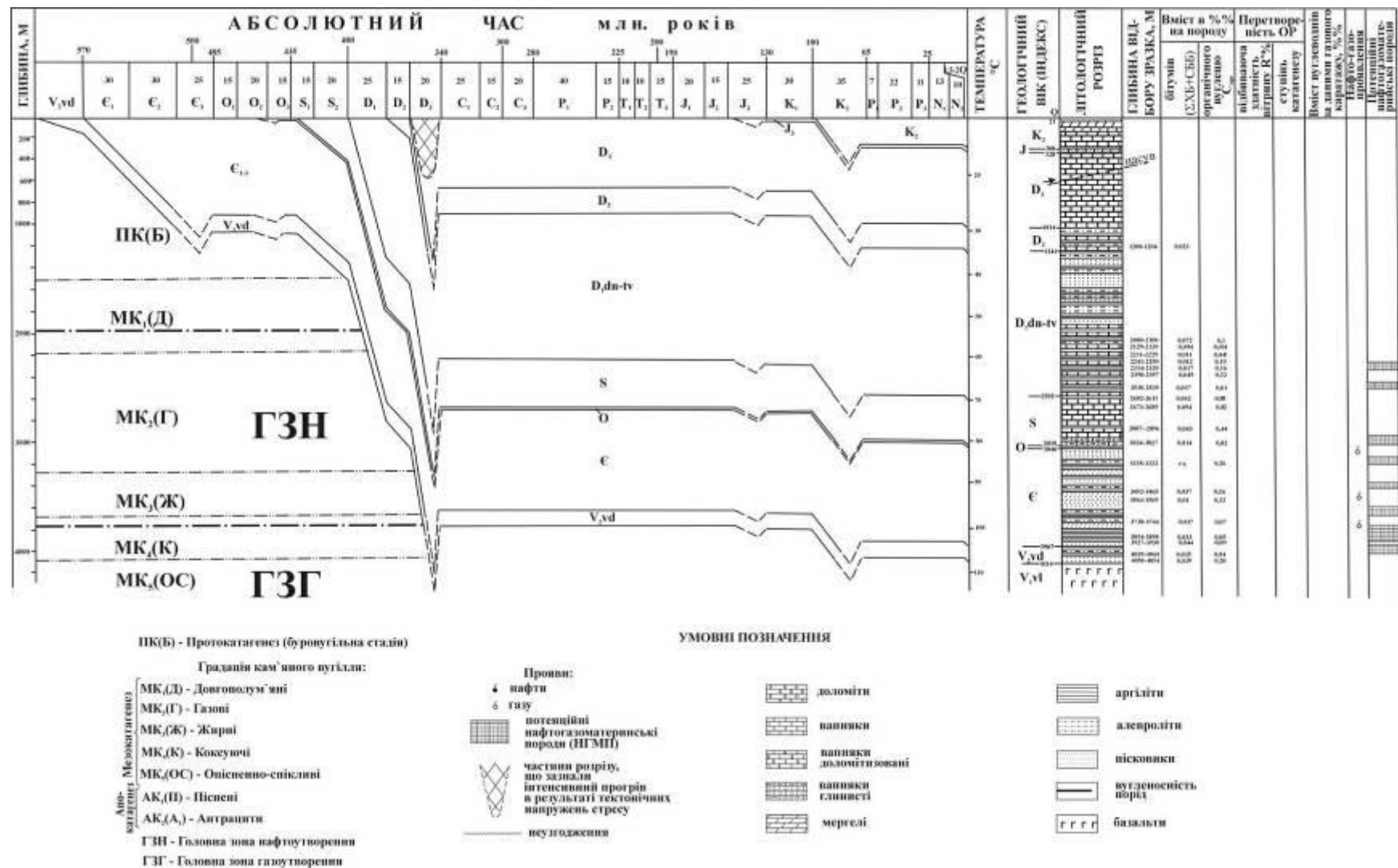


Рис. 2.18 Графік прогинання та еволюції катагенезу ВВ в розрізі св. Перемишляни-1 [36;37;38].

Наприкінці мезозою подальше занурення вендсько-кембрійського комплексу на заході регіону від 4,5 км до 5,5 км призвело до перетворення в ньому РОР до стадій апокатагенезу.

Даних про вміст $C_{орг.}$ в межах перспективних (порівняно з силурійськими породами) чорносланцевих товщ Волино-Поділля, значно менше.

Відклади тіверської серії нижнього девону характеризуються меншим вмістом вуглецю порівняно з породами силуру. В св. Рава-Руська-1, інт. 1234-1727 м $C_{орг.}$ складає 0,2–0,4 %, в св. Крехівська-1 в інт. 3100-4200 м $C_{орг.}$ – 0,01-0,15 %, в св. Ліщинська-1 в інт. 3700-3750 м $C_{орг.}$ – 0,6–0,7 %.

Валдайські відклади венду за думкою А.Е. Лукіна [39] характеризуються значними катагенетичними змінами, але вміст $C_{орг.}$ в них невисокий, глинисті товщі балтійської та бережківської серій кембрію хоча інколи і характеризуються вмістом $C_{орг.}$ до 1,2 %, склад органіки переважно сапропелево-гумусовий.

Відклади карбону характеризуються невисоким ступенем катагенетичних перетворень (ПК₂-МК₁), в зв'язку з цим їхня перспективність на «сланцевий» газ не розглядалася, однак вони перспективні на видобуток метану вугільних пластів.

Глинисті відклади мезокайнозою Волино-Поділля не містять чорносланцевих порід, мають низьку стадію термальної зрілості і є безперспективними для пошуку сланцевого газу.

Сучасний геотермічний режим Волино-Поділля. Характер природного температурного поля в надрах нафтогазоносних басейнів визначається здебільшого тектонічними, літологічними та гідрогеологічними чинниками. Досвід вивчення геотермічного режиму нафтогазоносних регіонів з різною геологічною будовою показав, що за даними розподілу геотермічних параметрів в осадовому чохла та в породах фундаменту можливо проводити регіональну та локальну оцінку перспектив нафтогазоносності за наступними критеріями:

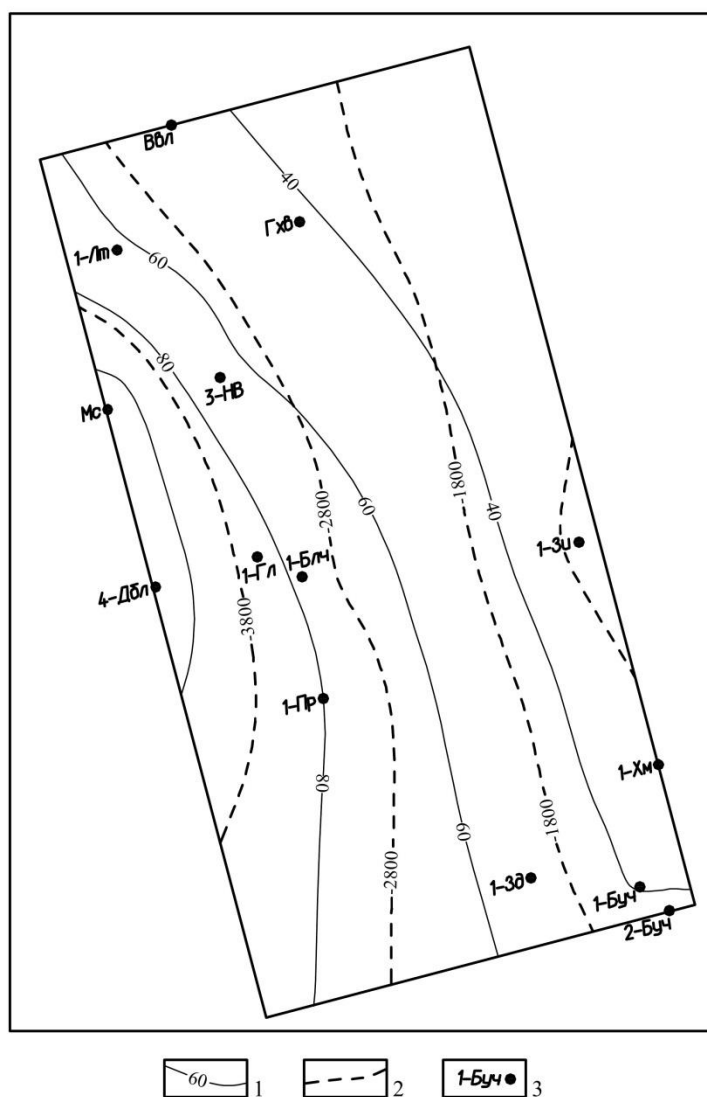
- зони газонагромадження, як правило, тяжіють до сильно прогрітих, нафтонагромадження - до слабопрогрітих ділянок нафтогазоносних регіонів;
- у вертикальному розрізі осадової товщі прослідковується термобарична залежність зміни фазового стану вуглеводнів від величини пластових температур і тисків у пастках;
- поклади нафти та газу на регіональному температурному полі на однойменних зрізах виділяються локальними аномаліями (нафтові $\Delta T - 4,5\text{ }^{\circ}\text{C} - 5,0\text{ }^{\circ}\text{C}$, газові $\Delta T - 15,0\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Це дає можливість застосувати на території Волинсько-Подільської країни СЄП, в яку входить зона розвитку силурійських відкладів, метод оцінки перспектив нафтогазоносності за геотермічними критеріями.

Зупинимося на характеристиці геотермічного поля ЛПП та південної частини Волинсько-Подільської монокліналі. Проведено аналіз розподілу геотермічних параметрів з 89 термограм, 72 замірів температури при проведенні ГДС, 23 – при випробуванні горизонтів на продуктивність. Згідно з вимогами кондиційності температурних замірів (витримка свердловин перед заміром) для побудови геотермічних карт використано дані з 45 глибоких свердловин. Нерівномірна сітка розміщення свердловин не дозволила охарактеризувати окремі тектонічні зони регіону з однаковою детальністю, але загальна картина розподілу регіональних фонових геотермічних параметрів отримана.

Схема розподілу температур по поверхні силурійських відкладів відображена на рис.2.19. Враховуючи їх різке занурення у західному напрямку, на фоні різкого зростання температур з глибиною не виділяються аномалії, які можна було б співставляти з вуглеводневими скупченнями. На схемі розподілу температур на глибині 2000 м (рис. 2.20) видно, що в межах ЛПП значення температур зростають з північного сходу на південний захід від 40 до 60 $^{\circ}\text{C}$. У північно-східній та східній частинах ЛПП температури складають 40-45 $^{\circ}\text{C}$, а в зоні розвитку складок – 50-55 $^{\circ}\text{C}$. Такий розподіл зумовлений зростанням

товщини осадової товщі у цьому напрямку. За розподілом температур фіксуються Луцьке та Ямпільське тектонічні порушення. Вірогідно, Луцький розлом є продовженням Щирецько-Дрогобицького, з яким пов'язують поклади газу. Отримані результати розподілу температур у зоні розлому можуть бути основою для переінтерпретації сейсмічних даних, зокрема, дозволяють встановити регіональний характер Луцького глибинного розлому, що дає додаткові докази високої перспективності досліджуваної території.



1 – ізотерми, 2 – ізогіпси, 3 – свердловини.

Рис. 2.19 Схема розподілу температур по поверхні силурійських відкладів [6].

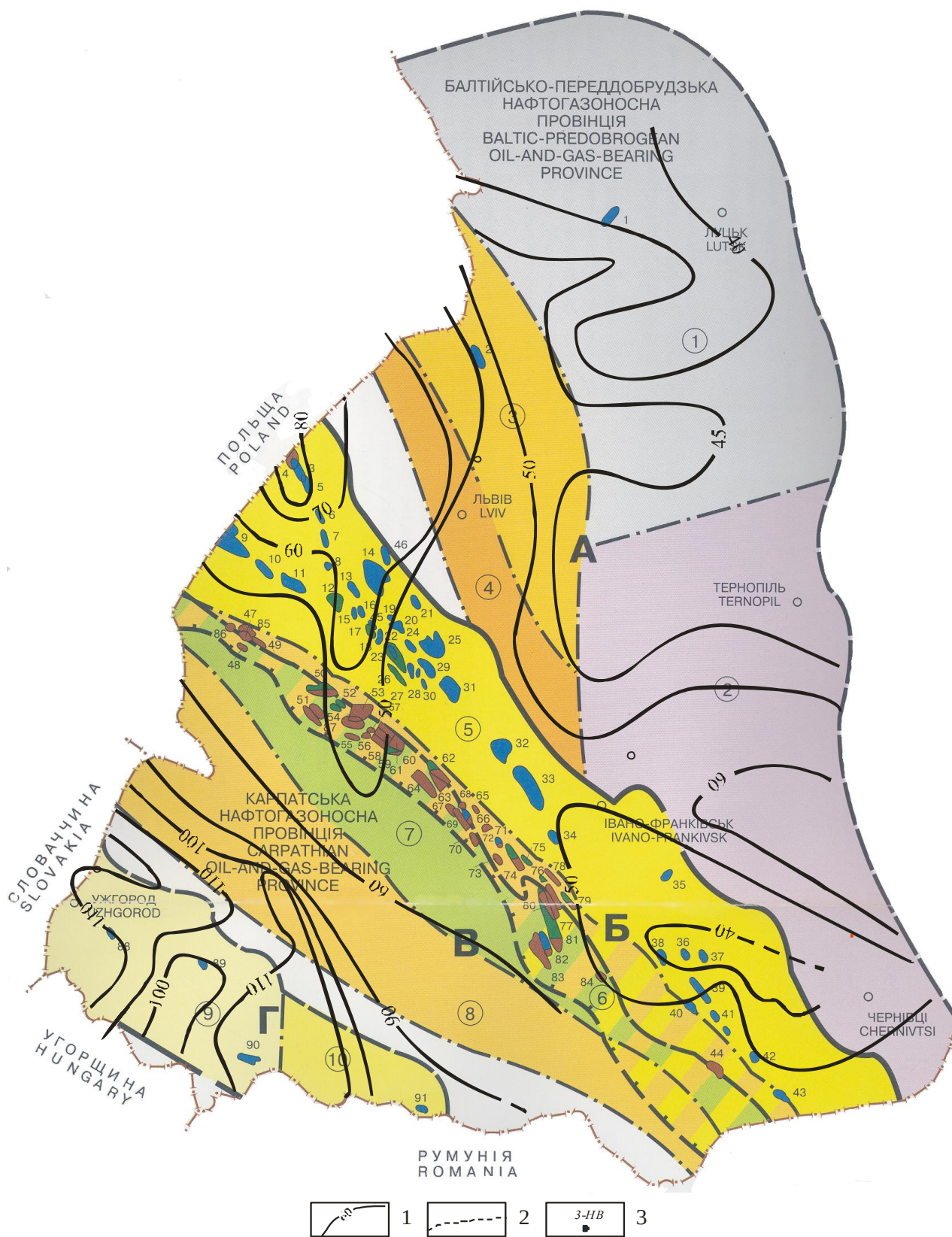


Рис. 2.20 Схема розподілу температур на глибині 2000 м [6].

Південна частина Волино-Подільської монокліналі характеризується зміною температур з півночі на південь від 50 до 65 °С (район Чернівецької аномалії теплового потоку). На крайньому півдні спостерігається зменшення температур від 50 до 40 °С з північного сходу на південний захід. Це добре корелюється з розподілом температури на глибині 2000 м у межах Лопушнянського нафтогазопромислового району Передкарпатського прогину [40]. Ковельський виступ, де майже відсутні дані замірів температури в глибоких свердловинах, практично не може бути охарактеризований, але за аналогією з іншими районами тут слід очікувати температури дещо більшої за значеннями, ніж в межах ЛПП. У Боянецькому прогині значення температур не перевищують 45-50°С.

У ЛПП величина середнього геотермічного градієнта змінюється від 1,55 (район м. Луцьк) до 2,25 °С/100 м (район м. Львів) (рис. 2.21). Аналіз геотермічних результатів показав, що в першому наближенні характер зміни температур з глибиною аналогічний для багатьох свердловин незалежно від їх положення як на окремих локальних структурах, так і в тій чи іншій частині Волино-Подільської окраїни СЄП. Це дозволило побудувати узагальнену геотермограму (рис. 2.22), яка є зведеною характеристикою теплового режиму досліджуваного регіону. Розподіл температур з глибиною зумовлений, в основному, зміною теплофізичних параметрів порід. Палеозойський та мезозойський структурні комплекси представлені теригенними утвореннями – аргілітами, пісковиками та вапняками. Найбільш однорідні за значеннями теплопровідності вапняки верхнього девону, середня теплопровідність яких рівна 3,1-3,5 Вт/м К. Аргіліти карбону, девону та силуру характеризуються приблизно однаковими значеннями теплопровідності, які складають у середньому 2,0-2,5 Вт/м К. Зовнішня зона прогину характеризується значеннями середнього геотермічного градієнта 1,5 °С/100 м (північна частина) і 1,75-2,00 °С/100 м (південна частина), Внутрішня – 1,75-2,25 °С/100 м.

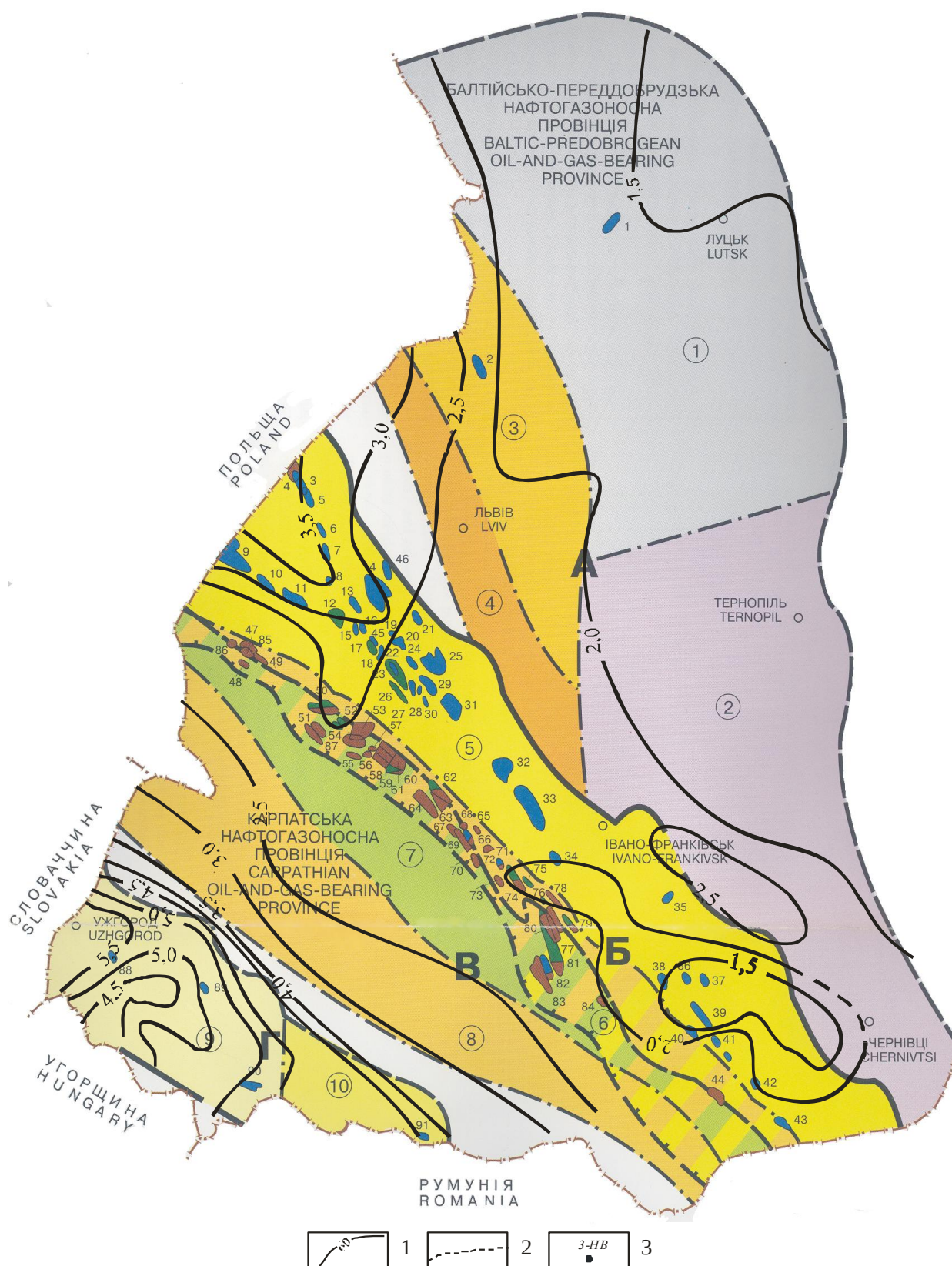


Рис. 2.21 Схема розподілу середнього геотермічного градієнта [6].

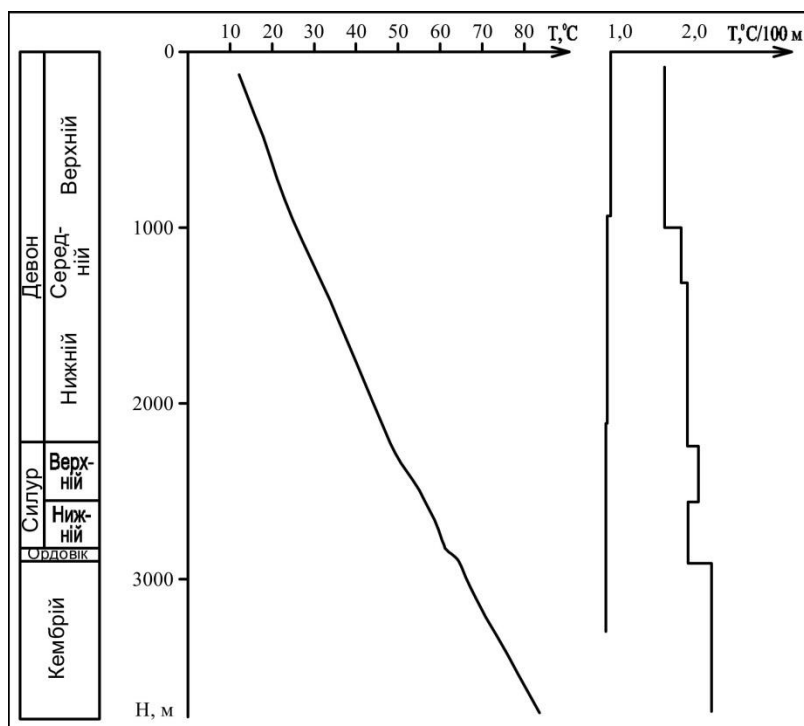


Рис. 2.22 Геотерма і середні термоградієнти відкладів Волино-Подільської окраїни СЄП [6].

Для південної частини Волино-Подільської моноклінали характерні зміни значення градієнта з північного сходу на південний захід від 2,0 до 1,5 °C/100 м. Подібно розподілу температур на глибині 2000 м виділяється Чернівецька теплова аномалія, де геотермічний градієнт досягає 2,25 °C/100 м. У Боянецькому прогині величини геотермічного градієнта становлять 1,5-2,0 °C/100 м, а в Рава-Руській зоні – 2,5-2,8 °C/100 м.

Зона накопичення глибоководних сланцевих силурійських відкладів (територія досліджень) тяжіє до більш прогрітої зони, що може свідчити про наявність зони газонагромадження.

Таким чином, виконаними нами дослідженнями доведено, що найсприятливіші умови для акумулювання достатньої кількості органічної речовини (до 2,27%) та перетворення її у вуглеводні (сланцевий газ) на стадії катагенезу існували у палеозої в силурійській сланцевій товщі.

Характеристика інших чинників газонасиченості. Площа сланцевого басейну

повинна складати тисячі квадратних кілометрів. Для прикладу продуктивні площі поширення сланців родовищ складають: Барнетт більше 13 тис. кв. км; Хайнсвілл та Файетвілл – біля 15 тис. кв. км; Антрім біля 20 тис. кв. км; Нью-Олбені біля 70 тис. кв. км; Марселлус біля 140 тис. кв. км тощо [41-45].

Переважно глинисті відклади на південно-західній окраїні Східноєвропейської платформи, до якої відноситься територія досліджень, найбільше розвинуті у силурі центральної частини Львівського та у північно-східній частині Передкарпатського прогинів, накладених на зону Тейссейра-Торнквіста. Східна межа їх поширення приблизно збігається з Устилуг-Рогатинською зоною розломів, у якій в ізохронних товщах починають переважати глинисто-карбонатні та чисто карбонатні породи. Переважно глинисті розрізи розкриті невеликою кількістю глибоких свердловин, причому з незначним виносом керну. Проте поінтервальні його відбори дають достатньо чітку уяву про літофації, речовинний склад та умови залягання відкладів, а діаграми стандартного каротажу свердловин дозволяють однозначно порівнювати стратиграфічні підрозділи та ізохронні літологічні пачки, визначати їхню товщину й особливості латеральних заміщень.

Зона розвитку чорних сланців силуру Волино-Поділля простягується на 320 км з північного заходу від кордону з Польщею на південний схід до кордону з Румунією (рис. 2.7) та складає більше 16 тис. кв. км.

Глибини залягання продуктивних сланцевих товщ, на які економічно вигідно при сьогоденішньому розвитку технологій, складає не більше 3-4 тис. м. Так, на відомих родовищах сланцеві товщі залягають на глибинах: Ексфілд-Маєр – 20-30 м, Нью-Олбені – 150-600 м, Антрім – 180-660 м, Барнетт – 450-2000 м, Марселлус 700-3000 м, Вітч і Букінхорст – 800-1200 м, Файетвілл – 300-2100 м, Нордек і Фенні – 1200-2500 м, Мортіней – 1200-3000 м, Вудфорд – 1800-3300 м, Ігл-Форд – 1300-4000 м, Монтней – 1700-4000 м, Мусква – 1800-3500 м, Хайнсвілл – 3100-4000 м тощо.

Перспективна товща силурійських сланців території досліджень теж характеризується оптимальними глибинами залягання як для сприятливих термобаричних умов перетворення органічної речовини, так і для рентабельних техніко-економічних показників освоєння ресурсів сланцевого газу. Підосва залягання силурійських відкладів встановлена більше як 30-ма пробуреними свердловинами і закономірно збільшуються з північного сходу на південний захід Волино-Подільської частини Східно-Європейської платформи. Зокрема, глибина залягання підосви силуру у пробурених свердловинах складає від 1305 м у Берестечківській 1, 1572 м у Локачівській 9 на північному сході території досліджень до 3709 м у Ліщинській 1, 4043 м Великомоствській 30 та 4310 м у Дублянській 4 на південному заході. Перспективні сланцеві товщі силуру Волино-Поділля залягають на глибинах від 1500 до 4500 м.

Товщини сланцевих відкладів, що вміщують поклади газу промислового значення, на різних відомих родовищах складають від десятків до сотень метрів, зокрема на: Нью-Олбені – від 15 до 30 м, Файетвілл – від 6 до 60 м, Марселлус – від 15 до 60 м, Вудфорд – від 40 до 70 м, Ігл-Форд – до 80 м, Барнетт – від 30 до 180 м, Хайнесвіл – від 60 до 90 м, Утіка – від 45 до 225 м, Мусква – від 100 до 150 м, Мессіль – від 2 до 290 м, Мортіней – від 300 до 500 м тощо.

На схід від зони Тейсейра-Торнквіста у межах території досліджень спостерігається майже незмінні товщини окремих частин силурійської товщі, що було зумовлене відсутністю на цій ділянці палеобасейну диференційованих рухів по поперечних розломах, а отже, незмінністю структурного плану протягом всього періоду седиментації.

Глинисто-алевритові товщі відкладів верхнього силуру Волино-Поділля характеризуються регіональним розвитком потужних пластів чорних аргілітів збагачених органічною речовиною, товщини яких змінюються від 32 м (свердловина Великомоствська 30, інтервали 3848-3855 м, 3867-3882 м,

3929-3939 м), 93 м (свердловина Глинянська 1, інтервали 2564-2622 м, 2694-2733 м), 480 м (свердловина Ліщинська 1, інтервал 3050-3530 м) до 543 м (свердловина Рава-Руська 1, інтервал 2350-2893 м).

Умови осадконакопичення проаналізованих осадових порід відомих родовищ вуглеводнів свідчать, що абсолютна більшість цих сланцевих товщ утворювались в морських низькоенергетичних обстановках (глибоководні басейни, приливно-відливні відмілини тощо), значно рідше сланці формувались в озерно-болотних умовах (родовища Мессіль в Німеччині та Шахеджі в Китаї).

Важливою *особливістю* залягання продуктивних сланцевих товщ відомих родовищ є *переважно субгоризонтальне*, інколи полого складчасте залягання порід, яке охоплює, як відзначено вище, значні території – від 13-15 тисяч до декількох десятків тисяч квадратних кілометрів.

Силурійські відклади території досліджень теж характеризуються практично субгоризонтальним заляганням. Поступові переходи по латералі між фаціями і незначні зміни потужностей ізохронних відкладів вказують на те, що шельф силурійського палеобасейну, який розміщувався на більшій частині південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи, протягом венлоцького та більшої частини лудловського віків (у доскальському часі) був досить пологим (нахил його не перевищував 1-2°) і рівним без різких уступів при переході до материкового схилу. Перспективні відклади формувалися в умовах відкритого спокійного палеобасейну, про що свідчить їх горизонтальна шаруватість, пелітова текстура тощо за даними вивчення багаточисельного кернового матеріалу пробурених свердловин [46].

Фаціальний та літологічний склад продуктивних сланцевих товщ відомих родовищ це, в основному, тонкозернисті сланцюваті темнозabarвлені за рахунок органічної речовини породи з пластинчастоподібними глинистими мінералами (сланці, чорні сланці, горючі сланці, рідше аргіліти, алевроліти).

Силурійські відклади зануреної частини материкового схилу території досліджень, як у центральній частині Львівського прогину, так у зоні Тейсейра-Торнквіста (Передкарпатський прогин) на повну товщину розкриті багатьма свердловинами, зокрема Дублянською 4, Перемишлянською 1, Ліщинською 1, Івано-Франківською 1, Загайпільською 1 та іншими і представлені теригенними породами темно-сірими, майже чорними аргілітами грубо- і тонкошаруватими, міцними, місцями алевритистими з граптолітами по нашаруваннях, зрідка трохи карбонатними.

Товщини граптолітових аргілітів значно перевищують товщини одновікових глинисто-карбонатних та карбонатних відкладів. За даними літолого-петрографічних досліджень серед аргілітів за структурними і текстурними особливостями вирізняються кілька відмін: аргіліти гідрослюдисті з включенням органічної речовини; аргіліти шаруваті з пропластками алевролітів; аргіліти гідрослюдисті алевролітисті з вуглефікованою органічною речовиною та піритом; аргіліти тонкодисперсні масивні з включеннями органічної речовини та піриту [46].

Вік продуктивних товщ. Більшість відомих родовищ з промисловими запасами вуглеводнів приурочені до сланцевих товщ палеозойського віку. Зокрема, родовище Алюм пов'язане з товщами верхнього кембрію, родовище Утіка приурочене до ордовіцьких відкладів, родовище Екшпоу – до девонських відкладів, родовища Мусква та Марселлус – до відкладів середнього девону. Рідше родовища приурочені до мезозойських відкладів: родовища Монтней та Мортіней – до раннього тріасу, родовища Барнетт, Нордек і Фенні – до юрських відкладів, родовища Вітч і Букінхорст – до відкладів нижньої крейди. І зовсім рідко родовища приурочені до кайнозойських відкладів, зокрема родовища Грін-Рівер та Шахеджі (Китай) – до еоценових відкладів.

Перспективи промислової газоносності чорносланцевих товщ Волино-Поділля зв'язуються з силурійськими відкладами. Визначення віку

глинистих товщ здебільшого базується на знахідках у них граптолітів, кореляція ж глинисто-карбонатних та карбонатних розрізів контролюється наявністю проверстків туфітів та метабентонітових глин [47;48].

Дуже важливими факторами формування та критеріями прогнозу вуглеводнів є *ступінь метаморфізму і термічна зрілість збагачених органічною речовиною порід* (катагенетичного перетворення). Як відомо, ступінь катагенетичного перетворення визначається відбивною здатністю вітриніту ($\%R_o$). В проаналізованих родовищах сланцевого газу середня величина R_o коливається від 0.5-0.6 до 3-4 %. Наявність незначної кількості зерен вітриніту в досліджуваних силурійських породах території досліджень ускладнила оцінку ступеня їх перетвореності. Однак заміри, проведені по інших мацералах, дозволили визначити ступінь їх перетвореності з певною мірою достовірності [48]. Ступінь зрілості нижньопалеозойських сланців західного схилу Східноєвропейської платформи, як і глибина їх залягання, зростає з північного сходу на південний захід [49;50;51]. В цьому напрямку ступінь перетвореності (R_o) нижньопалеозойських відкладів змінюється від незрілих порід до стадії генерації сухого газу і перезрілих порід у крайовій зоні Східноєвропейської платформи і змінюється від 0,6-0,7 % до 1,5-2,0 %.

В межах західного схилу Східноєвропейської платформи термічне дозрівання порід настало в пізньому карбоні. Катагенез тут характеризується найсприятливішими для нафтогазоутворення етапами (МК₂-АК₂).

В потенційно материнських чорносланцевих відкладах нижнього палеозою території досліджень газ міг генеруватися одночасно в потужній їх товщі, які часто перевищували 100-200 м [47;52;54]. Такі товщини чорносланцевої глинистої товщі сприяли можливості збереження вуглеводнів.

Фільтраційно-ємнісні властивості сланцевих товщ відомих родовищ невисокі. Загальна пористість зазвичай низька і не перевищує 2-10%. Так, на родовищах вона змінюється: Файетвілл – від 2 до 8 %, Вудфорд – від 3 до 9%,

Барнетт – від 4 до 5%, Хайнесвіл – 8-9%, Марселлус – 10 %.

Петрофізичні властивості досліджуваної товщі вивчались на невеликій кількості наявних зразків кернів із свердловин, зокрема Ліщинської 1, Рава-Руської 1, Крехівської 1, Давиденівської 1. Загальна пористість цих зразків не перевищує 4,5% при низькій проникності – не більше 0,1 мД. В межах суміжного Люблінського басейну пористість окремих зразків керну складає більше 4%.

Крім інших фільтраційно-ємнісних властивостей важливою структурною особливістю проаналізованих родовищ є *наявність системи тріщинуватості* сланцевих порід, які можуть бути розвинені у зонах розвитку глибинних розломів. Цей фактор необхідно враховувати при подальшому виборі перспективних територій.

Відмітимо, що мізерна кількість кернового матеріалу, а тим більше відсутність цільового відбору для вивчення даної проблеми, є суттєвим недоліком для визначення достовірної оцінки перспективності цих відкладів на сланцевий газ.

Наявні дані по західному схилу як польської частини Східноєвропейської платформи, так і території досліджень вказують на високий *вміст кремнезему* в чорних сланцях нижнього палеозою [45;53], що має важливе значення для ефективного проведення гідророзриву перспективних пластів.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Науково обґрунтовані сприятливі геолого-промислові передумови для формування покладів вуглеводнів у відкладах силурійських сланців та кембрійських ущільнених пісковиків.

2. Визначені кількісні значення основних чинників формування та прогнозу газоносності силурійських сланців та кембрійських ущільнених пісковиків: вміст ОР, ступінь метаморфізму і термічна зрілість порід та ОР, площа, глибини залягання та товщини перспективних товщ, ємнісно-фільтраційні властивості, фаціальний та літологічний склад, зона маловодності, вміст мікроелементів, піриту, кремнезему, наявність тріщинуватості тощо.

3. Порівняння визначених кількісних чинників формування та прогнозу газоносності силурійських та кембрійських порід Волино-Поділля з чинниками відомих родовищ нетрадиційних джерел вуглеводнів Північної Америки свідчить про їх високі перспективи.

4. Ступінь освоєння початкових ресурсів традиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля менше 10%, а нетрадиційних – 0%, що свідчить про початковий етап вивченості регіону.

5. Перспективні горизонти палеозойських відкладів території досліджень з багаточисленними нафтогазопроявами, з яких не отримані промислові припливи, слід відносити до нетрадиційних джерел, так як вони приурочені до ущільнених порід, а їх розкриття та освоєння потребують сучасних технологій та інтенсифікацій.

Список використаних джерел до розділу 2

1. Веліканов В.А. К вопросу о Подольской тектонической зоне // Доповіді АН УРСР. – 1969. – № 12.
2. Веліканов В.А. Про тектонічну природу Бернашівського підняття (Середнє Придністров'я) // Геол. журнал. – 1974. – № 6. – С. 123–127.
3. Атлас світу // ДНВП «Картографія». К. – 2002. – 192 с.
4. Веліканов В.А., Іванченко В.Я. Про неотектоніку давніх блокових структур Могилівського Придністров'я. – ДАН УРСР. – 1976. – Сер. Б.
5. Атлас родовищ нафти і газу України // Т. IV, V. – Л.: В-во «Центр Європи». – 1998.
6. Крупський Ю.З., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Михайлов В.А., Чепіль В.П. та ін. – Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. – Київ. Ніка-Центр, 2013. – 400 с.
7. І.М. Куровець, Д.М. Дригант, В.П. Чепіль та інші. Перспективи пошуків неконвенційних покладів вуглеводнів на прикордонній з Польщею території України та проблеми охорони навколишнього середовища. Звіт про геолого-тематичну роботу НАК «Нафтогаз України». Держ. реєстрація У-12-122/24. – Київ, 2012 р. – 305 с.
8. Куровець І.М., Михайлов В.А., та інші. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Огляд проблеми. Книга I. - Київ, – 2014 рік. Ніка-Центр. – 208 с.
9. Афанасьєва И.М. Литогенез и геохимия флишевой формации северного склона Советских Карпат. – К.: Наук. думка, 1983. – 183 с.
10. Вишняков И.Б., та інші. / Послойные геофизические модели тектоносферы юго-западного края Восточно-Европейской платформы и его обрамлення // Геол. журн. – 1984. – № 6. – С. 33-42.
11. Эйнасто Р.Э., Котык В.А., Юшкевич В.И. Формационная зональность в силурийских краевых бассейнах запада Русской платформы. Типы осадочных формаций нефтегазоносных бассейнов. -М. -Наука, 2008. –С.228-242.

12. Вишняков І., Гоник І., Різун Б., Медведєв А., Гривнях Г., Побігун І. Силурійська рифова система Волино-Поділля: особливості будови і формування // Геологія і геохімія горючих копалин. № 1-2(154-155). – 2011 р. – С.25-26.
13. Вялов О.С. Структура Карпат и Закарпатской области УССР // Тр. Научно-геологического совещания по нефти, озокериту и горючим газам Украинской ССР. – К., 1949. – С. 293-310.
14. Габинет М.П. Литолого-геохимические особенности подгальского флиша Карпат // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1976. – Вып. 46. – С. 40-45.
15. Габинет М.П. Постседиментационные преобразования флиша Украинских Карпат. – К.: Наук. думка, 1985. – 148 с.
16. Геолого-петрофізична характеристика басейнових дрібнозернистих порід силуру південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи / Куровець І.М., Дригант Д.М., Чепіль П.М., Чепусенко П.С. // Зб. мат. міжнар. конф. «Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій», Київ, 9-11 листопада 2010 р. – К., 2010. – С. 39-45.
17. Вуль М.А., Пригаріна Т.М., Кучма М.Л., Поліщук М.Б. та ін. Звіт за темою 864 «Геолого-економічна оцінка ресурсів вуглеводневі Східного, Західного і Південного нафтогазоносних регіонів України станом на 01.01.2004 р. та визначення обсягів і напрямів геологорозвідувальних робіт», фонди ЛВ УкрДГРІ, Львів. – 2007.
18. Гоник І.О. Перспективи пошуків вуглеводнів у кембрійських відкладах Волино-Подільської нафтогазоносної області за результатами зонального прогнозу // Мінеральні ресурси України. – 2009 р. № 1. – С. 39-43.
19. Е.Геллер, С.Мельникова. Сланцевый газ: зона неопределенности. Центр изучения мировых энергетических рынков. ИНЭИ РАН.

www.eriras.ru/files/e-geller-s-melnikova-slantsevyj-gaz-zona-neopredelennosti.pdf

20. Amy Myers Jaffe. Shale Gas Will Rock the World. – WJS. – May 10, 2010.

www.wsj.com/articles/SB10001424052702303491304575187880596301668

21. R. Kefferpütz. Shale Fever: Replicating the US gas revolution in the EU? – №210.

– June 2010. http://aei.pitt.edu/14544/1/PB210_Shale_gas_Kefferputz_e-version.pdf

22. Вернер Э. Геохимический анализ фаций. – Л.: Недра, 1976. – 127 с.

23. Кушнирук В.А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волинского угольного бассейна // К.: Наукова думка – 1978. – 120 с.

24. Львовско-Волинский каменноугольный бассейн / Струев М.И., Саков В.И., Шпакова В.Б. и др. – К.: Наук. думка, 1984. – 272 с.

25. Явний П., Бучинська І Оцінка ресурсів метану у Львівсько-Волинському басейні // Геологія і геохімія горючих копалин. – №1-2. – Львів. – 2011. – С. 184-186.

26. Стратиграфия СССР. Кембрийская система. – М.: Недра, 1965. – 596 с.

27. Геотектоника Волино-Подолії / Чебаненко І.І., Вишняков І.Б., Власов Б.І. и др. – К.: Наук. думка, 1990. – 244 с.

28. Ємнісно-фільтраційні моделі порід-колекторів різних типів пасток вуглеводнів Дніпровсько-Донецької і Карпатської нафтогазоносних провінцій / Куровець І. М. та ін. // Звіт про науково-дослідну роботу ІГГК НАН України. Держ. реєстрація У-06-39/4. – Львів, 2010. – 278 с.

29. Локтев А. В., Павлюк М. І., Локтев А. А. Перспективи відкриття покладів “сланцевого” газу в межах Волино-Подільської окраїни Східноєвропейської платформи // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – № 3-4 (156-157). – С. 5-23.

30. Poprawa P. Shale gas hydrocarbon system – North American experience and European potential // Przegląd Geologiczny. – 2010. T. 58, № 3. – P. 216-225.

31. Poprawa Pawel. Shale gas potential of the Lower Palaeozoic complex in the Baltic and Lublin-Podlasie basins (Poland) // Przegląd Geologiczny. – 20102. – Vol. 58. – P. 226-249.
32. Poprawa P. System węglowodorowy z gazem ziemnym w łupkach północnoamerykańskie doświadczenia oraz europejskie perspektywy // Prz. Geol. – 20103. – N 58. – P. 216-225.
33. Poprawa P. Potencjal występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałty// Przegląd Geologiczny. – 20104. – T. 58. – № 3. –S. 216-225.
34. Poprawa P. Poszukiwania złóż gazu ziemnego w łupkach (shale gas w Polsce) // Wiad. Naft. Gazow. – 20105. – 2 (142). – P. 11-15.
35. Шпак П.Ф. Проблема нефтегазоносности глубокопогруженных палеозойских комплексов на территории УССР. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: ІГН НАН України, 1990. – 508 с.
36. Хижняков А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Львовского палеозойского прогиба // Геология и нефтегазоносность территории УССР. Тр. УкрНИГРИ. М.: Гостоптехиздат, 1963. С. 189-202.
37. Хижняков А.В. Особенности геологического развития Львовского палеозойского прогиба в связи с условиями формирования в нем газовых залежей // Условия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений на Украине. К.: Наук. думка, 1967. – С. 318-323.
38. Хижняков А.В. О перспективах поисков нефти и газа во Львовском прогибе //Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – К.: Наукова думка, 1975. – С. 273-278.
39. Оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нафтогазоносних басейнів України. С. Вакарчук, Т. Довжок, К. Філюшкін. Нафтогазова галузь України, №3. – 2014 р. – С. 3-8.

40. Осадчий В.Г., Приходько О.А., Грицик І. І. Геотермічний режим та нафтогазоносність Лопушнянського нафтогазоносного району. Геологія і геохімія горючих копалин. – №2. – 1999 р. – С. 42-52.
41. Poprawa P. & Kiersnowsk H. Perspektywy poszukiwan zloz gazu ziemnego w skalach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamknietego (tight gas) w Polsce // Biul. Państw. Inst. Geol. – Warszawa : Państwowy Instytut Geologiczny–Państwowy Instytut Badawczy, 2008. – Nr 429. – P. 145-152.
42. Poprawa P. Potential for Gas Shale Exploration in the Upper Ordovician-Silurian and Lower Carboniferous Source Rocks in Poland // AAPG Ann. Convent. & Exhibit. : Abstract Volume (Denver, Colorado, USA, 7-10.06.2009).
43. Poprawa P. Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim // Przegląd Geol. – 2009. – Vol. 58, Nr. 3. – S. 226-249.
44. Klimuszek E. Utwory syluru południowo-wschodniej Polski jako skały potencjalnie macierzyste dla dewonskich rop naftowych // Biul. Państw. Inst. Geol. – Warszawa : Państwowy Instytut Geologiczny–Państwowy Instytut Badawczy, 2002. – Nr 402. – P. 75-100.
45. Дригант Д. М. Нижній і середній палеозой Волино-Подільської окраїни Східно-Європейської платформи та Передкарпатського прогину // Наук. зап. Державного природничого музею НАН України. – 2000. – Т. 15 – С. 24-129.
46. Багрій І.Д., Чепіль В.П., Довбиш Н.С. Першочерговість освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля. Геологічний журнал, № 4 (353), 2015. - С.99-104. – 2015. – № 4. – С.99-104.
47. Перспективи газоносності сланцевих відкладів України / В. А. Михайлов, О. Ю. Зейкан, В. В. Гладун і ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 3. – С. 42-45.
48. Леткі компоненти флюїдних включень у мінералах і закритих пор порід перспективно сланцевогазоносних комплексів палеозою Волино-Поділля. /І. М.

Наумко, І. М. Куровець, С. С. Куровець і ін. // Доп. НАН України. – 2013. – № 11. – С. 116-123.

49. Rutkowski M. Gaz pojawia sie i znika, czyli krotka historia szacowania zagobow węglowodorow neekonwenejonalnych w Polsce // Przegląd Geol. – 2013. – Vol. 61, Nr. 6. – S. 331-333.

50. PIG-PIB 2012 – Ocena zasobyw wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach lupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen baitycko-podlasko-lubelski) // Raport pierwszy. Państw. Inst. Geol., Warszawa, s.29
<https://www.pgi.gov.pl/docman-tree-all/aktualnosci-2012/zasoby-gazu/771-raport-pl/file.html>

51. Potential for technically recoverable unconventional gas and oil resources in the Polish-Ukrainian Foredeep, Poland / D. L. Gautier, J. K. Pitman, R. R. Charpentier et al // U.S. Geological Survey Fact Sheet 2012–3102, s. 2
<https://pubs.usgs.gov/fs/2012/3102/fs2012-3102.pdf>

52. Проблеми підрахунку запасів неконвенційних вуглеводнів / Куровець І. М., Куровець С. С., Крупський Ю. З., Редько Л. Р., Чепіль В. П. // Матер. Міжнар. наук. конф. «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи», 27-29 листопада 2013 р., м. Київ. – К.: ТОВ «Юніпекс Трейд». – 2013. – С. 157-158.

53. Крупський Ю. З., Куровець І. М., Чепіль П. М. Прогнозна оцінка ресурсів газу із чорних сланців силуру Волино-Поділля // Матер. Міжнар. наук. конф. «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи», 27-29 листопада 2013 р., м. Київ. – К.: ТОВ «Юніпекс Трейд». – 2013. – С. 30-31.

54. Чепіль В.П. Нерозвіданий резерв нарощування видобутку вуглеводнів на Волино-Поділлі. Нафтогазова галузь України, № 2, 2019. - С.32-35.

РОЗДІЛ 3

ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКІВ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

3.1 Прогнозні перспективи газонасності силурійських товщ

Перші дослідження щодо можливості виділення купчень сланцевого газу та прогнозна оцінка сланцевих басейнів України мали в основному загальний характер і по суті не обґрунтовувались фактичним матеріалом [1-11]. Цілеспрямовані та більш системні геолого-тематичні дослідження нетрадиційних джерел вуглеводнів почали проводитись в останні шість років. За результатами цих робіт виділені найбільш перспективні формації сланцевих порід, на зразках наявного кернового матеріалу вивчені петрофізичні, геохімічні, літолого-фаціальні, мінералогічні властивості, вміст та катагенез ОР основних сланцевих формацій, виконані перші наближені оцінки погнотизних ресурсів, визначені першочергові об'єкти та напрями подальших досліджень у нафтогазоносних басейнах України. Основні результати відображені у циклі монографій та інших публікаціях [12;13-22].

Встановлені нами кількісні чинники прогнозу вуглеводнів дозволили вперше однозначно розглядати чорносланцеву товщу силуру, де існували найсприятливіші умови в палеозої для акумулювання достатньої кількості органічної речовини (до 2,27%) та перетворення її у газ (стадії катагенезу МК₂ - АК₁), як єдине потенційне родовище газу. Його зона розвитку охоплює значну територію та простягається на 320 км з північного заходу на південний схід від кордону Польщі до кордону з Румунією, загальна площа якої біля 16 тис. кв. км. Вона встановлена більше як 30 свердловинами і приурочена до центральної частини ЛПП та північно-східної частини ПП, накладених на ТТЗ. Східна межа їх поширення приблизно збігається з Устилуг-Рогатинською зоною розломів. В чорносланцевих відкладах палеозою (у тому числі силуру) території досліджень

газ міг генеруватися одночасно в потужних їх товщах більше 150-250 м, які сприяли і його збереженню. Співставлення визначених кількісних значень чинників прогнозування сланцевих вуглеводнів Волино-Поділля з відомими родовищами Північної Америки однозначно свідчить, про високі перспективи газоносності чорносланцевих товщ палеозою, серед яких найбільші перспективи нами зв'язуються з силурійськими відкладами [12]. Про це свідчить системний аналіз наявної геолого-геофізичної та іншої інформації в районі свердловин опорної Рава-Руська-1, параметричних Крехів-1, Східно-Ліщинської 1 та результатів їх буріння.

Рава-Русько-Крехівська ділянка, в межах якої пробурені свердловини Рава-Руська-1 та Крехів-1, розташована на південному заході Волино-Поділля. В будові ділянки беруть участь палеозойські і мезозойські відклади. Стисла літолого-стратиграфічна характеристика силурійських та кембрійських відкладів (за даними справ свердловин) наступна.

Кембрійські відклади розкриті св. Ставчани-1 (інт. 1513-2141 м), пробуреною на захід від ділянки, і Дубляни-4 (інт. 4312-4733 м), пробуреною на південний схід від ділянки. Відклади представлені чергуванням пісковиків і алевролітів з прошарками аргілітів. Пісковики від сірих до темно-сірих кварцитоподібні, дрібнозернисті, не вапнисті, слюдисті, міцні. Алевроліти темно-сірі, майже чорні, не вапнисті, слюдисті. Аргіліти темно-сірі, майже чорні невапнисті слюдисті хлорит-серицитові. Породи характеризуються значними епігенетичними змінами (регенерація зерен кварцу, хлоритизація, елементи сланцюватості) і новомінеральними утвореннями (титанисті і пірофілітоподібні мінерали), сильною зім'ятістю, дзеркалами ковзання, значними кутами падіння (40-90°), поганими колекторськими властивостями. Повна товщина кембрійських відкладів у межах ділянки не встановлена.

Ордовицькі відклади представлені сірими полідетритово-криноїдними вапняками і темно-сірими глинистими сланцями. У св. Дубляни-4 вони

розкриті в інтервалі 4302-4312 м.

Силурійські відклади в межах ділянки частково розкриті свердловинами. Повний розріз розкрито св. Дубляни-4 в інтервалі 3270-4302 м. У пробурених свердловинах це аргіліти, зрідка з тонкими прошарками глинистих вапняків чи мергелів. Мікропрошарки мають товщини 0,02-0,2 мм. Аргіліти темно-сірі і чорні, вапнисті і не вапнисті, місцями алевритисті (до 15-35 %), піритизовані, мікрошаруваті, щільні, міцні. Породи складені глинистим чи серицито-кременистим матеріалом, який має чорний колір за рахунок тонкорозсіяного піриту. Вапняки темно-сірі глинисті доломітизовані.

Відклади силуру в межах ділянки характеризуються елементами сланцюватості і не завжди чітко вираженого кліважу. Так, у св. Крехів-1 він проявляється в основному за нашаруванням, а в інт. 4540-4655 м і 4794-4800 м – під кутами 70° і 15-30° до нашарування, що, можливо, пов'язане з мікроскладчатістю відкладів. Окрім кліважу, в породах є короткі (3-7 см) тріщини з кутами до 75°, які заліковані кальцитом з піритом. Породи силуру лежать під кутами від 15° до 90° (у середньому біля 45°).

Історія геологічного розвитку. В кембрійський час територія Волино-Поділля прогинається, найбільш занурюється територія Рава-Русько-Крехівської ділянки. Активність рухів постійно нарощується, про що свідчить збільшення піскуватості верхньої частини кембрійського розрізу. У пізньокембрійський час внаслідок салаїрської складчастості кембрійська товща деформується, в межах ділянки утворюються складки з кутами 60-90°, а на північний схід від неї з кутами до 20°. Територія Волино-Поділля піднімається і настає перерва в осадоагромадженні, яка продовжується до пізньоордовицького часу. Після відбулося незначне прогинання та занурення Рава-Русько-Крехівська ділянка. На території Волино-Поділля утворюється пологий прогин і басейн з нормальними морськими умовами.

В кінці ордовику і на початку силуру відбувається підняття території,

відслонюється суша, яка зазнає денудації. Ерозія була неглибока, бо вже в ранньому силурі починається потужна трансгресія, яка охоплює Волино-Поділля.

В силурі інтенсивність прогинання нерівномірна. В східній частині формуються шельфові умови, де періодично утворюються рифові бар'єрні споруди і лагунні відклади, у західній – глибоководні. Тут відбувається інтенсивне занурення з накопиченням чорних глинистих сланців, яке продовжується майже до ранньодевонського часу.

Жедин-зигенський час знаменує новий етап розвитку Волино-Поділля. В геосинклінальній області внаслідок нижньодевонської фази складчастості виникає суходіл, до якого зі сходу прилягає вузька неглибока западина північно-західного простягання - Боянецький крайовий прогин, де накопичується маласоїдна червоноколірна товща, характерна для передгірських прогинів [23;24]. Складчастість утворює круті складки на захід від Рава-Руського розлому і пологі (10-20°) на схід від нього і перетворює всю територію на сушу, де починається активний ерозійний процес, який особливо проявився у східних районах.

Перерва в осадонагромадженні тривала до живецького часу, коли територія Волино-Поділля прогинається, утворюється мілке море, в якому в східних районах накопичуються сульфати і сульфатизовані доломіти, а в західних - доломітизовані вапняки і доломіти.

Внаслідок прогинання утворилася депресія північно-східного простягання, паралельна до Володимир-Волинського розлому, що була протокою, якою поєднувалися Львівський і Прип'ятський басейни у періоди максимального підняття рівня моря. Прогинання території у пізньодевонський час стає більш інтенсивним, найглибше занурення відбувалося у західних районах, у тому числі й Рава-Русько-Крехівської ділянки.

На початку кам'яновугільного часу відбувається підняття території,

утворюється суша, яка денудується. Найбільшого підйому і денудації зазнала територія даної ділянки. Тут ерозія зрізає значну частину фаменських відкладів. У середньовізейський час знову починається прогинання, але мінливе. Територія то виходила з-під моря і перетворювалася у заболочену низину, то знову покривалася морем. Такі нестійкі тектонічні умови продовжувалися до середньокам'яновугільного часу, коли внаслідок судетської фази герцинського орогенезу відбувався підйом всієї території.

Герцинський орогенез проявився насуванням нижньопалеозойських відкладів на середньопалеозойські, складчастістю і насувами в західній частині ЛПП, особливо в Зашківсько-Жовківській і Рава-Руській складчастій зонах, де утворилися круті вузькі складки. Після цього на всій території встановлюються континентальні умови, які продовжувалися більше 100 млн р., починаючи з пізньокам'яновугільного до середньоярського часу. Протягом цього періоду відбувається розмив відкладів палеозою. В районі ділянки відбуваються інтенсивні ерозійні процеси. Вони зрізають майже двокілометрову товщу девон-кам'яновугільних відкладів Зашківсько-Жовківської зони і силур-нижньодевонських – Рава-Руської зони (район св. Ставчани-1). На пенепленізовану доюрську поверхню виходять в першій зоні середньо- і нижньодевонські відклади в ядрах антиклінальних складок, а в ядрах синкліналей – відклади карбону. В межах другої зони в ядрах антикліналей виходять кембрійські відклади. У пізньоярський час починається опускання території Волино-Поділля. У західній частині воно більш інтенсивне, формується Стрийський прогин. В кінці ярського – на початку крейдового часу відбувся підйом території, який закінчився в альбський час. Починається нове прогинання, пов'язане з формуванням Львівсько-Люблінського крейдового прогину, яке супроводжується обширною трансгресією. В кінці крейди відбувається регресія моря і поверхня верхньої крейди піддається ерозії. У третинний час виникають часті підйоми і занурення, які супроводжуються

чергуванням континентальних і морських режимів.

Тектонічний нарис. Волино-Поділля входить до складу Східно- і Західноєвропейської платформ. Границя між ними однозначно не встановлена. Частина дослідників вважає, що її треба проводити по Рава-Руському розлому, проте більшість вважають, що вона проходить по Радехів-Рогатинському розлому. Дехто виділяє перехідну зону, яка знаходиться між Радехів-Рогатинським розломом і Зашківсько-Жовківськими складками. На думку Крупського Ю.З., більш переконливі дані свідчать про те, що саме Радехів-Рогатинський розлом (ТТЗ) є границею між двома платформами. На схід і захід від нього поверхні Мохоровичича і Конрада та «базальтового» шару мають відмінні характеристики. Гравітаційне і магнітне поля по обидва боки від розлому теж мають відміни. Спостерігається різниця товщин, фацій і структурно-тектонічної будови палеозойських відкладів. На захід від розлому поширені антиклінальні лінії північно-західного простягання, ускладнені насувами («Бузький синклінорій»). На його фоні перед Рава-Руським розломом виділяється смуга з крутими до 70° складками (Зашківсько-Жовківський антиклінорій). Її дзеркало складчастості майже на 1000 м гіпсометрично вище «Бузького синклінорію».

Рава-Руська ділянка охоплює частину Рава-Руської складчастої зони і Зашківсько-Жовківського антиклінорію (зона зчленування Східно- і Західноєвропейських платформ).

В Жовківському антиклінорії розвинені лінійно-складчасті структури північно-західного простягання, які супроводжуються насувами і поперечними порушеннями (рис. 3.1).

Газопрояви. При бурінні свердловини Крехів-1 в силурійських аргілітах спостерігалися газопрояви у вигляді розгазування глинистого розчину. Аномальний вміст газу в розчині (60-70 %), за газокаротажними показниками, відбувся в інтервалі 4061-4245 м. За межами ділянки в св. В. Мости-30 під час

буріння в силурійських відкладах відмічалися аномалії вмісту вуглеводнів у розчині до 1,3 % при фоні 0,33 % в інт. 3481-3495 м і 3610-3618 м, а в інт. 3800-3883 м і 3900-4028 м відповідно 2 % і 5 % при фоні 0,14 %.

В св. Перемишляни-1 при бурінні в нижньодевонських відкладах (інт. 2170-2180 м) спостерігався підвищений вміст вуглеводнів (4 % при фоні 0,4 %). У свердловині за даними газокернового аналізу аргіліти тіверського ярусу і силуру вміщують від 62,7 см³/кг до 116,9 см³/кг вуглеводнів. Вміст тяжких вуглеводнів до 18,2 см³/кг. За даними ГДС у низах силурійської товщі відмічені газонасичені пласти.

Відмітимо, що на території Польщі виділена широка смуга, перспективна на пошуки нетрадиційних вуглеводнів у нижньопалеозойських відкладах. У цій смузі аргіліти характеризуються вмістом ОР 1-2 % і умовами, сприятливими для генерації газу і утворення покладів сухих газів з невеликим вмістом азоту. Рава-Русько-Крехівська ділянка знаходиться на південно-східному продовженні цієї смуги. У св. Рава-Руська-1 в аргілітах $C_{орг.}$ досягає 1-1,27 %, зафіксовано незначний вміст (до 0,00008 %) маслянистого бітуму, в той час як в межах шельфової частини силурійського басейну в свердловині Олесько-1 в цих відкладах $C_{орг.}$ – 0,07-0,19 %, а вміст бітумної речовини до 0,06 %.

Літолого-петрографічна та мінералогічна характеристика відкладів силуру та нижнього девону. В межах Рава-Русько-Крехівської ділянки ця частина палеозойського розрізу представлена одноманітною товщею, яка складена темно-сірими і чорними аргілітами з прошарками в нижній частині алевролітів та вапняків. Вона розкрита св. Рава-Руська-1 і Крехів-1. Найкраще вона вивчена в першій свердловині, друга менш інформативна.

За описом керну свердловин нижньодевонські відклади складені пелітоморфними аргілітами темно-сірими і чорними щільними невапнистими чи маловапнистими нешаруватими. Під мікроскопом видно, що порода утворена глинистим матеріалом з невеликим вмістом кременистого матеріалу з

рідкісними дрібними карбонатними зернами, які рівномірно поширені в породі. Зустрічаються поодинокі напівобкатані зерна кварцу і халцедону. Відмічається значний вміст піриту. Місцями аргіліти характеризуються алевропелітовою структурою завдяки мікрочергуванню прошарків алевролітової і пелітової структур.

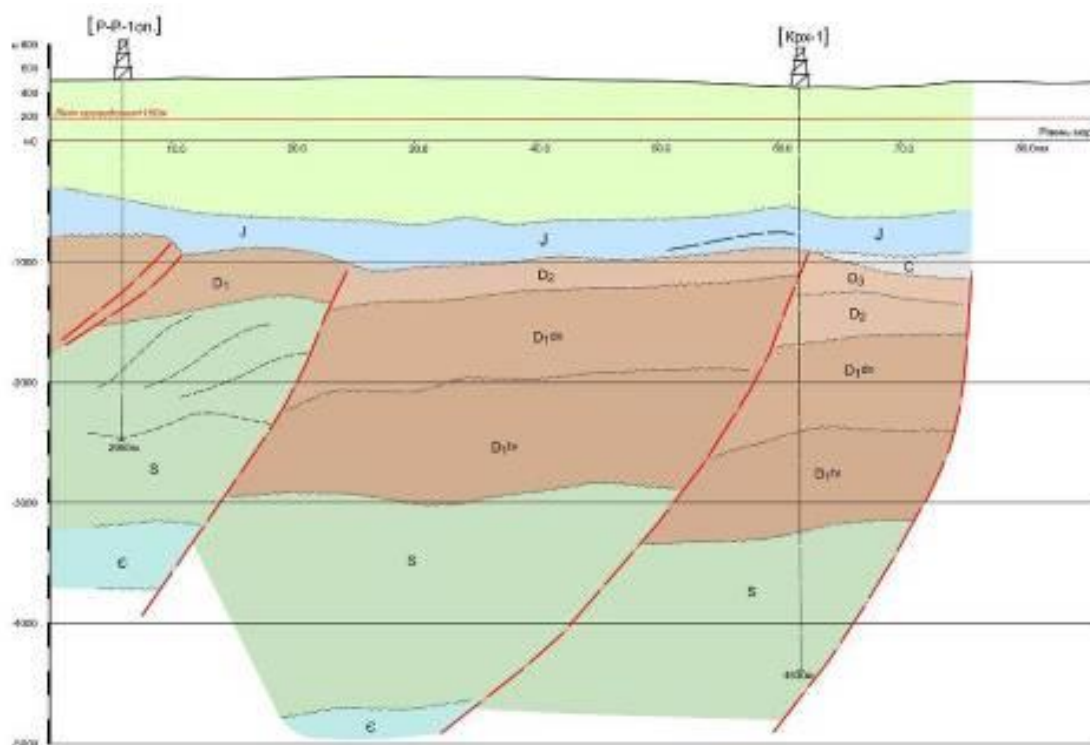


Рис. 3.1 Сейсмогеологічний розріз по профілю 1 5089 (II-II) [25].

Силурійські відклади у верхній частині (у св. Рава-Руська-1 до глибини 2080 м), яка відповідає верхній частині скальського ярусу, більш вапнисті (карбонатність 4-25 %). Це вапнисті аргіліти пелітоморфної структури і тільки в нижній частині вони стають алевритистими. Їх основна маса представлена тонкодисперсним глинистим матеріалом з невеликим вмістом тонкозернистого карбонату і серициту. Алевритовий матеріал (5-7 %) представлений кутастими зернами кварцу розміром 0,02-0,06 мм, поширений плямами. Присутній тонкозернистий пірит, нерівномірно розподілений у породі.

Відклади нижньої частини скальського ярусу і верхньої половини лудловського (св. Рава-Руська-1, інт. 2080-2600 м) складені вапнистими і невапнистими аргілітами з тонкими прошарками вапняків і алевролітів в лудловській частині інтервалу. Карбонатність вапнистих аргілітів 11-23 %, у невапнистих значно менше (3 %). Нижче 2340 м зустрічаються аргіліти шаруватої текстури, основна маса серицито-глиниста. Луски серициту орієнтовані. Порода піритизована. Пірит утворює смуги, паралельні нашаруванню.

Відклади нижньої частини лудловського ярусу і верхньої частини венлоцького ярусу представлені аргілітами вапнистими (карбонатність 10-40 %) з алевроитовим матеріалом, з прошарками мергелів (карбонатність 43-54 %) і вапняків (карбонатність 60 %). Аргіліти мікрошаруваті, їх основна маса серицит-глинистого складу, з невеликим вмістом карбонатів і кремнезему. Шаруватість за рахунок чергування паралельних смуг піритового і серицито-глинистого складів. В породі є алевроитовий матеріал (1-2 %), представлений кварцом, зрідка мусковітом. Зустрічаються перекристалізовані рештки органіки.

У нижньосилурійських відкладах серед аргілітів зустрічаються прошарки кварцових і слюдяно-кварцових алевролітів. Уламковий матеріал (65-70 %) зцементований серицито-кременисто-глинистим матеріалом. Перший вид алевролітів складений на 95 % кварцом, мусковіту і біотиту біля 5 %, іноді присутні польові шпати. Другий вид складений на 90 % кварцом, а вміст мусковіту і біотиту – до 10 %. Польові шпати зустрічаються зрідка. Луски слюди орієнтовані в одному напрямку, що підкреслює шарувату текстуру породи. Ця частина силурійського розрізу теж характеризується великим вмістом піриту. У невеликій кількості зустрічаються прошарки вапняків, складені мікрозернистим карбонатом з глинистим матеріалом. Вміст глинистого матеріалу різний (місцями

це мергелі). Структура породи пелітоморфна. Прошарки вапняків скременілі і навіть переходять у силіцити.

Мінералогічний склад порід витриманий. Легка фракція (79-100 %) представлена серицито-глинистим матеріалом, кварцом (0,5-1,2 %). Тяжка фракція бідна в мінералогічному відношенні. Це переважно пірит (90-100 %). З інших мінералів присутні циркон, гранат, рубін, турмалін, сфалерит, барит. Циркон у складі фракції місцями складає до 6 %, більше в низах розрізу, гранату до 1 %. Сфалерит зустрічається не завжди, але місцями досягає 30-50 % від фракції. Це стосується і бариту, який іноді становить до 62,3 % (св. Рава-Руська-1, інт. 1649–1656 м). Вміст SiO_2 в аргілітах верхнього силуру змінюється в межах 48,16-57,09 %, і лише у зразках інт. 2867-2871 м і 2649-2673 м спостерігається відносно низький вміст SiO_2 : 29 і 38,5 % відповідно. Спостерігаються відносно різкі коливання вмісту Al_2O_3 – від 12,39 до 23,22 %. Виняток становлять вапнисті аргіліти інт. 2867-2871 м, де вміст Al_2O_3 менший (7,31 %). Вміст заліза для більшості проаналізованих зразків змінюється в межах 6,04-11,23 %. Для всіх порід звичним мінералом є пірит. Вміст SO_3 змінюється від слідів до 0,08 %. Вміст магнію коливається від 0,08 % до 9,16 %. Як відомо, для нормальнопелітових порід молекулярне відношення $\text{SiO}_2 : \text{Al}_2\text{O}_3$ становить близько 6. У всіх проаналізованих зразках аргілітів це відношення має більше або менше значення.

Молекулярне відношення $\text{Al}_2\text{O}_3 : \text{Fe}_2\text{O}_3$, яке показує ступінь заміщення алюмінія залізом у силікатах, дозволяє намітити декілька інтервалів. У табл. 3.1 подані значення відношення $\text{Al}_2\text{O}_3 : \text{Fe}_2\text{O}_3$ для різних інтервалів.

Табл. 3.1 Молекулярне відношення $\text{Al}_2\text{O}_3 : \text{Fe}_2\text{O}_3$

Інтервал, м	$\text{Al}_2\text{O}_3 : \text{Fe}_2\text{O}_3$
2867-2960	2,30-2,80
1970,2-2811	3,24-4,84
1529,8-1945	1,59-2,53
1248,5-1516	2,21-3,58

Непостійний характер відношення $\text{Al}_2\text{O}_3 : \text{Fe}_2\text{O}_3$ свідчить про змінні умови, в яких утворювалися осади. В інт. 1970,2-2811 м спостерігаються аргіліти з відносно підвищеним значенням цього відношення, тобто з меншим ступенем заміщення алюмінія залізом. Відносно знижений вміст Fe_2O_3 в інт. 2105,1-2109,9 м, 2035,4-2040,5 м і 2071,2-2075,4 м позначився на величині відношення $\text{Al}_2\text{O}_3 : \text{Fe}_2\text{O}_3$, значення якого для цих інтервалів дещо більше, ніж для інших. В інт. 1970-2960 м спостерігається переважання калію над натрієм – відношення $\text{K}_2\text{O} : \text{Na}_2\text{O}$ змінюється в межах 1-2,04. Це відношення має непостійний характер в інт. 1529,8-1945 м, відношення $\text{K}_2\text{O} : \text{Na}_2\text{O}$ змінюється в межах 0,88-1,74. Це може бути пов'язане з різним співвідношенням натрієвих і калієвих польових шпатів. Аргіліти інт. 1248,5-1516 м характеризуються переважанням натрію над калієм, відношення $\text{K}_2\text{O} : \text{Na}_2\text{O}$ менше одиниці і змінюється в межах 0,20-0,76, виняток становить зразок інтервалу 1419,6-1422,2 м, де це відношення досягає одиниці.

Результати хіміко-бітумінологічних досліджень. Концентрація $\text{C}_{\text{орг.}}$ у породах св. *Крехівська-1* характеризується порівняно невеликими змінами. Нижньодевонські теригенні відклади збіднені нерозчинною органічною речовиною, вміст якої не досягає кларкових значень і змінюється в межах від 0,01 до 0,15 % (рис. 3.2).

У верхньосилурійських відкладах вміст $\text{C}_{\text{орг.}}$ збільшується від 0,2 % у верхній частині розрізу до 0,5 % у нижній, коливаючись на рівні субкларків.

Досліджена вибірка порід містить хлороформний бітумоїд у дуже малих кількостях – від 0,001 % до 0,006 % і за класифікацією Н.Б. Вассоевича належить до дуже низької категорії. Розподіл хлороформного бітумоїду частково збігається з вмістом ОР у палеозойських відкладах. Виключення становить діапазон 3486-3957 м (тиверська серія, D_1), де присутній епігенетичний бітумоїд.

Значне переважання кислих бітумних компонентів над нейтральними

свідчить про сингенетичний характер бітумінозності палеозойських відкладів. Починаючи з відкладів силуру в породах істотно зростає вміст $C_{орг.}$, що на вибої сягає 0,5 %. Оскільки вміст бітумних компонентів дуже низький ($< 0,006$ %), то кількістю вуглецю в них можна знехтувати, вважаючи, що ТОС рівний $C_{орг.}$.

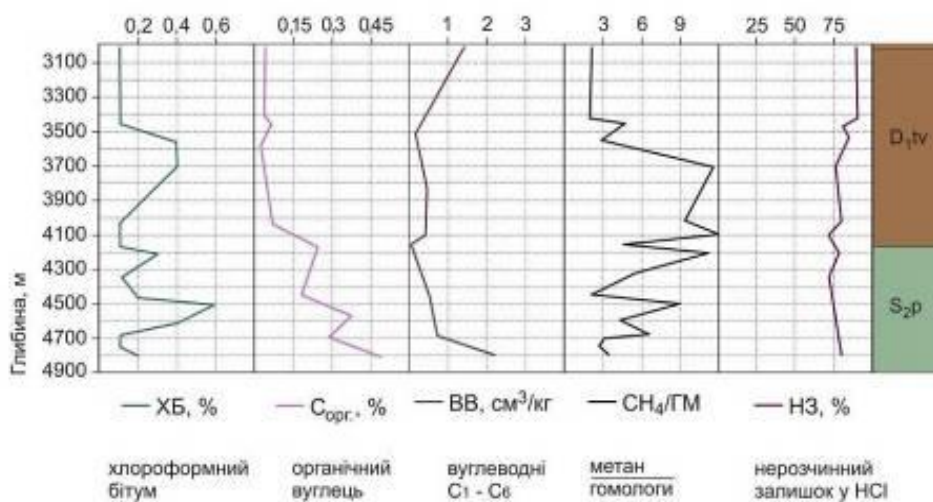


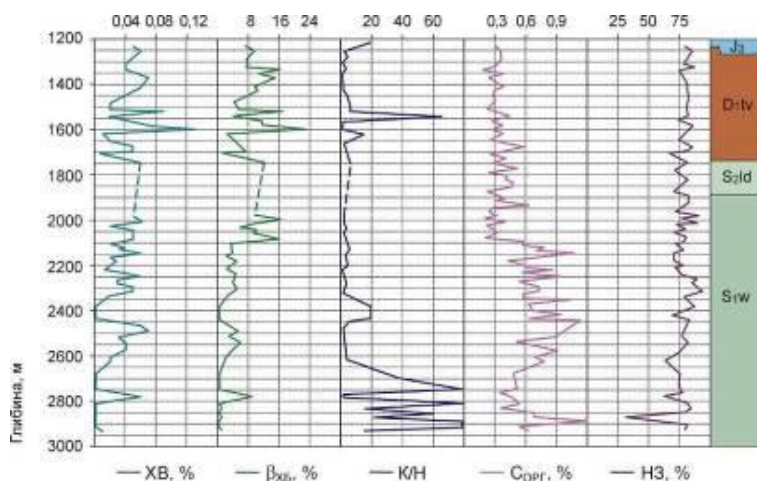
Рис. 3.2 Розподіл хіміко-бітумінологічних показників у св. Крехівська-1 [25].

Поряд із зростанням вмісту ОР збільшується газонасиченість порід вуглеводнями, яка на вибої свердловини сягає $2,3 \text{ см}^3/\text{кг}$; зростання вмісту вуглеводневих газів спостерігається також у верхній частині тиверської серії нижнього девону.

Свердловина Рава-Руська-1. Відклади тиверської серії нижнього девону представлені 32 зразками аргілітів з інтервалу 1234-1740 м. Нерозчинний залишок змінюється від 70 до 88 %. Вміст $C_{орг.}$ у породах низький і не виходить за межі 0,2-0,4 %, що в 2–4 рази нижче субкларків для аргілітів (рис. 3.3).

Вихід хлороформного бітумоїду (ХБ) у переважній кількості зразків змінюється від 0,02 до 0,07 %. У верхній частині девонських відкладів до глибини 1450 м вміст ХБ у всіх зразках відповідає підвищеній категорії і вкладається у межі 0,04-0,07 %. Нижче цієї відмітки коливання концентрації нейтральних компонентів стають більш контрастними – від дуже низьких (0,001

% у підшві розрізу) до високих (0,13 % в інтервалі 1598-1605 м). Ступінь бітумізації ОР перевищує фонові значення і становить 7-16 %. Найбільший вміст нейтральних компонентів у складі ОР визначено у зразку з інтервалу 1598-1605 м, де він становить 23 %. Такі значення бітумоїдного коефіцієнта свідчать про розвиток у відкладах тиверської серії паравтохтонного (переміщеного) бітумоїду.



ХВ – хлороформний бітумоїд; $\beta_{ХВ}$ – бітумоїдний коефіцієнт; К/Н – коефіцієнт нейтральності; $C_{орг}$ – органічний вуглець; НЗ – нерозчинний в HCl залишок породи.

Рис.3.3 Розподіл хіміко-бітумінологічних показників у св. Рава-Руська-1[25].

Відклади лудловського ярусу верхнього силуру (інт. 1740-2780 м) представлені 12 зразками вапнистих аргілітів з інт. 1742-1879 м. Нерозчинний залишок у них змінюється від 58 до 82 %, а середні значення становлять 75–79 %. Кількість $C_{орг}$ у породах коливається від 0,2 до 0,5 %. Бітумоїди визначалися лише в одному зразку з інт. 1742-1747 м. Вміст хлороформного бітумоїду в ньому становить 0,06 %, що відповідає підвищеній категорії.

Відклади лудловського ярусу в інт. 1879-2780 м і венлоцького ярусу в інт. 2780-2960 м досліджувалися на прикладі 74 зразків керна з інт. 1880-2960 м. Переважно це вапнисті аргіліти з нерозчинним залишком 70-80 %. В окремих інтервалах вапнистість аргілітів збільшується, і вони переходять у мергелі і вапняки (інт. 2602-2653 м та 2867-2893 м). Деякі інтервали розрізу, особливо в діапазоні глибин 2260-2390 м, збагачені теригенним матеріалом – нерозчинний

залишок у породах тут зростає до 86-92 %. У нижній частині розрізу спостерігаються прошарки алевролітів, де цей показник становить 76-84 %.

Розподіл $C_{орг.}$ у відкладах нерівномірний – верхня частина їх розрізу збіднена нерозчинною ОР. Починаючи з 2100 м кількість $C_{орг.}$ помітно зростає і поряд з величинами 0,2-0,4 % з'являються значення 0,6-0,8 і навіть 1,1 % (інт. 2145-2150 м). Стабільно вищим від 0,5 % вміст $C_{орг.}$ стає у відкладах, що залягають нижче відмітки 2240 м, при цьому максимальна кількість $C_{орг.}$ в аргілітах (0,7-1,1 %) приурочена до інт. 2350-2650 м. На інт. 2650-2960 м концентрація $C_{орг.}$ у переважній більшості зразків становить близько 0,5 %, і лише у мергелі з інт. 2888-2893 м сягає значення 1,3 %. Декілька зразків алевролітів та вапняку з цієї частини розрізу містять малу кількість $C_{орг.}$ – 0,1-0,3 %.

У розрізі чергуються інтервали з низькою (0,001-0,003 %), середньою (0,02-0,04 %) і високою (0,05-0,06 %) концентраціями хлороформного бітумоїду. Підвищений вміст ХБ спостерігається в інтервалах 1980-2015, 2040-2086, 2145-2150, 2247-2252, 2292-2297, 2467-2491, 2778-2781 м. Чіткої залежності між виходом ХБ та вмістом у породах $C_{орг.}$ не помічено. У більшості зразків кислі бітумні компоненти переважають над нейтральними. Найменший коефіцієнт нейтральності (0,8-3,3) спостерігається в діапазонах глибин 1980-2340 м та 2440-2625 м, де умови для утворення вуглеводнів були більш сприятливими.

Максимальний ступінь бітумінізації ОР визначено в породах інт. 1980-2086 м. Бітумоїдний коефіцієнт тут становить 9-16 %, що свідчить про наявність в окремих зразках з цього інтервалу паравтохтонного бітумоїду. З глибиною частка нейтральних компонентів у складі ОР зменшується до 2-5 %, а нижче відмітки 2670 м взагалі є меншою 1 %. На цьому фоні вирізняються зразки з інтервалу 2768-2781 м, в яких ступінь бітумінізації ОР зростає до 7-9 %. Не виключено, що це може бути результатом надходження міграційного

бітумоїду.

Виходячи із хіміко-бітумінологічної характеристики палеозойських відкладів розрізу св. Рава-Руська-1, слід зазначити:

- найбільший вміст $C_{\text{орг.}}$ (0,5-1,1 %), мають відклади лудловського ярусу нижнього силуру в інтервалі глибин 2100-2650 м;
- відкладам силуру, порівняно з тиверською серією нижнього девону, властивий більший вміст карбонатного матеріалу, кількість якого зростає у нижній частині розрізу;
- породи, збагачені $C_{\text{орг.}}$, характеризуються нерозчинним залишком у межах 70-80 %;
- концентрація хлороформного бітумоїду у палеозойських відкладах переважно відповідає середній та підвищеній категоріям, при цьому породи нижнього девону містять дещо більшу кількість ХБ, ніж відклади силуру;
- ступінь бітумінізації ОР є помітно підвищеним у нижньодевонських відкладах, що свідчить про розвиток у них паравтохтонного бітумоїду, присутність останнього спостерігається також у породах лудловського ярусу в інт. 1980-2085 м;
- з глибиною кількість нейтральних компонентів у складі ОР поступово зменшується, це може бути зумовлене їх деструкцією в умовах пізнього катагенезу і мезокатагенезу;
- бітумінозність палеозойських відкладів має переважно сингенетичну природу, окрім згаданого вище паравтохтонного бітумоїду, в інт. 1351-1357 м ($D_1 \text{ tv}$) та 2768-2781 м ($S_1 \text{ w}$) встановлені сліди епігенетичного бітумоїду;

Оскільки вміст $C_{\text{орг.}}$ у бітумних компонентах низький ($< 0,06 \%$) та істотно не впливає на кількість загального органічного вуглецю (ТОС), то ним можна частково знехтувати, вважаючи, що ТОС рівний кількості $C_{\text{орг.}}$.

Східно-Ліщинська ділянка теж є складовою охарактеризованої вище високоперспективної смуги, яка розглядається як єдине потенційне родовище

сланцевого газу, та розташована південно-західніше Рава-Русько-Крехівської ділянки у зоні більш глибокого регіонального моноклінального занурення силурійської сланцевої товщі. На ділянці пробурена глибока параметрична св. Ліщинська-1, яка розкрила відклади від неогену до кембрію.

На рис. 3.4, 3.5 продемонстровано геологічну будову Східно-Ліщинської ділянки. На фоні регіонального моноклінального занурення порід у західному і південно-західному напрямках спостерігається порушення відкладів осадової товщі системою розривних дислокацій північно-західного та південно-західного простягання, які ускладнюють будову, утворюючи блоки у відкладах протерозою та кембрію. У відкладах силуру та девону з південного заходу на північний схід спостерігається ряд насувних лусок, розділених пологими підкидо-насувами північно-західного простягання із падінням площин зміщувача на захід–південний захід. Розривні дислокації можуть слугувати екранами для пасток структурно-тектонічного типу для традиційних вуглеводнів та створювати зони тріщинуватості у сланцевих товщах.

На ділянці пробурено ряд структурно-пошукових свердловин, вибої яких знаходяться у девонських відкладах.

Літолого-петрографічна характеристика відкладів нижнього девону та силуру. Св. Ліщинська 1 розкрила типовий розріз глибоководних морських теригенних відкладів силуру в інт. 2278-3537 м загальною товщиною 1259 м (рис.3.6) зі значними обсягами відібраного із них керну, що дозволило сформувати представницьку колекцію (51 зразок) та провести детальні структурно-текстурні, мінералого-петрографічні та петрофізичні дослідження (рис. 3.7, 3.8), [24]. За результатами досліджень кернового матеріалу і аналізу даних ГДС розріз силуру можна поділити на три частини [26-28].

У верхній частині розрізу (інт. 2278-2804 м) залягають аргіліти сірого кольору, подекуди переверстовані з алевролітами та з поодинокими тонкими пропластками (до 0,5 см) глинистих вапняків. Шаруватість їх неправильна, з

ознаками внутрішньопластового зминання. На площинах нашарування наявні дрібні луски слюди, в алевролітах трапляються невеликі катуни аргілітів. Прошарки аргілітів помірно піритизовані.

Керн з інт. 2755-2804 м розбитий великою кількістю субвертикальних тріщин, заповнених білим кальцитом. Середня частина розрізу (інт. 2804-3020 м) складена аргілітами темно-сірими масивними тонкодисперсними горизонтальношаруватими гідрослюдистими. На площинах наверстувань спостерігається у незначній кількості ОР та піритизація у вигляді дрібних зерен або тонких прожилків піриту. Крім того, на площинах наверстувань видно короткі (до 1-1,5 мм) відкриті мікротріщини.

Нижня частина розрізу силуру (інт. 3020-3537 м) складена аргілітами чорними масивними гідрослюдистими горизонтально-мікрошаруватими, лінзовидношаруватими, збагаченими вуглефікованою ОР, що облямовує мікролінзочки гідрослюди. У породі рівномірно розсіяна алевротова фракція.

Структурні та текстурні характеристики (коса шаруватість, зміна товщин прошарків алевролітів, грудкуватість) вказують на те, що відклади верхнього інтервалу формувалися у досить активному водному середовищі, а середньої та нижньої частин – в умовах відкритого спокійного палеобасейну (горизонтальна шаруватість, пелітова текстура).

За даними *петрофізичних досліджень* 45 зразків [29] абсолютна пористість аргілітів змінюється в межах 0,2-4,1 % при середній 1,5% (рис. 3.9), відкрита пористість змінюється в межах 0,33-4,15 % (табл. 3.2) Проникність знаходиться на межі роздільної можливості наявних в Україні методик та апаратури – менше $0,01 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$. Дуже важливою є необхідність проведення досліджень у наномасштабі, але на жаль таке лабораторне обладнання в Україні відсутнє.

Вміст карбонатного матеріалу досягає 20 %. Найменша об'ємна вага ($2,64\text{-}2,70 \text{ г/см}^3$) характерна для аргілітів із вмістом вуглефікованої речовини, а

найбільша (2,75-2,8 г/см³) – для аргілітів масивних гідрослюдистих з включеннями піриту.

За даними ГДС розріз слабодиференційований, природна радіоактивність відкладів змінюється в межах 9-18 мкР/год, позірний електричний опір 20-154 Ом, інтервальний час розповсюдження поздовжніх хвиль 126-365 мкс/м (рис. 3.10).

За даними мінералогічного, хімічного та спектрального аналізів, зразки є здебільшого карбонатвмісними породами, мергелями та алевролітамі.

Вміст кремнезему становить в середньому 50 % залежно від глибини.

За даними спектрального аналізу (табл. 3.4), в пробах з цієї площі зафіксований помірний вміст майже всіх компонентів, що визначалися, який у цілому відповідає фоновому. Виключення становить проба 44-ЛІ (вміст V до 0,02 %, що дещо перевищує кларкові значення). Найкраще вивчена проба 41-ЛІ (середня частина силурійської товщі, рис. 3.6), для якої виконаний весь комплекс аналізів. Зокрема, за даними хімічного аналізу, в ній міститься 2,27 % C_{орг.} та 13,2 % CO₂.

За результатами термічного аналізу 21 проби св. Ліщинської 1 встановлено, що вміст ТОС змінюється від 0,75 % 1,53% (до 2,27 %, проба 41-ЛІ) при середньому 1,22% (табл. 3.5).

Мінімальний вміст ТОС у газоносних сланцевих товщах повинен складати 0,5-1,0 %. Зокрема, сланці силурського віку у США мають вміст ТОС від 1 до 3 %. Перспективно газоносні сланці Польщі силурійського віку характеризуються ТОС від 1 до 6 %.

Одержані нами результати термолітичних досліджень дозволяють зробити висновок про достатній вміст ТОС у силурійських відкладах досліджених свердловин.

Досліджено також 2 зразки аргілітів ордовіцького віку з інтервалів 3750-3753 та 3800-3803 м. Породи характеризуються невеликою кількістю

карбонатного матеріалу, оскільки їх нерозчинний залишок становить 88-93 %. Вміст $C_{\text{орг.}}$ в них є досить високим – 0,6-0,7 %, що відповідає субкларкам для аргілітів. Концентрація хлороформного бітумоїду в породах (0,013-0,015 %) належить до низької категорії оцінювальної шкали; кислі бітумні компоненти удвічі переважають нейтральні. Низьким є і ступінь бітумізації ОР – вміст відновлених компонентів становить лише 1,4-2 %. Враховуючи наведені показники та значну глибину залягання досліджуваних порід, можна зробити висновок про сингенетичну природу їх бітумінозності та залишковий характер нейтрального бітумоїду, який піддався руйнації в жорстких термобаричних умовах метагенезу. Оскільки вміст бітумоїдів у зразках ордовіку є низьким ($< 0,04$ %), то кількістю органічного вуглецю в їх складі можна знехтувати і прийняти, що загальний органічний вуглець (ТОС) рівний вмісту $C_{\text{орг.}}$.

У складі летких компонентів з флюїдних включень у мінералах і закритих пор аргілітів досліджених інтервалів за розрізом св. Ліщинська-1 домінує метан (до 100 об. %). Проте, на глибших горизонтах появляється етан, діоксид вуглецю, а також азот. Дослідженнями встановлено відсутність пари води, що може свідчити про “сухість” (маловодність) наявних в аргілітовій товщі вуглеводневмістних систем.

Таким чином, виконаними дослідженнями доведено, що у силурійській сланцевій товщі існували умови для акумулювання достатньої кількості органічної речовини (до 2,27%) та перетворення її у вуглеводні (сланцевий газ) на стадії катагенезу.

За результатами термічного аналізу 21 проби св. Ліщинської 1 встановлено, що вміст ТОС змінюється від 0,75 % 1,53% (рис. 3.11) (до 2,27 %, проба 41-ЛП) при середньому 1,22% (табл. 3.5).

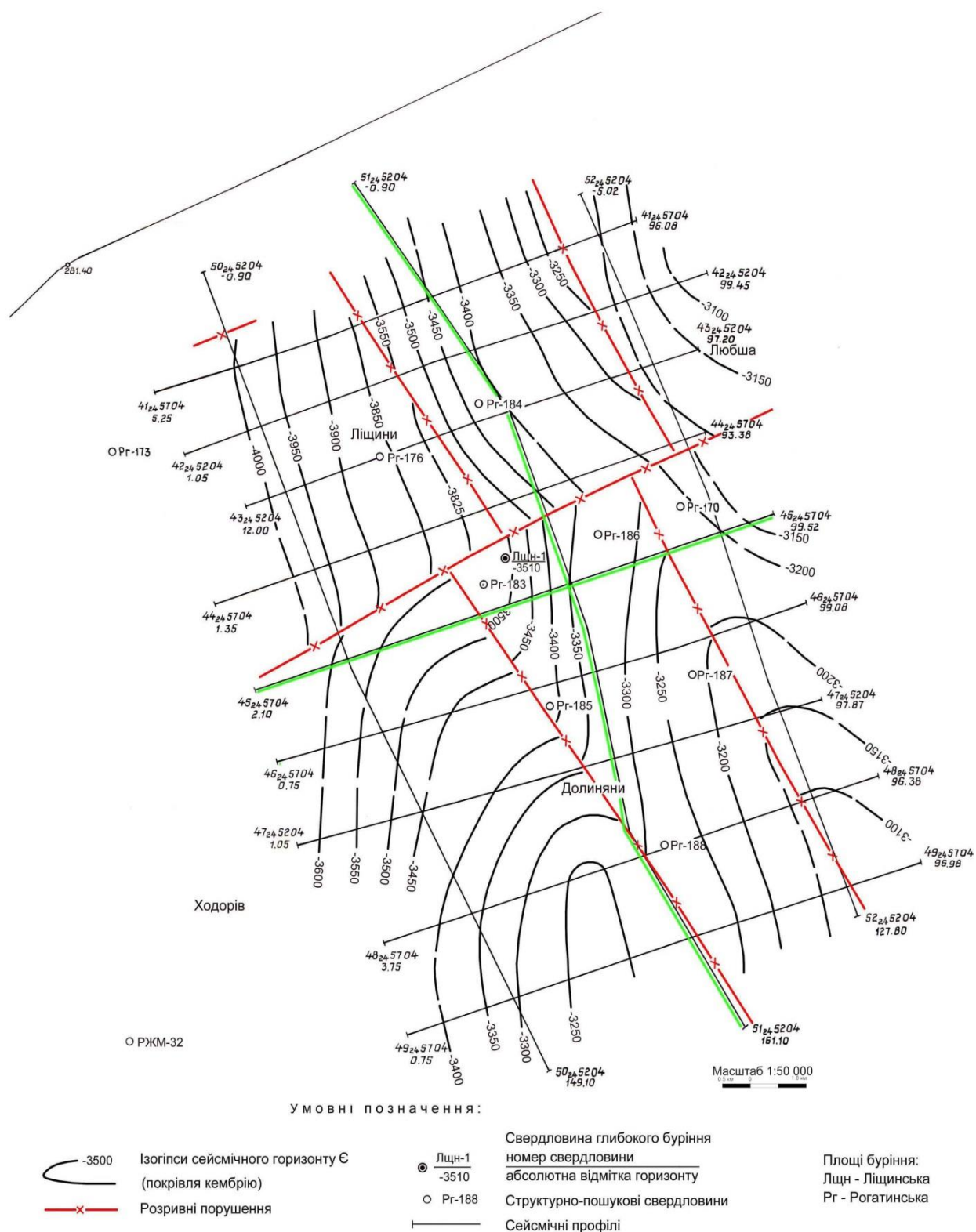
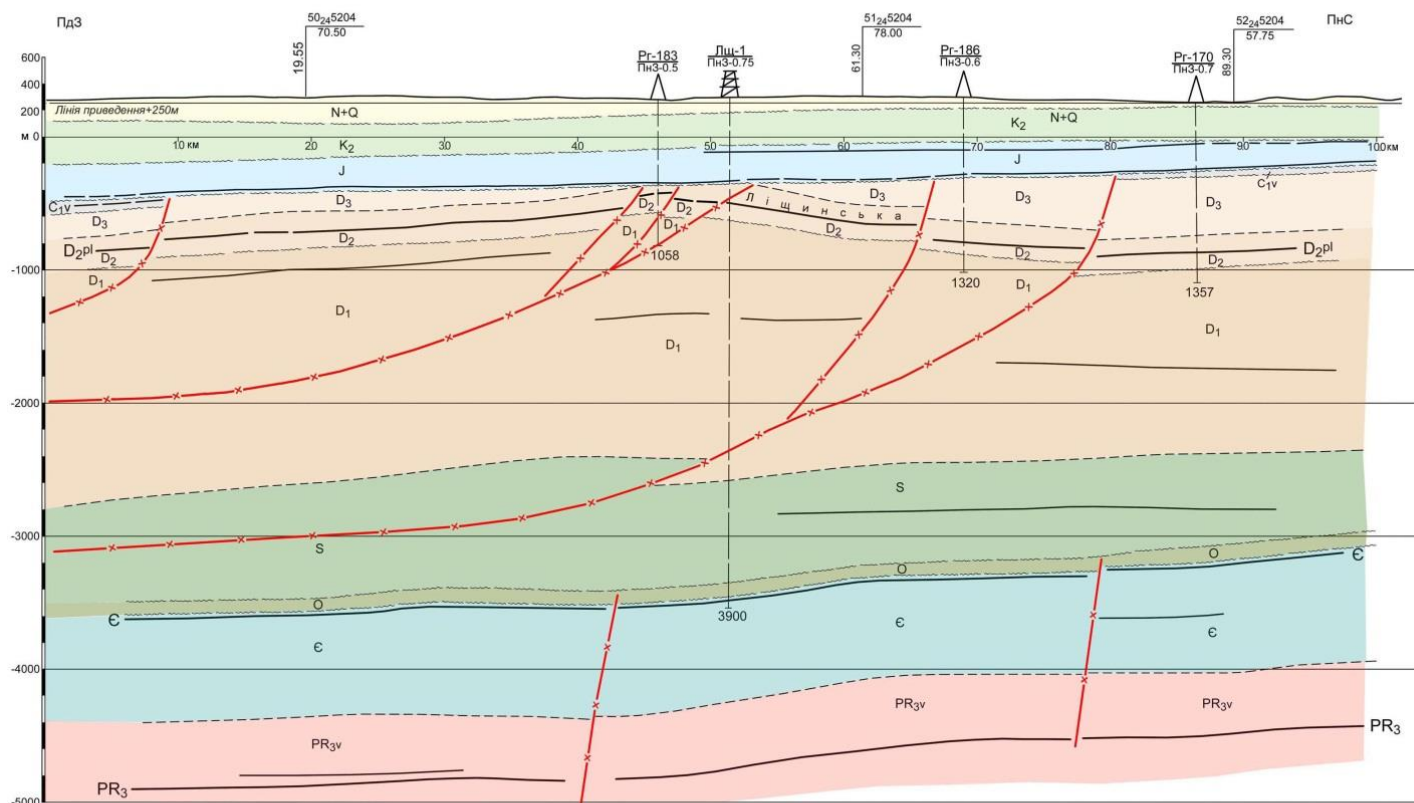


Рис. 3.4 Структурна карта по сейсмічному горизонту Є (покрівля кембрію) [25].

а



б

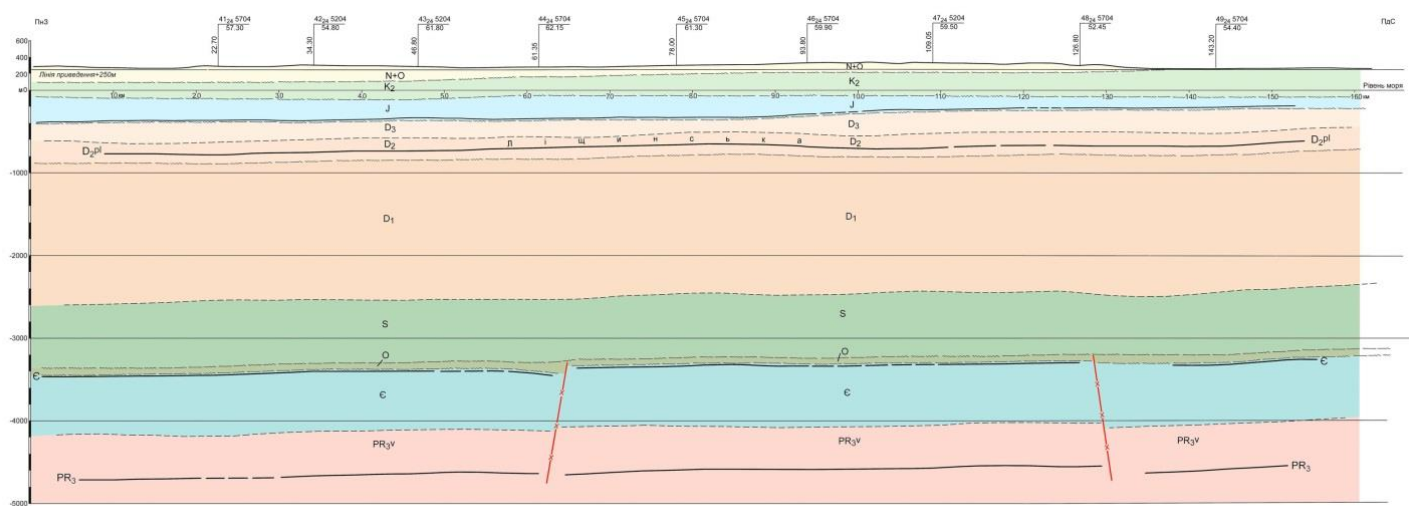


Рис. 3.5 Сейсмогеологічні розрізи 45₂₄5704 (а) та 51₂₄5204 (б) [25].

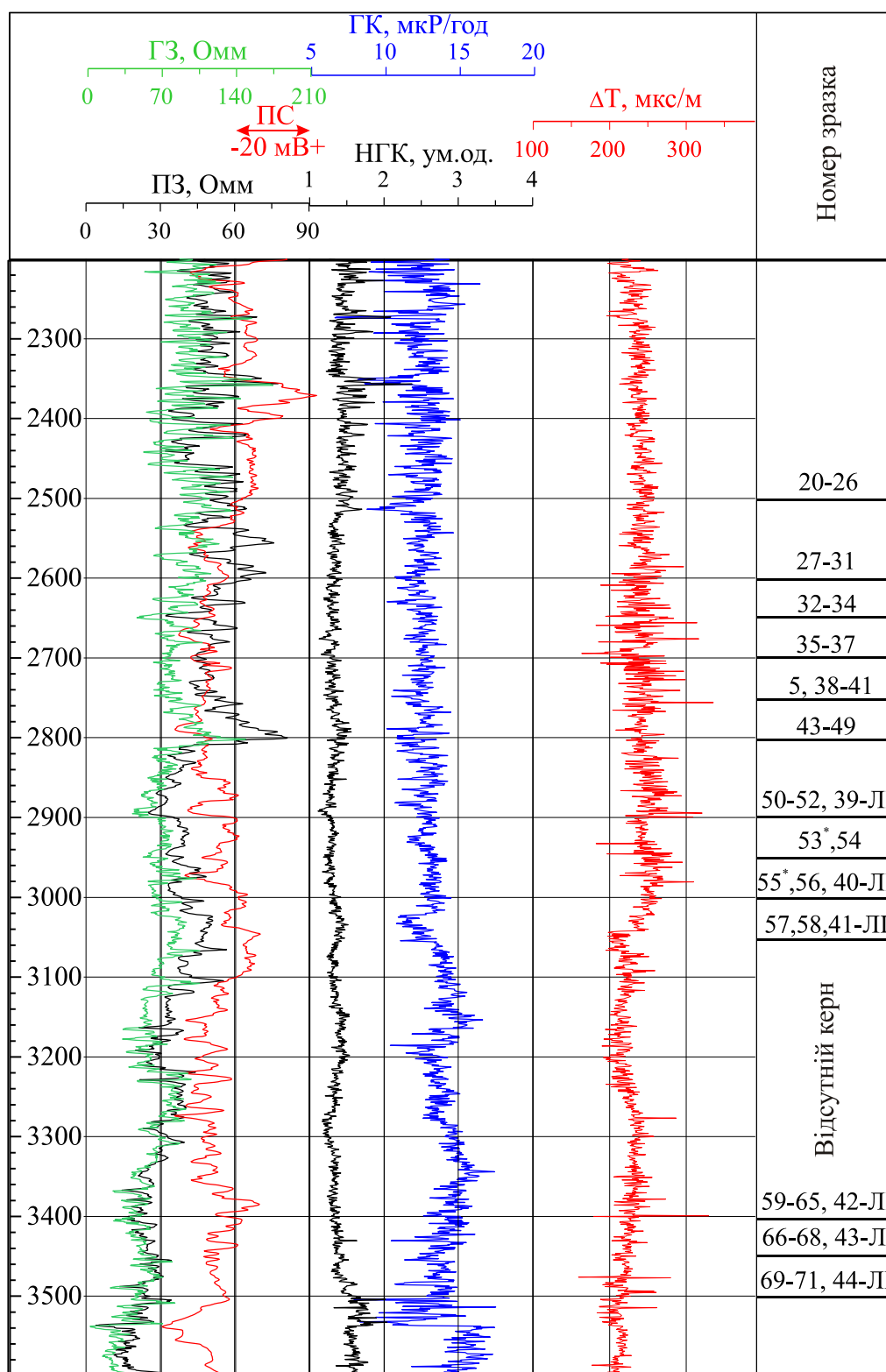


Рис. 3.6 Св. Ліщинська-1. Промислово-геофізична характеристика силурійських відкладів [25].



а

б

а – зразок 66, б – зразок Л-69.

Рис. 3.7 Граптолітові аргіліти силурійського віку (Ліщинська-1) [29].



а

б



в

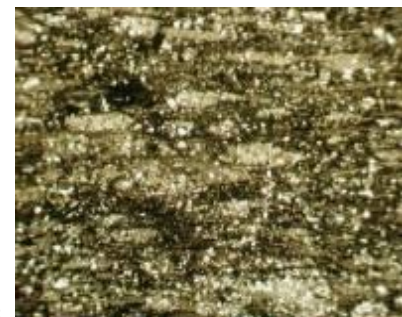


г

д



е



а – перешарування аргіліту з алевролітом із системою тріщин, виповнених кальцитом та кварцом, інт. 2755-2804 м; б – тріщина в аргіліті, інт. 2800-2804 м, 45^х; в – аргіліт, інт. 2998-3003 м; г – відкриті мікротріщини в аргіліті, інт. 2998-3003 м, 45^х; д – аргіліт, інт. 3402-3406 м; е – аргіліт з великою кількістю ОР, інт. 3402-3406 м, 45^х.

Рис. 3.8 Породи силурійського віку св. Ліщинська-1 [29].

Табл. 3.2 Колекторські властивості порід св. Ліщинська-1

№ зр.	Інтервал	Вік	Порода	Відкрита пористість	Об'ємна вага, г/см ³	Карбонатність, %
1	2149–2156	D ₁	Алевроліт	0,70	2,73	0
2	“		Алевроліт	1,30	2,68	0
6	“		Алевроліт	1,80		0
7	“		Аргіліт	0,90	2,74	0
8	“		Аргіліт	1,22	2,71	0
9	“		Аргіліт	0,50	2,73	0
3	2184–2189		Аргіліт	1,62	2,71	0
4	“		Аргіліт	1,87	2,72	0
10	“		Алевроліт	2,11	2,68	0
11	“		Алевроліт	2,71	2,64	0
12	“		Алевроліт	1,65	2,75	0
13	“		Алевроліт	1,91	2,74	0
14 Л	2251–2256		Алевроліт	2,21	2,70	0
15 Л	“		Алевроліт	1,82	2,72	0
16 Л	“		Аргіліт	1,49	2,74	0
17 Л	“		Аргіліт	1,67	2,73	0
18 Л	2501–2506	S	Вапняк	3,41	2,78	14
19 Л	“		Аргіліт	2,08	2,73	9
20 Л	2501–2506		Аргіліт	3,41	2,72	24
21 Л	“		Аргіліт	4,15	2,73	21
22 Л	“		Аргіліт	2,19	2,72	1
23 Л	“		Аргіліт	1,73	2,74	5
24 Л	“		Аргіліт	2,01	2,72	6
25 Л	“		Аргіліт	2,26	2,71	41
26 Л	“		Аргіліт	3,01	2,73	12
27 Л	2550–2554		Аргіліт	1,72		7
28 Л	“		Аргіліт	2,08		9
29 Л	“		Аргіліт	1,43	2,76	2
30 Л	“		Вапняк	1,18		15
31 Л	“		Вапняк	0,65	2,75	2
32 Л	2650–2656		Аргіліт	3,42	2,72	7
33 Л	“		Аргіліт	2,99	2,73	12
34 Л	“		Аргіліт	2,50	2,74	5
35 Л	2701–2705		Аргіліт	0,66	2,75	0
36 Л	“		Аргіліт	1,10	2,77	3
37 Л	“		Аргіліт	1,67	2,74	2
5	2750–2755		Аргіліт	2,13	2,75	1
38 Л	2750–2755		Аргіліт	1,21	2,72	6
39 Л	“		Аргіліт	0,47	2,74	1
40 Л	“		Аргіліт	1,02	2,78	1
41 Л	“		Аргіліт	0,98	2,75	1
42 Л	“		Аргіліт	1,72	2,75	3
43 Л	2800–2804		Аргіліт	1,05	2,79	2
44 Л	“		Аргіліт	1,47		3
45 Л	“		Аргіліт	0,32	2,78	2
46 Л	“		Аргіліт	2,01	2,73	12
47 Л	“		Аргіліт	1,93	2,74	2
48 Л	“		Аргіліт	1,36	2,73	12
49 Л	“		Алевроліт	1,27	2,75	11
50 Л	2900–2905		Аргіліт	0,51	2,75	2

Продовження таблиці 3.2

51 Л	“		Аргіліт	0,89	2,75	3
52 Л	“		Вапняк	0,76	2,76	5
53Л	2950–2955		Вапняк	1,02	2,76	2
54 Л	“		Вапняк	1,33	2,76	2
55 Л	2998–3003		Вапняк	1,11	2,77	7
56 Л	“		Вапняк	1,55	2,75	7
57 Л	3050–3056		Аргіліт	2,07	2,76	10
58 Л	“		Аргіліт	0,77	2,76	6
59 Л	3402–3406		Аргіліт	0,33	2,72	5
60 Л	“		Аргіліт, алевроліт	1,57	2,73	4
61 Л	“		Аргіліт	1,02	2,72	13
62 Л	“		Аргіліт	0,37	2,71	8
63 Л	“		Аргіліт	0,21	2,72	7
64 Л	“		Аргіліт	1,41	2,70	5
65 Л	“		Аргіліт	0,92	2,73	7
66 Л	3450–3454		Аргіліт	0,76	2,73	8
67 Л	“		Аргіліт, алевроліт	0,63	2,71	13
68 Л	“		Аргіліт	1,32	2,71	12
69 Л	3500–3504		Аргіліт	1,17	2,72	14
70 Л	“		Аргіліт	0,66	2,72	7
71 Л	“		Аргіліт	0,83	2,73	4
72 Л	3551–3556	О	Аргіліт	1,43	2,70	10
73 Л	“		Аргіліт	0,50	2,72	10
74 Л	“		Аргіліт	1,04	2,75	6
75 Л	3600–3603		Аргіліт	0,59	2,73	8
76 Л	3600–3603		Мергель	0,48	2,70	10
77 Л	“		Мергель	0,32	2,74	8
78 Л	3654–3662		Вапняк	0,26	2,74	41
79 Л	“		Вапняк	0,53	2,73	12
80 Л	“		Вапняк	0,84	2,74	13
81 Л	3700–3704		Вапняк	1,19	2,74	15
82 Л	“		Вапняк	0,33	2,74	22
83 Л	“		Вапняк	0,57	2,81	14
84 Л	3750–3753	Є	Алевроліт	0,46	2,82	0
85 Л	“		Алевроліт	0,50	2,82	0
86 Л	3800–3803		Алевроліт	0,92	2,76	0
87 Л	“		Алевроліт	0,63	2,77	0
88 Л	“		Алевроліт	0,66	2,78	0
89 Л	3845–3850		Пісковик	1,21	2,63	0
90 Л	“		Пісковик	1,35	2,65	0
91 Л	“		Пісковик	0,33	2,65	0

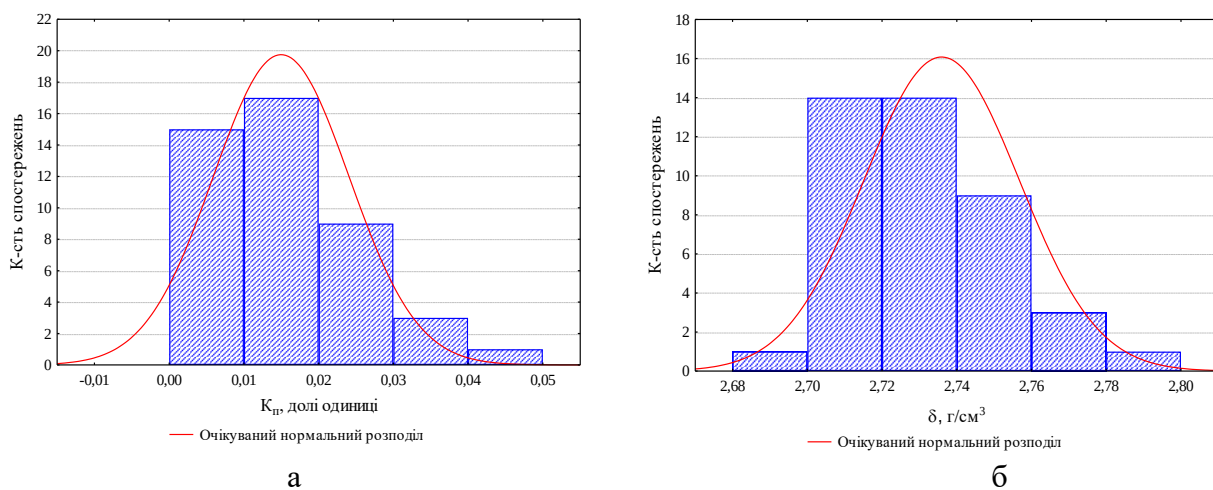


Рис. 3.9 Гістограми розподілів абсолютної пористості (а) та питомої ваги породи (б) аргілітів силуру св. Ліщинська-1 [29].

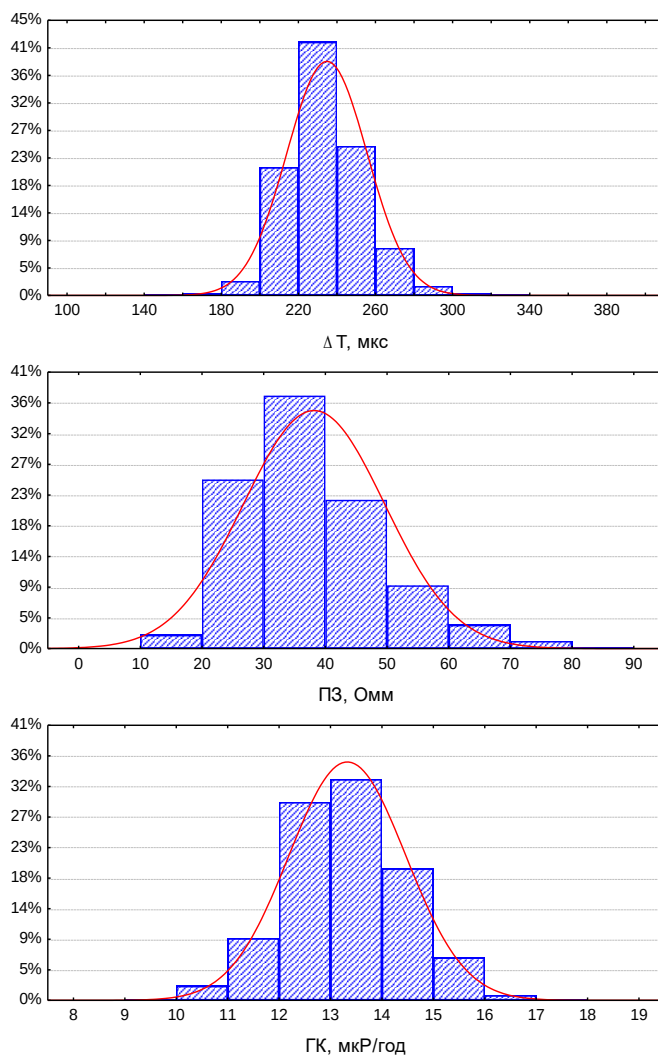


Рис. 3.10 Гістограми розподілів геофізичних параметрів аргілітів силуру св. Ліщинська-1 [29].

Табл. 3.3 Результати хімічного аналізу проб (св. Ліщинська-1) [91].

№ пр.	SiO ₂	Al ₂ O ₃	FeO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO	P ₂ O ₅	CaO	MgO
39-ЛП	55,85	17,14	3,16	4,26	0,69	0,13	0,21	3,64	2,42
41-ЛП	42,15	13,98	5,75	0,88	0,63	0,21	0,09	11,06	3,75
55-ЛП	47,83	16,80	2,99	4,18	0,57	0,09	0,20	6,94	3,40
61-ЛП	48,81	15,23	2,13	4,17	0,50	0,04	0,12	7,17	3,86
69-ЛП	50,80	14,25	1,53	3,20	0,55	0,04	0,16	9,42	1,92
№ пр.	K ₂ O	Na ₂ O	SO ₃ сул.	S _{пір}	ВМП	Сума	CO ₂ карб.	H ₂ O ⁻	C _{орг.}
39-ЛП	3,53	1,05	0,11	0,73	6,56	99,58		0,37	
41-ЛП	2,16	0,72	<0,1	0,58	17,77	99,51	13,2	0,20	2,27
55-ЛП	3,95	0,77	0,05	0,57	11,01	99,57		0,44	
61-ЛП	3,98	0,97	0,21	1,16	11,55	99,56		0,10	
69-ЛП	4,37	1,16	0,18	0,86	11,92	99,85		0,20	

Табл. 3.4 Вміст мікрокомпонентів у силурійських відкладах (св. Ліщинська-1) [29].

Проба	Ba 10 ⁻²	Be 10 ⁻⁴	As 10 ⁻²	Te 10 ⁻²	Hg 10 ⁻²	Sc 10 ⁻⁴	P 10 ⁻¹	Sb 10 ⁻³	Ge 10 ⁻⁴	Au 10 ⁻⁴	Pt 10 ⁻³
39-ЛП	3	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1
41-ЛП	4	<5	<10	<1	<3	0,6	<0,5	<3	<1	<2	<1
42-ЛП	3	<5	<10	<1	<3	1	0,6	<3	<1	<2	<1
43-ЛП	3	<5	<10	<1	<3	0,8	0,6	<3	<1	<2	<1
44-ЛП	3	<5	<10	<1	<3	0,6	0,5	<3	<1	<2	<1

Проба	Cr 10 ⁻³	Ta 10 ⁻²	Tl 10 ⁻²	Pb 10 ⁻³	U 10 ⁻²	Th 10 ⁻²	Ti 10 ⁻¹	Mn 10 ⁻²	W 10 ⁻³	Ga 10 ⁻³	Nb 10 ⁻³	Ni 10 ⁻³
39-ЛП	6	<1	<0,5	2	<3	<1	2	4	<5	2	1	4
41-ЛП	6	<1	<0,5	2	<3	<1	1,5	5	<5	2	1	3
42-ЛП	8	<1	<0,5	2	<3	<1	2	3	<5	2	1,5	3
43-ЛП	6	<1	<0,5	2	<3	<1	2	3	<5	2	1,5	3
44-ЛП	6	<1	<0,5	2	<3	<1	2	2	<5	2	<1	4

Проба	Bi 10 ⁻³	Ce 10 ⁻²	La 10 ⁻³	Y 10 ⁻³	Yb 10 ⁻⁴	Hf 10 ⁻²	Mo 10 ⁻⁴	Sn 10 ⁻⁴	V 10 ⁻³	Li 10 ⁻³	Cd 10 ⁻³	Cu 10 ⁻³
39-ЛП	0,1	<2	<5	1	1	<1	1	3	10	4	<1	3
41-ЛП	0,1	<2	<5	1	1	<1	1	2	8	3	<1	2
42-ЛП	0,1	<2	<5	1	1	<1	5	3	8	4	<1	3
43-ЛП	0,1	<2	<5	1	1,5	<1	6	3	10	4	<1	3
44-ЛП	0,1	<2	<5	1	1	<1	5	2	20	4	<1	3

Проба	Ag 10 ⁻⁴	Zn 10 ⁻³	Na %	Sr 10 ⁻²	Co 10 ⁻³	Zr 10 ⁻³	Si %	Al %	Mg %	Ca %	Fe %	In 10 ⁻³
39-ЛП	<0,1	6	0,8	<3	3	10	15	6	0,8	4	4	<1
41-ЛП	<0,1	4	0,6	<3	2	8	10	5	1	6	4	<1
42-ЛП	<0,1	6	0,8	<3	2	10	20	5	1	5	4	<1
43-ЛП	0,1	6	0,8	<3	2	10	15	5	1	6	4	<1
44-ЛП	0,4	6	1	<3	2	10	15	5	1	6	4	<1

Табл. 3.5 Вміст органічної речовини (ТОС), %.

№	Зразок	<120 ⁰ C	120–300 ⁰ C	300–390 ⁰ C	390–550 ⁰ C	ТОС
5	Ліщ-5	0,28881	0,19014	0,05382	0,92777	1,46054
6	Ліщ-32	0,20336	0,13184	0,05726	1,00482	1,39728
7	Ліщ-37	0,21568	0,18434	0,05857	0,94518	1,40377
8	Ліщ-38	0,13659	0,13870	0,05387	0,96215	1,29131
9	Ліщ-39	0,10508	0,11356	0,03955	0,80939	0,96250
10	Ліщ-40	0,20553	0,13757	0,03446	0,73568	0,90771
11	Ліщ-41	0,18909	0,11004	0,02887	0,61808	0,75699
12	Ліщ-42	0,28400	0,14877	0,04309	0,77413	0,96599
13	Ліщ-43	0,28144	0,15914	0,05194	1,04027	1,53279
14	Ліщ-44	0,04782	0,11693	0,05402	0,79788	0,96883
15	Ліщ-47	0,25155	0,15393	0,05692	0,97901	1,44141
16	Ліщ-51	0,16257	0,21515	0,08910	0,84177	1,30859
17	Ліщ-56	0,14583	0,19320	0,05483	0,71788	1,11174
18	Ліщ-58	0,29428	0,19494	0,05351	0,84413	1,38686
19	Ліщ-65	0,06476	0,15209	0,14429	0,9513	1,31244
20	Ліщ-66	0,16723	0,15545	0,05838	0,86958	1,25064
21	Ліщ-70	0,02789	0,10137	0,05636	0,82978	1,01540

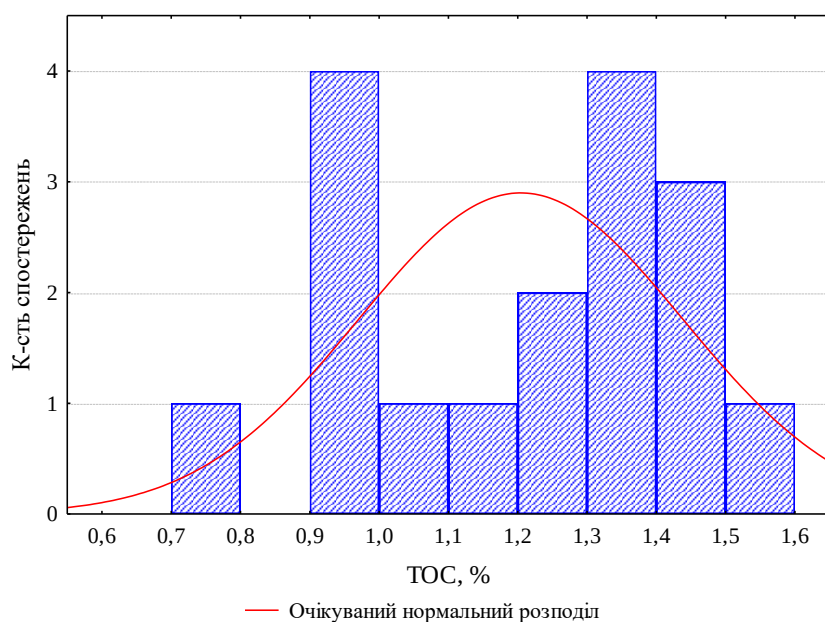


Рис. 3.11 Гістограма розподілу величини ТОС для аргілітів силуру св. Ліщинська-1 [25].

3.2 Перспективи газоносності кембрійських ущільнених пісковиків

Вперше в Україні питання нетрадиційних джерел були розглянуті в ДДЗ під час досліджень газу так званого центральnobасейнового типу [21]. На основі аналізу наявних матеріалів нами визначені значення основних характерних чинників прогнозування скупчень газу в ущільнених породах території досліджень. Як встановлено у розділі 2.3, скупчення газу в ущільнених породах мають регіональне і зональне поширення, займаючи значні площі, і не пов'язуються з традиційними структурними, літолого-стратиграфічними чи іншими локальними пастками. Площа перспективної зони прогнозується нами біля 6 тис. кв. км і є достатньою для акумулювання значної кількості ресурсів газу. В їх межах можуть знаходитися і окремі локальні пастки з традиційними газовими покладами.

Катагенетична перетвореність ОР зони розвитку ущільнених колекторів кембрію знаходиться на стадії МК₄-МК₅ (R_o 1,35-2,00), характерної для формування вуглеводневого газу.

Максимальні глибини залягання зони розвитку перспективних кембрійських ущільнених колекторів не перевищують 4000 м і є економічно та технологічно прийнятними для використання сучасних технологій освоєння перспективних ресурсів газу.

Товща перспективних піщано-алевритових відкладів у виділеній зоні їх поширення досить вагома і може коливатись від 50 до 110 м і більше, що є тяж сприятливим чинником для акумулювання значних ресурсів газу.

Сприятливим чинником для перспектив газоносності зони розвитку ущільнених пісковиків є також відмічена нами наявність зони маловодності, яка досить чітко відмічається у свердловині Перемишлянська 1.

Відклади ущільнених колекторів території досліджень представлені пісковиками та алевролітами. Їх пористість змінюється від менш 2 до 14 % при

середній пористості $<5-6\%$, проникність від $0,1$ до $12,9 \times 10^{-3}$ мкм² при середній біля $0,5 \times 10^{-3}$ мкм²).

Відомо що низькопористі резервуари за рахунок вторинних процесів майже завжди тріщинуваті і тому вторинна тріщинна проникність на порядок вища, ніж первинна. Це власне підтверджено даними О.Ю. Лукіна (1997 р.) та інших дослідників: практично всі колектори, що зустрічаються на стадіях вище МК₂, не є первинними у строгому значенні цього терміну. Цей тип ущільнених резервуарів характеризується високим капілярним тиском. Прогнозується, що і у межах досліджуваної території ці особливості теж будуть мати місце. Видобувається газ на ділянках з покращеними колекторами (“солодких місцях”), але все одно переважно із застосуванням методів інтенсифікації. Ця особливість у рівній мірі відноситься і до Волино-Поділля.

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

Таким чином, на основі встановлених значень основних чинників визначено, що найбільш перспективним стратиграфічним комплексом для пошуку газу в ущільнених породах в межах Волино-Поділля є відклади кембрію [30;31]. У літологічному відношенні це піщано-алевролітові відклади, складені значними за товщиною пачками пісковиків, які чергуються з менш товстими пачками глинисто-алевролітових порід. Товщина пачок від 50 м до 550 м, глибина залягання від 1500 до 4000 м.

Дуже важливими критеріями нафтогазоносності осадових відкладів є прямі ознаки нафтогазоносності кембрійських відкладів (розділ 2.2).

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Науково обґрунтовано, що найсприятливіші умови для акумулювання достатньої кількості ОР (до 2,27%) та перетворення її у газ на стадії катагенезу МК₂-АК₁ у палеозої існували у силурійській сланцевій товщі (Львівсько-Коломийська СФЗ), яка прогнозується як єдине потенційне родовище газу.

2. Зона розвитку Львівсько-Коломийської СФЗ охоплює значну територію площею близько 16 тис.км². Вона підтверджена більше як 30 свердловинами і приурочена до центральної частини Львівського палеозойського прогину та північно-східної частини Передкарпатського прогину.

3. Перспективи пов'язуються із зоною розповсюдження порід з незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями (середні пористість менше 5-6 %, проникність – 0,5 мД). Загальна площа перспективної зони складає більше 6 тис. км².

4. Зона розповсюдження порід з незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями в свою чергу приурочена до гідрохімічної зони застійного водообміну, та займає південно-західну частину СЄП.

5. Перспективи газоносності кембрійських відкладів пов'язуються з ущільненими пісковиками в межах літолого-фаціальної зони з незадовільними ємнісно-фільтраційними параметрами, загальна площа якої близько 6 тис. км².

Список використаних джерел до 3 розділу

1. Гурский Д.С., Михайлов В.А., Чепиль П.М. и др. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины // Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3-8.
2. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геологический журнал. – 2010. – № 3. – с. 17-32.
3. Ставицкий Е., Голуб П., Тхоровська Н. Щодо перспектив сланцевого газу в межах східного нафтогазоносного регіону України // Геолог України. – 2010. – № 3. – С. 103-107.
4. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. – 2010. – № 3. – С. 17-32.
5. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Вольно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7-24.
6. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доповіді НАН України – 2011. – № 3. – С. 114-123.
7. Лукин А.Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011. – № 1. – С. 21-41.
8. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / Михайлов В.А., Огар В.В., Зейкан О.Ю. та ін. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 51-58.
9. Михайлов В., Гулій В., Гладун М. Сланцева нафта і технології її видобутку // Геолог України, 2013. – № 2. – С. 71-81.

10. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини / Михайлов В.А., Огар В.В., Зейкан О.Ю. та ін. // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 51-58.
11. Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами / Михайлов В.А., Гладун В.В., Зейкан О.Ю., Чепіль П.М. // Нафтогазова промисловість. – 2012. – № 1. С. 55-59.
12. І. Куровець, Ю.Крупський, **В.Чепіль**. Перспективи газоносності та прогностні ресурси сланцевого газу породних комплексів силуру Волино-Поділля (Україна). Геологія і геохімія горючих корисних копалин, № 1-2 (166-167), 2015 р. – Львів. – С.7-15.
13. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. І. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / Куровець І.М., Михайлов В.А., Зейкан О.Ю. та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 222 с.
14. Сланцевий і вугільний газ та інші джерела енергоносіїв майбутнього. О. Орлов, В. Омельченко, А. Локтєв. Івано-Франківськ, 2012р. – 215с.
15. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. III. Південний нафтогазоносний регіон / Михайлов В.А., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М. та ін. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2014. – 222 с.
16. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження / Михайлов В.А., Касянчук С.В., Вижва С.А. та ін. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2014. – 484 с.
17. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти в Східному нафтогазоносному регіоні. Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А. та ін. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.
18. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу щільних порід в Східному нафтогазоносному регіоні. Вакарчук С., Довжок Т., Філюшкін К. та ін. - К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 208 с.

19. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VII. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпакті структури і накладені западини Українського щита / Михайлов В.А., Зейкан О.Ю., Коваль А.М. та ін. – К.: Ніка-центр, 2013. – 368 с.
20. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / Михайлов В.А., Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Касянчук С.В., Куровець І.М., Вижва С.А., Загнітко В.М., Коваль А.М., Крупський Ю.З., Гладун В.В., Чепіль П.М., Стрижак В.П. – К.: «Ніка-Центр», 2014.
21. Кабишев Б.П. та ін. Перспективність Дніпровсько-Донецької западини на нетрадиційний газ центрально-басейнового типу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 8-11.
22. Гурский Д.С., Михайлов В.А., Чепиль П.М. и др. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины. Мінеральні ресурси України. – 2010. – № 3. – С. 3-8.
23. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов. – М.: Недра, 1968. – 264 с.
24. Глушко В.В., Круглов С.С. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. – К.: Наук. думка, 1977. – 176 с.
25. Крупський Ю.З., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Михайлов В.А., **Чепіль В.П.** та ін. – Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон.–Київ. Ніка-Центр,2013. – 400 с.
26. Ємнісно-фільтраційні моделі порід-колекторів різних типів пасток вуглеводнів Дніпровсько-Донецької і Карпатської нафтогазоносних провінцій / Куровець І. М. та ін. // Звіт про науково-дослідну роботу ІГГК НАН України. Держ. реєстрація У-06-39/4. – Львів, 2010. – 278 с.

27. Геолого-петрофізична характеристика басейнових дрібнозернистих порід силуру південно-західної окраїни Східноєвропейської платформи / Куровець І.М., Дригант Д.М., Чепіль П.М., Чепусенко П.С. // Зб. мат. міжнар. конф. «Сучасні проблеми літології осадових басейнів України та суміжних територій», Київ, 9-11 листопада 2010 р. – К., 2010. – С. 39-45.
28. Літолого-петрофізичні і мінералофлюїдологічні властивості відкладів силуру Львівського палеозойського прогину / І. Куровець, І. Наумко, Г. Притулка та ін. // Тези доп. наук. конф. до 65-річчя геол. ф-ту ЛНУ ім. Івана Франка «Стан і перспективи сучасної геологічної освіти та науки», Львів, 13-15 жовтня 2010 р. – Львів: ВЦ ЛНУ ім. Івана Франка, 2010. – С. 115-117.
29. Kurovets I., Drygant D., Naumko I., Kurovets S., Koltun Y. Geological and physical-chemical characteristics of the Lower Paleozoic deposits of Volyno-Podillia, Western Ukraine. Bulletin Panstwowego Instytutu Geologicznego, 2012, 449: 119-130.
30. **Чепіль В.П.** Перспективи газоносності ущільнених пісковиків Волино-Поділля. Матер. Міжнар. наук.-техн. конф. «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики», 25-27 травня 2016 р. – м. Ів.-Франківськ. – 2016.- С.123-126.
31. **Чепіль В.П.** Нерозвіданий резерв нарощування видобутку вуглеводнів на Волино-Поділлі. Нафтогазова галузь України, № 2, 2019. - С.32-35.

РОЗДІЛ 4

ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ОЦІНКА ВУГЛЕВОДНЕВИХ РЕСУРСІВ

4.1 Вуглеводневі ресурси силурійських товщ та кембрійських ущільнених пісковиків

Оцінка прогнозних ресурсів газу чорносланцевих порід силуру. При визначенні перспектив та геолого-економічному обґрунтуванні пошуків покладів вуглеводнів величина видобувних ресурсів має особливе значення. Для Волино-Поділля це завдання ускладнюється недостатньою кількістю фактичних даних для оцінки. Крім того, сьогодні немає і загальноприйнятої методики для оцінки ресурсів сланцевого газу.

Часто оцінки прогнозних ресурсів нетрадиційних вуглеводнів, що виконані різними колективами для низки басейнів світу, рідко збігаються, а тим паче підтверджуються об'ємом видобутої продукції. Це зумовлено застосуванням різних методик оцінки, достовірністю визначення підрахункових параметрів, що, крім суб'єктивних чинників, залежить від наявності кондиційних геолого-геофізичних матеріалів.

Показовою є ситуація з оцінкою прогнозних ресурсів сланцевого газу нижньопалеозойських відкладів Польщі. Так, для Балтійського, Підляського та Люблінського басейнів впродовж 2009-2012 рр. оприлюднено наступні величини ресурсів сланцевого газу (Rutkowski, 2013): 1,4 трлн. м³ 2009 р. (агенція Wood Mackenzie), 3 трлн. м³ 2009 р. (Advanced Resources International (ARI), 1 трлн. м³ 2010 р. (Rystad Energy), 5,3 трлн. м³ 2011 р. (U.S. Energy Information Administration (EIA), 346,1-767,9 млрд. м³ газу та 215,4-267,8 млн. т нафти 2012 р. (Державний геологічний інститут Польщі (PGI, 2012) і 38,1 млрд м³ газу та 8,2 млн. т нафти 2012 р. (Геологічна служба США). У липні 2014 р. PGI оприлюднив (<http://geoportal.pgi.gov.pl/surowce>) результати оцінених

станом на 31.12.2013 р. видобувних ресурсів сланцевого газу і нафти: 346-768 млрд. м³ і 215-268 млн. т відповідно, що збігається із результатами підрахунку 2012 р. Таким чином, величини оцінених ресурсів відрізняються на порядки.

Зазначимо, що оцінки, опубліковані у квітні 2012 р. PIG-PIB і на початку липня USGS, були виконані за однаковою методикою з використанням тих самих геолого-геофізичних матеріалів. Аналізувались площа залягання сланцевих формацій, результати сучасних аналізів кернів і дані ГДС 39 свердловин, пробурених упродовж 1950-1990 рр. З огляду на обмежену кількість достовірної інформації застосовували методику підбору відповідного аналога із підтвердженими запасами, подібною геологічною будовою та геохімічними і термобаричними параметрами, яку USGS використовує для оцінки ресурсів сировини в регіональних масштабах.

Аналіз причин вищезгаданих розбіжностей в оцінках PIG-PIB і USGS свідчить, що для достовірної оцінки ресурсів ключовим є вибір району для порівняння, визначення площі родовища та вибір параметрів оцінки [1]. Щоб вибрати геологічний аналог було проаналізовано дані 26 басейнів і розвіданих родовищ США. Жоден з цих районів за віком, геологічною будовою та історією розвитку не відповідав повною мірою польським сланцевим формаціям. У підрахунках PIG-PIB брали до уваги такі критерії: мінімальна товщина сланцевого пласта 15 м, ТОС вищий ніж 2 %, термічна зрілість 1,1-3,5% R⁰. Величина кінцевого видобутку з однієї свердловини (млн. м³): мінімальна – 1,13, оптимальна – 11,3 і максимальна – 28,3 (EUR). Результати підрахунку представлені у 18 можливих варіантах, найімовірніші подано у звіті: 346,1-767,9 млрд м³ газу і 215,4-267,8 млн т нафти. Ресурси вуглеводнів у рапорті USGS менші майже удесятеро. Такі відмінності є наслідком того, що фахівці USGS прийняли утричі меншу площу газonosних сланців і удвічі меншу величину EUR та ввели низький коефіцієнт успіху. Крім того, з оцінки було вилучено морську територію та враховано матеріали з 17 свердловин, які не

використовували в оцінці РІГ-РІВ з причини низької якості ГДС.

Можна констатувати, що основними причинами розбіжностей в оцінці прогнозних ресурсів вуглеводнів у сланцевих відкладах у Польщі є застосування різних методик, складність обрання геологічного аналога осадового басейну в США і суб'єктивний вибір інформативних свердловин та підрахункових параметрів.

Як відмічалось раніше, найбільш перспективними на Волино-Поділлі є відклади лудловського ярусу верхнього силуру [2;3]. За результатами проведених нами досліджень встановлено межі перспективних першочергових ділянок на сланцевий газ (розділ 4.3), вивчено їхню геологічну будову з сучасних позицій перспектив на нетрадиційні джерела вуглеводнів з використанням наявних даних пробурених свердловин і сейсморозвідки.

Логічно, що оцінка ресурсів сланцевого газу на Волино-Поділлі враховуючи обмежену кількість достовірної інформації на теперішньому етапі досліджень можлива лише при виборі подібного добре вивченого родовища–аналога із підтвердженими запасами, подібною геологічною будовою та геохімічними і термобаричними параметрами. Таку методику USGS використовує для оцінки ресурсів сировини в регіональних масштабах для слабо вивчених територій.

Нами вибране родовище Хайнесвілл (США): глибина залягання – 3100-4000 м, товщина сланцевих горизонтів – 60-90 м, кількість органічного вуглецю – 0,5-4 %, площа сланцевого басейну – 15 тис. км², вік сланцевих продуктивних порід – юра. За таких параметрів запаси газу родовища Хайнесвілл становлять 20 трлн. м³ [3].

Ділянки для оцінки прогнозних ресурсів сланцевого газу нами вибирались так, щоб у межах кожної з них була пробурена параметрична чи пошукова свердловина, у якій отримано максимум відповідної геолого-геофізичної інформації, породи мали б відповідну термічну зрілість (МК₂-АК₁) і прийнятний

вміст органічної речовини, а глибина залягання не перевищувала 4000 м. Згідно з цим, на території Волино-Поділля для оцінки прогнозних ресурсів ми вибрали ділянки площею біля 1 000 кв. км кожна (максимальна площа для ліцензування на суходолі згідно чинного законодавства України): Рава-Руська та Східноліщинська. Вони є перспективними, оскільки вміст $C_{орг}$ тут вищий, ніж 0,5 %: $C_{орг} > 1\%$ (до 1,53%) на Рава-Руській; 0,8-1,22% (до 2,27 %) на Східноліщинській, а перспективні товщини 120 м (середня по пробурених свердловинах) та 80 м відповідно.

В Україні на сьогодні відсутня достовірна методика оцінки ресурсів сланцевого газу. Існуючі методичні рекомендації ДКЗ України передбачають окремо об'ємний метод оцінки запасів (ресурсів) сланцевого газу, тобто власне газу, що знаходиться в об'ємах пор та тріщин, та абсорбованого органічною речовиною і сланцями газу. Для об'ємного методу на сьогодні практично не визначені достовірні підрахункові параметри. У зв'язку з цим прогнозна оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нами визначалась за методологією американських геологів - через газовміст одиниці маси сланців, m^3/t , що можна виразити наступною формулою:

$$Q = S * h * g * b,$$

де Q – прогнозні ресурси сланцевого газу;

S – площа ділянки 1 000 кв. км (максимальна площа для ліцензування на суходолі згідно чинного законодавства України);

h – товщина сланцевих порід з вмістом $C_{орг}$ понад 1 %, g – питома вага ($2.7 t/m^3$);

b – газовміст ($3 m^3/t$ – мінімальний по аналогіях з родовищами США).

З метою вибору параметрів для оцінки прогнозних ресурсів були зроблені такі припущення:

- через відсутність аналізів вмісту $C_{орг}$ (Rok-eval) прийнято, що за малих кількостей органічної речовини її кількість відповідає кількості $C_{орг}$;

- на родовищі Хайнесвілл вміст газу становить від 2,8 м³/т до 9,24 м³/т, ми прийняли для підрахунку мінімальний вміст газу 3,0 м³/т;
- коефіцієнт газовилучення на родовищах США змінюється від 0,12 до 0,79; на родовищі Хайнесвілл він становить 0,35; нами прийняли коефіцієнт 0,15;
- товщину визначали товщиною порід з кількістю $C_{\text{орг}}$ понад 0,5 % та урахуванням збільшення газопоказів за даними газового каротажу під час буріння свердловин, зміни температур при замірах термоградієнтів тощо;
- густина порід прийнята рівною 2700 кг/м³.

Геологічні прогнозні ресурси газу чорносланцевих порід силуру Рава-Руської ділянки за перспективної товщини 120 м (середньої по пробурених свердловинах) та вмісту $C_{\text{орг}} > 1\%$ становлять 972 млрд. м³ газу, а Східно-Ліщинської за прийнятої перспективної товщини 80 м - 652 млрд. м³.

Таким чином, середня оцінка 1 000 км² (по обох площах) складає 812 млрд. м³ газу. При перспективній площі чорносланцевих порід силуру Волино-Поділля 14,5 тис. км² геологічні прогнозні ресурси сланцевого газу можуть складати біля 12 трлн. м³, а мінімальні прогнозні видобувні ресурси газу при мінімальному коефіцієнті вилучення 0,15 досягають біля 1,8 трлн. м³.

Оцінка прогнозних ресурсів газу ущільнених пісковиків кембрію.

Перспективи промислової газоносності ущільнених кембрійських відкладів нами пов'язуються із зоною розвитку порід з незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями на площі більше 6 тис. км² (ступінь катагенезу МК₃-АК₁) [4]. Прогнозні видобувні ресурси газу цієї зони Ю. Крупським оцінені у 340 млрд. м³.

Нетрадиційні джерела є важковидобувними та високозатратними. Однак, значні ресурси нетрадиційних джерел і швидко прогресуючі технології освоєння роблять їх досить привабливими та рентабельними. Оскільки названі нетрадиційні джерела характеризуються близькими гірничо-геологічними

умовами залягання і потребують сучасних і практично однакових технологій розкриття та видобування, то переваги першочерговості їх освоєння зв'язані у першу чергу з величиною прогнозних видобувних ресурсів. Найбільш пріоритетними і першочерговими для освоєння є чорносланцеві відклади силуру з прогнозними видобувними ресурсами біля 1,8 трлн. м³. газу, які поширені на території більше 14,5 тис. км² з оптимальними глибинами залягання до 4000 м.

4.2 Геолого-екологічні умови освоєння вуглеводневого потенціалу

Господарська діяльність та освоєння природних ресурсів території досліджень за останні десятиріччя визначило негативну роль техногенного навантаження на геологічне середовище, що суттєво впливає на формування хімічного складу поверхневих вод. Техногенне навантаження представляє сукупний вплив техногенних об'єктів різного виду та інтенсивності на ландшафтні системи, екосистеми і гідрогеологічні систем, яке викликає їх трансформацію, відповідну реакцію і соціально-економічні та екологічні наслідки [5].

Львівська область, в межах якої розташована більша частина території досліджень, відноситься до регіонів з високим ступенем господарського освоєння природних ресурсів, великою тривалістю їх інтенсивної експлуатації, що призвело до загострення тут ряду еколого-геоморфологічних, урбоекологічних, гідроекологічних, агроєкологічних та медико-географічних проблем. Економіка теж представлена широким спектром видів господарської діяльності – від сільського господарства до видобування і переробки корисних копалин. Тривале природокористування зумовило суттєву трансформацію рельєфу та багатьох компонентів ландшафту.

Особливе місце на досліджуваній території відіграє гірничодобувна

промисловість, інтенсивний розвиток якої зумовив суттєве погіршення якості навколишнього природного середовища як в локальному, так і регіональному масштабах. Значну небезпеку при цьому становить техногенне забруднення ландшафтів, яке охоплює практично всі їх компоненти, а також активізація негативних фізико-географічних явищ. Незважаючи на те, що райони розробки корисних копалин займають невеликі площі виділених басейнів, масштаби перетворення їх ландшафтів є вражаючими, а екологічна ситуація – вкрай несприятливою для життєдіяльності людини. Хоча обсяги видобутку вугілля протягом останніх років відчутно знижуються, значна частина гірничодобувних підприємств закрыта (Яворівське ДГХП «Сірка»), або законсервована, екологічні умови в межах гірничопромислових територій не зазнали суттєвого поліпшення. Це пов'язано з недостатньою увагою до питань моніторингу і рекультивації територій порушених гірничими розробками. В результаті розвиваються негативні фізико-географічні процеси, такі як просідання, підтоплення, заболочення, карст тощо, зростають рівні забруднення навколишнього природного середовища, що зумовлює погіршення екологічної ситуації.

Просідання і підтоплення охопило здебільшого плоскі поверхні заплав і надзаплавних терас річок Західний Буг, Рата і Солокія, а також рівні слабо дреновані озерно-льодовикові межиріччя цих річок. В зону підтоплення частково потрапили промислові та сільськогосподарські об'єкти, залізниці, автошляхи, підприємства, житлові споруди.

Потенційно небезпечним джерелом забруднення поверхневих вод р. Західний Буг і її приток є дренажні води осушувальних меліоративних систем. У басейні ріки осушено понад 300 тис. га боліт, заболочених і перезволожених земель, що становить 28,8 % від загальної площі водозбору.

Значне навантаження створює м. Львів, переважна більшість підприємств якого лежить в басейні р. Полтви, інша частина відводить скиди в басейн річок

Верещиці та Зубри.

Свою частку тиску на геологічне середовище річкового басейну вносять численні водозабори підземних вод, які експлуатують родовища безпосередньо в долині Західного Бугу (Золочівська та Червоноградська група) і у верхів'ях лівих допливів: Рати, Солокії, Думни (Північно-західна група), ряд менших водозаборів, які постачають питну воду у районі центри та селища (Дубляни, Буськ, Кам'янка Бузька, Вузлове та ін.).

Сумарна величина техногенного навантаження включає в себе такі складові: величину гірничо-видобувного навантаження, величину гідротехнічного та водогосподарського навантаження, величину поселенського та промислового навантаження, величину інфраструктурного та агрогенного навантаження.

Техногенні форми рельєфу пов'язані з видобутком корисних копалин, зокрема будівельної сировини, набули значного розповсюдження в межах досліджуваної території. Найбільша кількість кар'єрів, в яких ведеться видобуток будівельних матеріалів, сконцентрована в межах басейнів річок Вишні (15 кар'єрів), Рати (13) та Полтви (13). Найменша – до 4 кар'єрів, розташована в межах басейнів Завадівки, Шкло, Варенжанки, Солокії, Золочівки, Верхнього Бугу.

Найбільші показники навантаження поселень (відношення площі урбанізованих територій до площі басейну ріки) спостерігаються в басейнах Золочівки (16,9 %), Верещиці (15,7%), Полтви (14,3 %) та Щирки (14,2 %). Найменші показники зафіксовані в межах басейнів р. Варенжанка (5,6 %), Завадівка (6,4 %). Близько 27 % всіх підприємств та організацій знаходиться в басейні р. Полтва та 11% в басейні р. Верещиця.

За величиною сумарного техногенного навантаження виділені техногенні райони [6]:

- з дуже низьким ступенем техногенного навантаження (до 10 балів);

- з низьким ступенем техногенного навантаження (11-15 балів);
- райони з середнім ступенем техногенного навантаження (15-20 балів);
- райони з високим ступенем техногенного навантаження (21-25 бали);
- райони з надмірним ступенем техногенного навантаження (>25 балів).

Найбільшого техногенного навантаження зазнають басейни рік Західний Буг, Верещиця, Рата, Полтва, Щирка та Солокія. В межах їх басейнів є райони катастрофічного навантаження. До таких відносяться території Червоноградського та Яворівського гірничопромислових районів і Львівського полігону твердих побутових відходів.

Таким чином, територія досліджень щодо перспектив освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів, в основному, відноситься до районів з високим ступенем техногенного навантаження та частково до районів з надмірним ступенем техногенного навантаження.

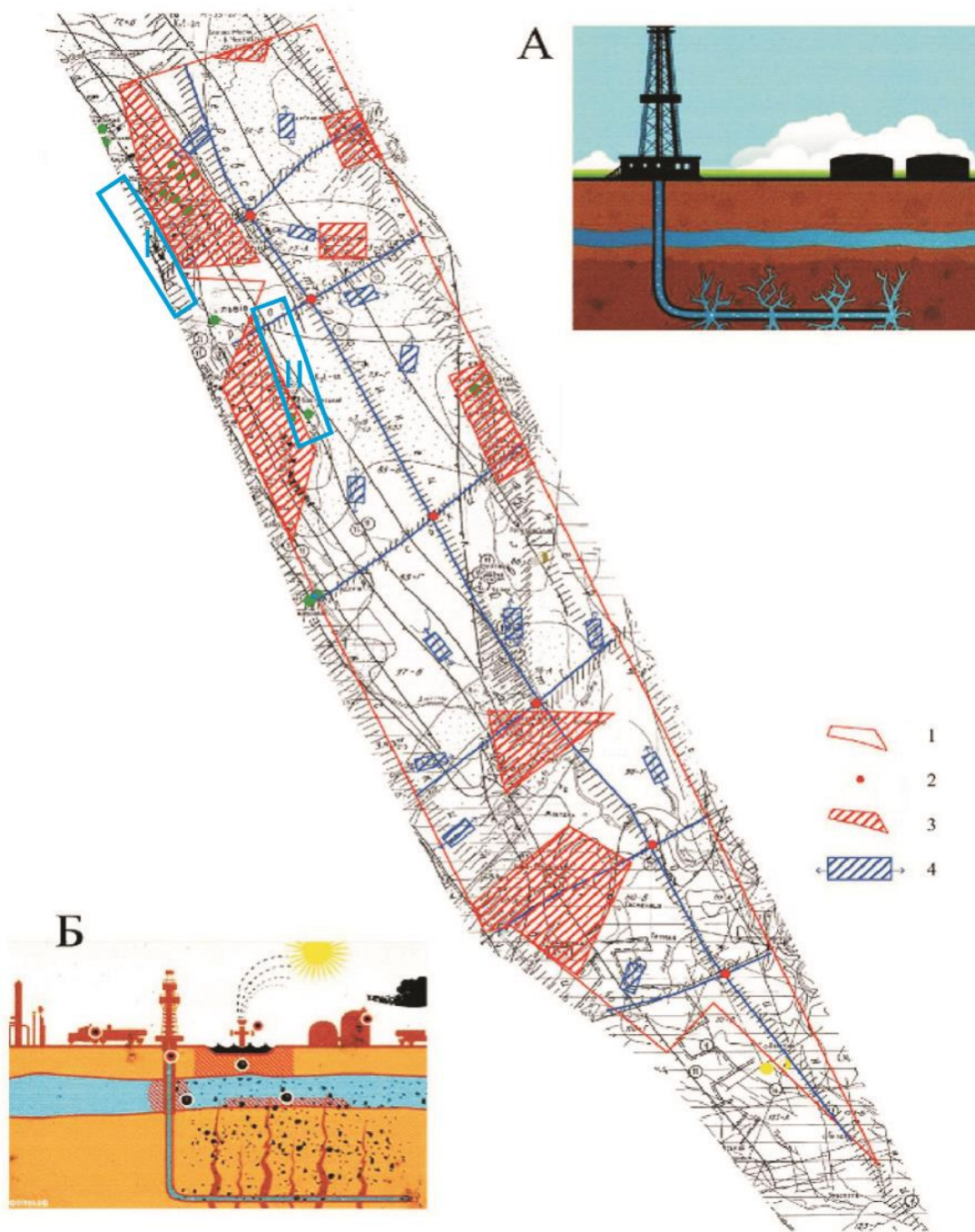
Основним технологічним елементом освоєння сланцевого газу є використання гідророзриву пластів. Проведення гідророзриву може привести до забруднення підземних джерел питної води, активізувати техногенні землетруси, зсуви тощо. До того ж проведення масового гідророзриву потребує великих об'ємів води і піску. Навіть в США все це створює великі екологічні труднощі. Природоохоронні установи постійно звертають увагу на зв'язок проведених гідророзривів в газоносних сланцях в штатах Пенсильванія, Огайо, Колорадо, Вайомінг із довгостроковим забрудненням артезіанських та поверхневих вод, руйнуванням деяких споруд, спотворенням умов землеробства та іншими негативними чинниками погіршення навколишнього середовища.

Вказані екологічні проблеми при видобування нетрадиційного газу можуть теж проявитися у повну міру на Волино-Поділлі [7]. На відміну від більшості родовищ сланцевого газу США та, особливо Канади, перспективні території на сланцевий газ Волино-Поділля розташовані у густонаселених районах з інтенсивним землеробством. Негативним чинником також є складна

тектоно-геодинамічна ситуація на Волино-Поділлі. Зокрема, слід враховувати наявність в його межах тектонічних лініаментів різного рангу і пов'язаних з ними зон тріщинуватості та тектонічного дроблення, що створюють зони кризьформаційної проникності. Проведення гідророзривів в великих обсягах в таких зонах може створювати умови для проривів газу та забруднюючих речовин у вищезалягаючі водоносні горизонти і на земну поверхню. Для моніторингу за вище вказаними процесами необхідна цілісна система постійних спостережень.

Проведені дослідження дозволили виявити і закартувати ділянки екологічної небезпеки - природні проникні тектонічні зони, які можуть стати провідниками у верхні водоносні горизонти і на поверхню технологічних розчинів і газів, виділити охоронні зони (зокрема системи водозаборів, місцевих агломерацій), де не слід проводити видобуток газу [7-10]. Особливу увагу приділено ділянкам, що приурочені до річкових долин та пов'язаних із зонами розривних порушень і розущільненості порід, і відповідно до каналів глибинної дегазації та зон висхідного розвантаження глибокозалягаючих підземних вод з підвищеною мінералізацією (рис 4.1).

У зв'язку з цим вибір об'єктів проведення подальших геологорозвідувальних робіт на нетрадиційні вуглеводні пропонується проводити з врахуванням виділених ділянок екологічної небезпеки.



А — гiдророзрив продуктивного пласта; Б — вихiд технологiчного розчину i газу у верхнi водоноснi горизонти на поверхню; В — об'єкти гiдрогеоecологічного моніторингу; 1 — дiлянка видобутку сланцевого газу; 2 — елементи першого рiвня моніторингу (спостережнi свердловини); 3 — охороннi блоки, недоторканi технологiєю гiдророзриву (в зонах розташування водозаборiв питних вод); 4 — зони пiдвищеного взаємозв'язку пiдземних та поверхневих вод (зони перетокiв та розвантаження); I — Рава-Русько-Крехiвська; II — Схiдно-Лiщинська.

Рис. 4.1. Прогнозна схема дiлянок екологічно небезпечного видобутку сланцевого газу [9] зi змiнами та доповненнями В.Чепiля.

4.3 Перспективні геолого-промислові зони та ділянки

Вперше *Львівсько-Коломийська* структурно-фаціальна зона розвитку силурійських сланцевих відкладів з найвищим вмістом $C_{\text{орг}} - 0,9-2,27\%$ прогнозується нами як єдине потенційне родовище газу (Рис.2.7) і є південно-східним продовженням виділеної на території Польщі широкої смуги, перспективної на нетрадиційних вуглеводнів у нижньопалеозойських, у т. ч. силурійських, відкладах.

В межах цієї зони для подальшого вивчення нами виділено *Рава-Русько-Крехівську* та *Східно-Ліщинську* ділянки умовно обмежені площами у 1000 км² кожна (Рис 4.2). Ділянки вибирались з умовою наявності у їх межах пробурених свердловин, де отримано максимум геолого-геофізичної інформації. Брались до уваги також рельєф, демографічний та економічний стан територій, промислове і сільськогосподарське навантаження, геолого-екологічні ризики тощо. *Рава-Русько-Крехівська* ділянка розташована в межах північного заходу Волино-Поділля. В межах ділянки пробурені дві глибокі свердловини: опорна Рава-Руська 1 та параметрична Крехів 1. За даними св. Рава-Руська 1 розкрита товщина силурійських сланців перевищує 1720 м, яка вибірково пройдена з відбором керну (більше 375 м). За отриманими нами лабораторними даними на 75 зразках найбільший вміст $C_{\text{орг}}$ (0,5-1,1 %, у деяких зразках до 1,27 %) мають відклади лудловського ярусу силуру в інтервалі глибин 2100–2650 м. Мінімальна перспективна товщина сланців більше 80 м. Перспективність ділянки підтверджується газопроявами при бурінні свердловини Крехів 1 в силурійських аргілітах. За газокаротажними показниками аномальний вміст газу в розчині складав до 70 %.

Східно-Ліщинська ділянка теж є складовою охарактеризованої вище *Львівсько-Коломийської* структурно-фаціальної зони, яка розглядається як єдине потенційне родовище сланцевого газу, та розташована південно-східніше

Рава-Русько-Крехівської ділянки у зоні менш глибокого регіонального занурення силурійської сланцевої товщі. На ділянці пробурена параметрична свердловина Ліщинська 1, яка розкрила типовий розріз глибоководних морських теригенних відкладів силуру в інтервалі 2278-3537 м зі значними обсягами відібраного керну, що дозволило нам сформувати представницьку колекцію (51 зразок) та провести цілеспрямовані детальні структурно-текстурні, мінералого-петрографічні, петрофізичні та геохімічні дослідження. Абсолютна пористість аргілітів 0,2-4,1 % при середній 1,5% (45 зразків), відкрита пористість 0,33-4,15 %, проникність – менше 0,01 мД. Мінімальна перспективна товщина сланців більше 130 м. За результатами термічного аналізу 21 проби кернів св. Ліщинської 1 нами встановлено вміст ТОС від 0,75 до 2,27 % при середньому 1,22%, що свідчить про достатній його вміст для генерації газу у силурійських відкладах на стадіях катагенезу МК₂-АК₁. У складі летких компонентів з флюїдних включень у мінералах і закритих пор аргілітів досліджених інтервалів за розрізом св. Ліщинська 1 домінує метан (до 100 об. %). Проте, на глибших горизонтах появляється етан, діоксид вуглецю, а також азот. Встановлено також відсутність пари води, що свідчить про маловодність розрізу сланцевої товщі, яка є важливим чинником формування вуглеводневих систем.

Як відмічалось вище, *літолого-фаціальна зона із незадовільними фільтраційно-ємнісними параметрами* ущільнених пісковиків кембрію (середня пористість < 5-6 %, середня проникність – 0,5 мілідарсі), з якою нами прогнозуються перспективи газоносності, охоплює територію південно-західної частини Волино-Поділля (Рис.4.3). Ця літолого-фаціальна зона приурочена до гідрохімічної зони застійного водообміну. Загальна площа перспективної зони складає більше 6 тис. км².

В межах цієї перспективної літолого-фаціальної зони газоносності ущільнених кембрійських пісковиків нами виділена першочергова

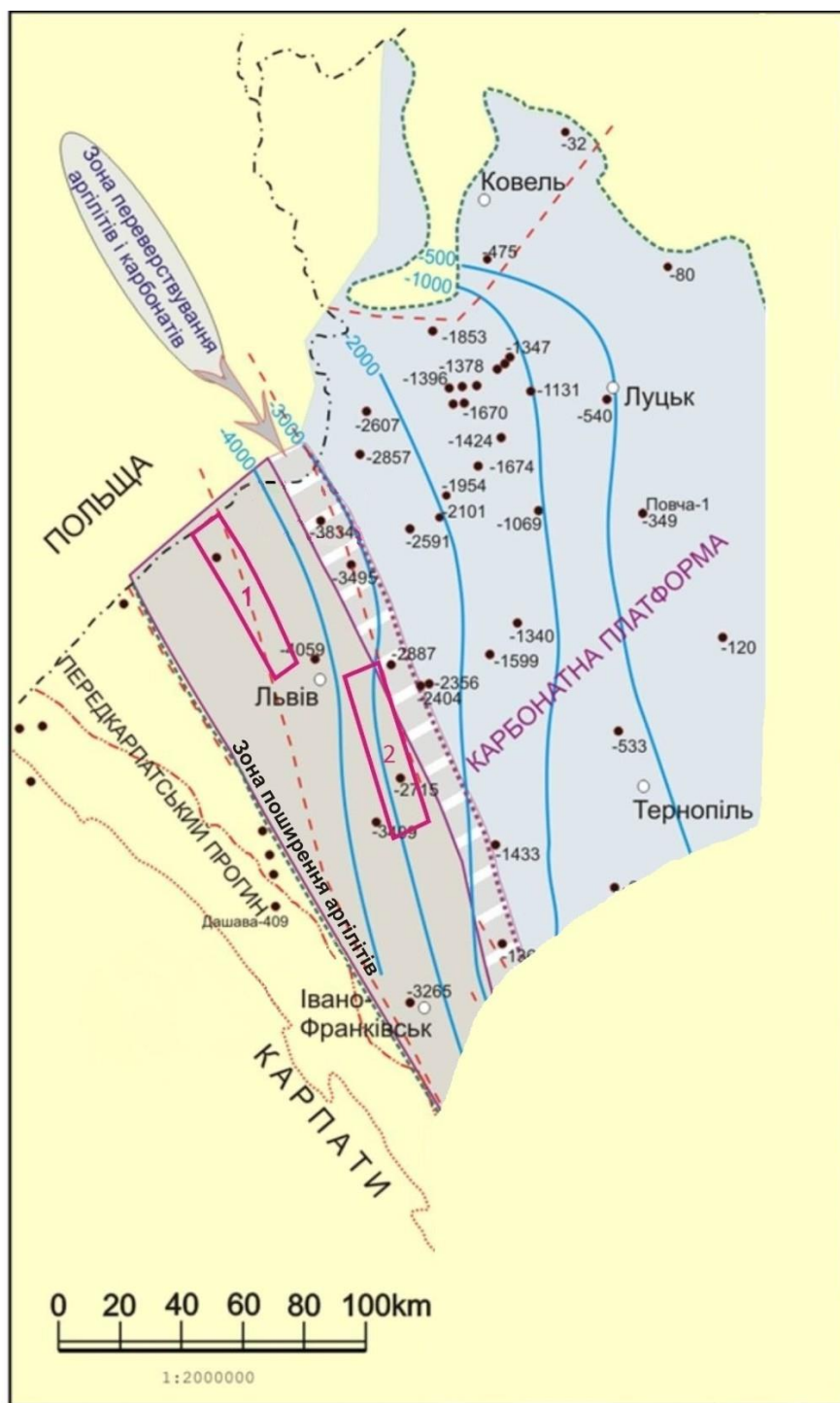
високоперспективна *Князівсько-Перемишлянська ділянка* (рис.4.3) покращених колекторів площею у 1250 км², із яких при менших витратах можна отримати промислові припливи газу. Глибини залягання покрівлі відкладів кембрію тут змінюються від 1800 м до 3000 м. Перспективні видобувні ресурси газу нами оцінені у 200 млрд. м³ [4;11-13]. Високі перспективи цієї ділянки підтверджуються також інтенсивними газопроявами при бурінні кембрійських ущільнених колекторів у свердловинах Перемишлянська-1 та 3, Велико-Мостівська-30, розташованих у її межах.

Відклади представлені переважно пісковиками з незначними прошарками глинистих порід, кількість яких поступово зменшується в північно-західному напрямку. Пісковики світло-сірі до сірих, кварцові від дрібнозернистих до крупнозернистих, добре зцементовані. Текстура пісковиків масивна, іноді плямиста. Склад переважно кварцовий.

Цементация контактова і кварцово-регенеративна, іноді зустрічається глинистий цемент плівкового типу, а також карбонатний порового і порово-базального типів.

В межах перспективної ділянки пробурено 10 свердловин на традиційні вуглеводні, які розташовані досить рівномірно і достатньо впевнено характеризують її геологічну будову.

Прикладом наявності значних за товщиною пластів пісковиків у кембрійських відкладах може бути св. Перемишлянська-1. Тут в інтервалі глибин 3038-3864 м (товщина кембрію 826 м), виділяються пачки пісковиків товщиною від 50 м до 110 м. Катагенетична перетвореність ОР знаходиться на стадії МК₄-МК₅ (R₀ 1,35-2,0).



Умовні позначення:

-  пропонувані межі ліцензійних ділянок
 1 - Рава-Русько-Крехівська
 2 - Східно-Ліщинська
-  -2000 — ізогіпси залягання підлоги відкладів силуру

Рис. 4.2 Глибина залягання підлоги відкладів силуру західної частини Волино-Поділля [12] зі змінами та доповненнями В. Чепіля.

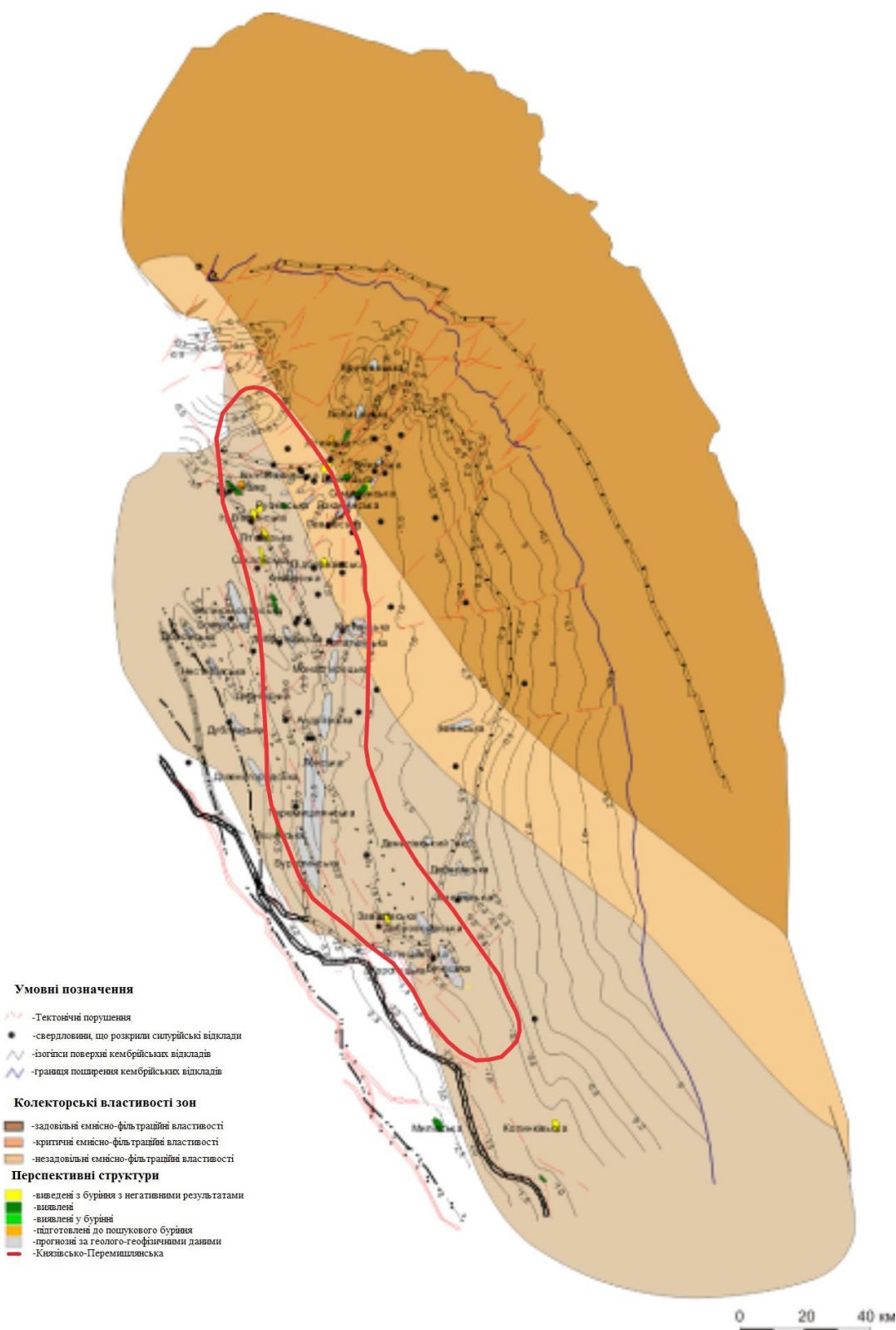


Рис. 4.3 Колекторські властивості кембрійського комплексу Волино-Поділля [12;13] зі змінами та доповненнями В. Чепіля.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Геологічні прогнозні ресурси газу чорносланцевих порід силуру Волино-Поділля оцінені за методикою геологічної служби США для слабовивчених територій (через газовміст вагової одиниці породи родовища-аналога, в якості якого прийнято Хайнсвілл) у 12 трлн. м³, а мінімальні видобувні при коефіцієнті вилучення 0,15 близько 1,8 трлн. м³.

2. За кількісними значеннями основних чинників прогнозу газонасності виділено як першочергові Рава-Русько-Крехівську та Східно-Ліщинську високоперспективні ділянки на газ в межах Львівсько-Коломийської СФЗ.

3. Оцінка прогнозних видобувних ресурсів газу кембрійських ущільнених пісковиків в межах літолого-фаціальної зони з незадовільними ємнісно-фільтраційними параметрами близько 340 млрд. м³. В її межах виділена як першочергова Князівсько-Перемишлянська ділянка з покращеними колекторами площею 1250 км² з перспективними ресурсами близько 200 млрд. м³.

4. Визначено геолого-екологічні умови освоєння джерел нетрадиційних вуглеводнів Волино-Поділля та виділено екологічно небезпечні ділянки, які пропонується враховувати при виборі об'єктів.

Список використаних джерел до розділу 4

1. Проблеми підрахунку запасів неконвенційних вуглеводнів / Куровець І. М., Куровець С. С., Крупський Ю. З., Редько Л. Р., **Чепіль В. П.** // Матер. Міжнар. наук. конф. «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи», 27-29 листопада 2013 р., м. Київ. – К.: ТОВ «Юніпекс Трейд». – 2013. – С. 157-158.
2. Перспективи газоносності сланцевих відкладів України /В. Михайлов, О. Зейкан, В. Гладун та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 2.
3. І. Куровець, Ю.Крупський, В.Чепіль. Перспективи газоносності та прогнозні ресурси сланцевого газу породних комплексів силуру Волино-Поділля (Україна). Геологія і геохімія горючих корисних копалин, № 1-2 (166-167), 2015 р. – Львів.- С.7-15.
4. Чепіль В.П. Перспективи газоносності ущільнених пісковиків Волино-Поділля. Матер. Міжнар. наук.-техн. конф. «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики», 25-27 травня 2016 р. – м. Ів.-Франківськ, 2016.- С.123-126.
5. Белоусова А. П., Гавич И. К., Лисенков А. Б., Попов Е. В. Экологическая гидрогеология.- М.: Академкнига, 2006. – 400 с
6. Іванов Є. Ландшафти гірничопромислових територій. Монографія. – Львів: ВЦ ЛНУ ім.. І. Франка. 2007. – 334 с.
7. Багрій І.Д., Чепіль В.П., Стародубець К.М. Проблеми екологічного моніторингу освоєння сланцевого газу на Волино-Поділлі. Геоінформатика. – Київ, 2015 р., № 3(55). – С41-44.
8. Багрій І.Д. та ін. Досвід прогнозування розломних зон підвищеної проникності. Нафтова і газова промисловість. 2002. – № 3. – С. 3-7.
9. Багрій І.Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. - К.: ІГН НАН України, 2003. – 149 с.

10. Багрій І.Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля. Київ .– Логос. 2013. – 511 с.
11. Чепіль В.П. Нетрадиційні джерела вуглеводнів Волино-Поділля. Матер. міжн. геол. форуму «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво», 15-20 серпня 2016 р., с. Коблеве Миколаївської обл. – С.315-318.
12. Крупський Ю.З., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Михайлов В.А., Чепіль В.П. та ін. – Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. – Київ. Ніка-Центр, 2013. – 400 с.
13. **Чепіль В.П.** Нерозвіданий резерв наращування видобутку вуглеводнів на Волино-Поділлі. Нафтогазова галузь України, № 2, 2019. - С.32-35.

РОЗДІЛ 5

СПЕЦІАЛЬНИЙ КОМПЛЕКС ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НЕТРАДИЦІЙНІ ВУГЛЕВОДНЕВІ ДЖЕРЕЛА

При визначенні перспектив та геолого-економічного обґрунтування пошуків покладів вуглеводнів величина видобувних ресурсів відіграє особливе значення. Прогнозні геологічні ресурси газу чорносланцевих порід силуру Волино-Поділля складають біля 1,8 трлн. м³, а з врахуванням чорносланцевих відкладів верхнього ордовіку і нижнього силуру можуть досягати 2,5 трлн. м³.

Враховуючи значні прогнозні геологічні ресурси сланцевого газу чорносланцевих товщ і високу ймовірність відкриття традиційних покладів вуглеводнів у палеозойських відкладах, територія досліджень потребує проведення цілеспрямованих геологорозвідувальних робіт, що сприятиме нарощуванню паливно-енергетичного потенціалу України.

Газоносна сланцева система принципово відрізняється від традиційних покладів газу за геологічними умовами газонакопичення, структурними умовами залягання, літологічними, петрофізичними та геомеханічними параметрами, факторами екранування, характером газонасичення тощо. Якщо традиційні скупчення газу приурочені до класичних антиклінальних, структурно-тектонічних, літологічних чи комбінованих пасток, моделі колектор – (напівпокришка) покришка, то поклади сланцевого газу приурочені до крупних однотипних (сланцевих) літофаціальних стратиграфічних формацій з одночасними функціями колектора та покришки. Потужна сланцева формація силуру території досліджень розглядається як потенційний продуктивний комплекс (родовище). Це спонукає до видозміни пріоритетного комплексу геологорозвідувальних робіт уже на початковому етапі вивчення. Враховуючи цю специфіку родовищ сланцевого газу, пріоритетні комплекси геологорозвідувальних робіт теж повинні бути видозмінені. Якщо сланцева

стратиграфічна формація розглядається як потенційний продуктивний комплекс, то власне її картування та виділення найбільш перспективних ділянок повинно виконуватися уже на регіональному етапі вивчення. Тому особливо важливим є (на відміну від пошуків традиційних родовищ):

- поглиблене вивчення вмісних материнських порід;
- ключова роль геохімічних досліджень (вміст органічного вуглецю ТОС, відбивна здатність вітриніту R_o , характеристика керогену тощо);
- дослідження петрофізичних властивостей сланців, дослідження геомеханічних властивостей, у т.ч. визначення здатності породи до розтріскування;
- детальні сейсмічні 3Д дослідження та сейсмічне моделювання 3D GEO виконуються для проектування траєкторій видобувних свердловин, щоб уникнути тектонічних порушень, а не з метою безпосередньої ідентифікації родовища.

До комплексу геофізичних методів повинна входити 2Д регіональна сейсмічна зйомка для великих глибин як доповнення до раніше проведених регіональних сейсмічних профілів. При цьому цю зйомку доцільно виконувати за відомою технологією компанії ION Geophysical-GXT як продовження розпочатої у суміжному Люблінському басейні Польщі відповідно до концепції «SPAN», що успішно виконується для Балтійсько-Чорноморського басейну.

Ця технологія забезпечує наддовгі системи спостережень (до 12 км), збільшений час запису сейсмічних сигналів (12 сек.), невеликі відстані між каналами записів (25 м), збільшену кратність перекриття (480) тощо та комплексну інтерпретацію з попередніми 2Д регіональними сейсмічними дослідженнями та результатами пробурених свердловин.

Завдання 2Д регіональної сейсмічної зйомки за згаданою технологією повинні включати вивчення:

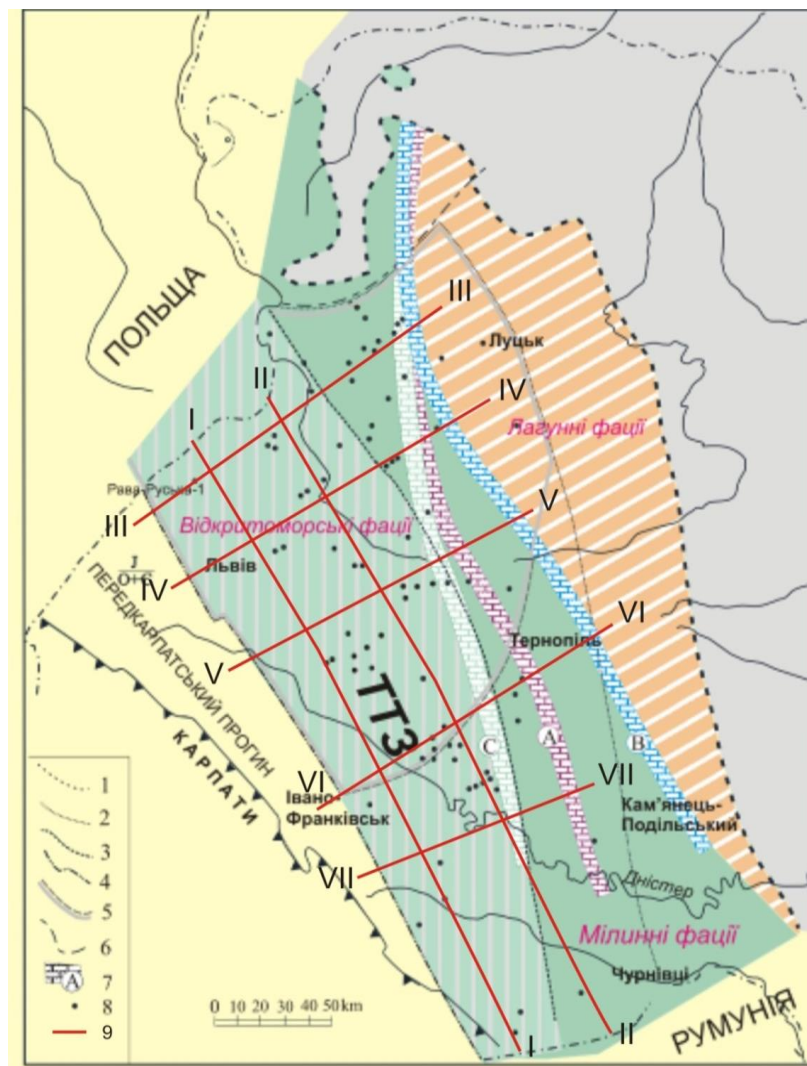
- регіональне геологічної будови басейну;

- стратиграфічних комплексів;
- регіональний розподіл сейсмофаций, що відображають будову нижньопалеозойських сланців та їх товщин, особливо поблизу зони Тейсейре-Торнквіста, де наявні сейсмічні дані є не досить достовірними;
- вивчення тектонічної еволюції басейну та відтворення його глибинної будови;
- встановлення розподілу основних та другорядних зон розломів, які незадовільно відображаються існуючими сейсмічними даними;
- моделювання вуглеводневих систем тощо.

З врахуванням польського досвіду доцільним є виконання у межах Волино-Поділля як мінімум 2-х поздовжніх профілів північно-західного простягання як їх продовження з Люблінського басейну Польщі, а також 5 поперечних профілів з південного-заходу на північний схід загальною протяжністю біля 1,5 тис. пог. км [1;2], Варіант розміщення сітки згаданих сейсмопрофілів приведений на рис. 5.1.

Нетрадиційні джерела вуглеводневого газу створюють різні аномальні геоелектричні, електромагнітні та інші ефекти, У зв'язку з цим не менш важливу роль на початковому етапі вивчення повинні відіграти відомі різнотипні геоелектричні методи (МТЗ, ВЕЗ, ДЕЗ та ін.), методи становлення короткоімпульсного електромагнітного поля (СКІП) та вертикального електрорезонансного зондування (ВЕРЗ) для виявлення цих аномальних ефектів. Підставою для використання цих методів є диференціація геологічного розрізу за електричним опором, діелектричною проникністю і іншими електричними та електромагнітними властивостями. Оскільки найбільш важливою фізико-хімічною специфікою газоносних сланців є їх маловодність та гідрофобність, то їх товщі будуть виділятися високоомними, електромагнітними та іншими аномаліями. Власне геоелектричні, електромагнітні методи можна розглядати як прямі методи просторового картування газоперспективних

чорносланцевих формацій.



1-3 – східна межа поширення відкладів (1 – силуру, 2 – тиверської серії, 3 – дністерської серії або олд-реду); 4 – західна межа поширення відкладів силуру і девону; 5 – межа поширення середньодевонських відкладів (межі Львівського прогину); 6 – зони тектонічних порушень; 7 – розміщення біогермових бар'єрів (А – баговицького, В – малиновецького (конівського), С – скальського (ісаковецького) віку); 8 – свердловини; ТТЗ – Зона Тейссейра-Торнквіста; 9 – проектні сеймопрофілі 2D (I-VII).

Рис. 5.1 Принципова схема розташування проектних регіональних сеймопрофілів 2D.

На початковій стадії геологічного вивчення перспективних територій Лукіним О. Ю. [3] пропонується використання методу визваної поляризації (ВП) як прямого методу просторового картування чорносланцевих формацій враховуючи їх високу насиченість дисперсним піритом. Ця особливість, а також

інші особливості мінерального складу та геохімії як фактори формування аномальних ефектів – підвищена уран-радієва радіоактивність, підвищена присутність дисперсних частин самородних металів, в т. ч. заліза тощо характерні практично для всіх родовищ сланцевого газу Північної Америки.

У цьому зв'язку крім згаданих електричних методів важливу роль повинні відігравати також і атмогеохімічні дослідження.

Таким чином, на початковій стадії геологічного вивчення для оконтурювання газоперспективних сланцевих формацій Волино-Поділля важлива роль повинна відводитись комплексуванню 2Д регіональної сейсмічної зйомки для великих глибин з різнотипними геоелектричними, електромагнітними методами, методом визваної поляризації по профілях мережі регіональної сейсморозвідки, а також крупномасштабної та при необхідності деталізаційної атмогеохімічної зйомки тощо [2].

За результатами комплексної інтерпретації виконаних досліджень, моделювання палеозойського басейну та системного аналізу отриманих результатів визначатимуться найбільш перспективні зони (ділянки надр) для подальших пошукових робіт. Важливу роль відіграватимуть технології з прогнозування геологічного розрізу, виділення ділянок з покращеними колекторськими властивостями, розущільнення, мікротріщинуватості, газонасиченості тощо. Дисперсний характер газонасиченості сланцевих товщ, часткова чи повна маловодність розрізу суттєво змінюють їх щільнісні, міцнісні, акустичні та інші властивості [3]. Ці фактори відкривають значні перспективи для використання інших модифікацій сейсморозвідки, зокрема пасивної сейсморозвідки, яка базується на цілеспрямованому вивченні природної (спонтанної) сейсмічної активності розсіяних хвиль (мікросейсм), що дозволяє виявляти та картувати хаотично поширені мікротріщинуваті зони.

Завершенням регіонального етапу буде буріння пілотних вертикальних параметричних свердловин в межах виділених найбільш перспективних

ділянок з проведенням комплексу ГДС з обов'язковим включенням ГГК (щільнісного та селективного, суцільним відбором керну із перспективних сланцевих товщ з подальшими системними лабораторними дослідженнями чорносланцевих порід:

- вмісту органічної речовини;
- ступеню катагенезу органічної речовини;
- літолого-фаціального та мінералогічного складу;
- петрофізичних властивостей, у т. ч. у наномасштабі;
- геомеханічних властивостей тощо, а також моделювання та випробування в колоні перспективних сланцевих товщ з використанням багатоступеневих гідророзривів пластів.

Таким чином, послідовність робіт на початковому (регіональному) етапі повинна включати наступні кроки:

- продовження інтенсивних науково-дослідних та геолого-тематичних досліджень з аналізу архівних даних геолого-геофізичної та геолого-промислової інформації;
- геохімічні дослідження зразків керну свердловин минулих років;
- проведення регіональної сейсмічної зйомки для великих глибин: як мінімум 2-х поздовжніх профілів північно-західного простягання як їх продовження з Люблінського басейну Польщі та 5 поперечних профілів з південного-заходу на північний схід загальною протяжністю біля 2 тис. пог. км;
- комплексування різнотипних геоелектричних, електромагнітних методів, методу визваної поляризації по профілях мережі регіональної сейсморозвідки, а також крупномасштабної та при необхідності деталізаційної атмогеохімічної зйомки; моделювання палеозойського басейну та визначення найбільш перспективних ділянок надр для визначення місцеположення та глибин проектних пілотних свердловин;
- буріння пілотних вертикальних параметричних свердловин з

суцільним відбором керну із перспективних сланцевих товщ з подальшими системними лабораторними дослідженнями чорносланцевих порід;

- випробування перспективних чорносланцевих товщ на продуктивність.

Перспективи подальших геологорозвідувальних робіт визначатимуться за результатами геолого-економічної оцінки перспектив нафтогазоносності регіону та отриманих результатів робіт регіонального етапу.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

1. На початковій стадії геологічного вивчення для оконтурювання газоперспективних сланцевих формацій Волино-Поділля важлива роль повинна відводитись комплексуванню 2Д регіональної сейсмічної зйомки для великих глибин з різнотипними геофізичними методами.

2. Запропонована система із 2-х поздовжніх регіональних сейсмічних профілів північно-західного та 5 поперечних профілів південно-західного простягання загальною протяжністю близько 1,5 тис. пог. км.

3. Різнотипні геофізичні методи (геоелектричні, електромагнітні, визваної поляризації, гравімагнітні, геохімічні тощо) доцільно проводити по мережі сейсмопрофілів.

Список використаних джерел до розділу 5

1. **Чепіль В.П.** Першочерговий комплекс геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ Волино-Поділля на початковій стадії вивчення. Науковий вісник Ів.-Франківського національного технічного університету нафти і газу, – № 2 (39), 2015. – С. 28-32.
2. **Чепіль В.П.** Особливості проведення геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ Волино-Поділля на регіональній стадії вивчення. Мінеральні ресурси України, № 2, 2019. – С.21-24.
3. **Лукін О.Ю.** Геофізичні методи та проблема виявлення нетрадиційних джерел природного газу. Геологічний журнал. – №1, 2014. – С.7-22.

ВИСНОВКИ

1. Найважливішими результатами дисертаційної роботи в теоретичному, експериментальному та науково-практичному плані є проведені на основі аналізу світового та вітчизняного досвіду успішного освоєння нетрадиційних вуглеводневих джерел комплексні дослідження, які дозволили встановити чіткі уявлення про їх природу, особливості генерації, міграції та накопичення в осадових товщах Волино-Поділля, де в попередні роки такі цілеспрямовані геологорозвідувальні роботи не проводились:

- відкриті Великомоствівське та Локачівське традиційні промислові газові родовища в межах Волино-Подільської нафтогазоносної області та багаточисельні прояви вуглеводнів у девонських, силурійських та кембрійських відкладах свідчать про значні перспективи її промислової нафтогазоносності;

- науково обґрунтовані сприятливі геолого-промислові передумови для формування покладів вуглеводнів у відкладах силурійських сланців та кембрійських ущільнених пісковиків;

- визначені кількісні значення основних чинників формування та прогнозу газоносності (вміст ОР, ступінь метаморфізму і термічна зрілість порід та ОР, площа, глибини залягання та товщини перспективних товщ, їх ємнісно-фільтраційні властивості, фаціальний та літологічний склад, вміст мікроелементів, піриту та кремнезему, наявність системи тріщинуватості тощо) силурійських сланців та кембрійських ущільнених пісковиків;

- науково обґрунтовано, що найсприятливіші умови для акумулювання достатньої кількості органічної речовини (до 2,27%) та перетворення її у на стадії катагенезу МК2-АК1 у палеозої існували в силурійській сланцевій товщі. Чорносланцева товща силуру прогнозується як єдине потенційне родовище газу, що широкою смугою (Львівсько-Коломийська СФЗ) площею близько 16 тис. км² простягається з північного заходу на південний схід від кордону Польщі до кордону з Румунією. Прогнозні видобувні ресурси цієї зони

складають близько 1,8 трлн. м³ при коефіцієнті вилучення 0,15;

- за кількісними значеннями основних чинників прогнозу газоносності виділено як першочергові Рава-Русько-Крехівську та Східно-Ліщинську високоперспективні ділянки на газ у силурійській сланцевій товщі в межах Львівсько-Коломийської СФЗ;

- перспективи газоносності кембрійських відкладів пов'язуються з ущільненими пісковиками в межах літолого-фаціальної зони з незадовільними ємнісно-фільтраційними властивостями, загальна площа якої близько 6 тис. км², з оцінкою прогнозних видобувних ресурсів газу біля 340 млрд. м³. В межах цієї зони виділена як першочергова Князівсько-Перемишлянська ділянка з покращеними колекторами площею 1250 км² з перспективними ресурсами близько 200 млрд. м³.

2. Науково обгрунтована проблема освоєння газу чорносланцевих відкладів силуру як найбільш пріоритетна для подальших досліджень нетрадиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля – нерозвіданий резерв нарощування видобутку вуглеводнів.

3. Кембрійські ущільнені пісковики можуть розглядатися як самостійний, так і супутній напрямок робіт при освоєнні вуглеводневих ресурсів силурійських сланців, оскільки площі їх поширення в структурних планах, в основному, перекриваються.

4. Для оконтурювання перспективних сланцевих формацій запропоновано спеціальний комплекс регіональної глибинної сейсмічної зйомки 2Д з методами електророзвідки, визваної поляризації по профілях мережі сейсмопрофілів, атмогеохімічної та гравімагнітної зйомок. Запропонована система як мінімум з 2-х поздовжніх профілів північно-західного простягання та 5 поперечних профілів південного-західного простягання загальною протяжністю близько 1,5 тис. пог. км.

5. Визначено геолого-екологічні умови освоєння джерел нетрадиційних

вуглеводнів Волино-Поділля та виділено екологічно небезпечні ділянки. Вибір об'єктів для освоєння ресурсів нетрадиційних вуглеводнів пропонується проводити з врахуванням цих ділянок.

Результати дисертаційних досліджень і реалізація практичних рекомендацій сприятимуть успішному та ефективному вирішенню проблеми комплексного освоєння всіх типів вуглеводневих джерел Волино-Поділля, що стане суттєвим внеском у нарощування видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Монографія:

1. Крупський Ю.З., Куровець І.М., Сеньковський Ю.М., Михайлов В.А., **Чепіль В.П.** та ін. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга II. Західний нафтогазоносний регіон. – Київ. Ніка-Центр, 2013. – 400 с.

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

2. **Чепіль В.П.** Основні чинники формування та критерії промислової газоносності сланцевих відкладів силуру Волино-Поділля. Науковий вісник ІФНТУНГ, м. Ів.-Франківськ, – № 2, 2014. – С. 29-34.

3. І. Куровець, Ю. Крупський, **В. Чепіль**. Перспективи газоносності та прогнозні ресурси сланцевого газу породних комплексів силуру Волино-Поділля (Україна). Геологія і геохімія горючих корисних копалин, – № 1-2 (166-167), 2015. – Львів. – С.7-15 (Особистий внесок – обґрунтовано високі перспективи промислової газоносності силурійських сланців, виконана оцінка їх ресурсів).

4. Багрій І.Д., **Чепіль В.П.**, Довбиш Н.С. Першочерговість освоєння нетрадиційних джерел вуглеводнів Волино-Поділля. Геологічний журнал, – № 4 (353), 2015. – С.99-104 (Особистий внесок – визначено силурійську сланцеву товщу як пріоритетну при освоєнні ресурсів газу нетрадиційних джерел вуглеводнів).

5. Багрій І.Д., **Чепіль В.П.**, Стародубець К.М. Проблеми екологічного моніторингу освоєння сланцевого газу на Волино-Поділлі. Геоінформатика, – № 3(55), 2015. – Київ. – С.41-44. (Особистий внесок – виділено екологічно небезпечні зони при виборі об'єктів освоєння ресурсів сланцевого газу).

6. **Чепіль В.П.** Особливості проведення геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ Волино-Поділля на регіональній стадії вивчення. Мінеральні

ресурси України, – № 2, 2019. – С.21-24.

7. **Чепіль В.П.** Нерозвіданий резерв наросування видобутку вуглеводнів на Волино-Поділля. Нафтогазова галузь України, – № 2, 2019. – С.32-35.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

8. Куровець І.М., Куровець С.С., Крупський Ю.З., Редько Л.Р., **Чепіль В.П.** Проблеми підрахунку запасів неконвенційних вуглеводнів. Матер. міжн. наук. конф. «Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи», 27-29.11.2013 р., – Київ. ТОВ «ЮніпексТрейд».2013. – С.157-158.(Особистий внесок – проаналізовано основні проблеми обґрунтування параметрів для оцінки запасів та ресурсів)

9. **Чепіль В.П.** Перспективи газоносності ущільнених пісковиків Волино-Поділля. Матер. міжн. наук.-техн. конф. «Перспективи наросування ресурсної бази нафтогазової енергетики», 25-27.05.2016 р. – м. Ів.-Франківськ. – С.123-126.

10. **Чепіль В.П.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів Волино-Поділля. Матер. міжн. геол. форуму «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво», 15-20.11.2016 р., – с. Коблеве. – С. 315-318.

11. **Чепіль В.П.** Перспективи пошуків покладів нетрадиційних джерел вуглеводнів на Волино-Поділля. Матер. міжн. геол. форуму «Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво», 18-23 червня 2018 р., – м. Одеса. – С. 325-326.

12. **Чепіль В.П.** Першочерговий комплекс геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ Волино-Поділля на початковій стадії вивчення. Науковий вісник ІФНТУНГ, – м. Ів.-Франківськ, – № 2(39), 2015. – С.28-32.