

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК

ЛІВЕНЦЕВА ГАННА АНАТОЛІЇВНА

УДК 553.94:504.062.4 (477.8)

**ГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ
ФОРМУВАННЯ ТЕХНОГЕННИХ СИСТЕМ ВУГІЛЬНИХ МАСИВІВ
ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ**

Спеціальність 04.00.01– «Загальна та регіональна геологія»

Науковий керівник
доктор геологічних наук,
професор

Євдощук М.І.

Київ – 2016

	2
ЗМІСТ	
Перелік умовних скорочень	3
ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1 Історія досліджень та сучасні уявлення геологічної будови Львівсько-Волинського басейну	10
РОЗДІЛ 2 Характеристика та результати дослідження вуглепородних масивів	18
2.1 Характеристика вуглегазоносної формації	18
2.2 Аналіз петрофізичних властивостей та літолого-фаціальної характеристики порід	43
2.3 Геомеханічні властивості	71
РОЗДІЛ 3 Геологічні передумови формування техногенних вугільно-вуглеводневих систем	75
3.1 Тектоніка	85
3.1.1 Тектоніка вугленосної товщі	90
3.2 Гідрогеологічні умови	100
3.3 Газоносність	121
РОЗДІЛ 4 Визначення парагенетичних зв'язків вугільних та вуглеводневих покладів	148
4.1 Нафтогазоносність	157
4.2 Оцінка ресурсів вуглецевих та вуглеводневих покладів вуглепородних масивів	171
РОЗДІЛ 5 Геолого-екологічні умови використання техногенних вугільних масивів	173
5.1 Характеристики техногенних вуглепородних масивів	174
5.2 Наслідки впливу вуглевидобутку на геолого-екологічне середовище	178
ВИСНОВКИ	195
Список використаних джерел	197

Перелік умовних скорочень

АФЗ	аерофотозйомка
БКЗ	бокове каротажне зондування
ВМ	Великомостівська
ВПТ	випробування пластів на трубах
ГВК	газоводяний контакт
ГДК	гранично допустима концентрація
ГЕС	геолого-екологічне середовище
ГСЗ	глибинне сейсмічне зондування
ДКЗ	Державна комісія по запасах
ДРЕС	державна районна електрична станція
З. Буг	Західний Буг
КМЗХ	кореляційних метод заломлених хвиль
КС МП	крайне слабке магнітне поле
МВХ	метод відбитих хвиль
Мд	мілідарсі, газопроникність гірських порід
МСГТ	метод спільної глибинної точки
НВ	Нововолинська
НГО	нафтогазоносна область
НГР	нафтогазоносний район
ПР	перспективний район
РОР	розсіяна органічна речовина
РСП	регульований спрямований прийом
СЄП	Східноєвропейська платформа
т с.б.м.	тонна сухої беззольної маси
УХІН	Український державний науково-дослідний вуглехімічний інститут
УЩ	Український щит
ЦЗФ	Центральна збагачувальна фабрика
ЧГ	Червоноградська

ВСТУП

Актуальність теми. Вивчення вугленосних відкладів по площі та розрізу з їх фаціальною строкатістю змушує приділяти особливу увагу генетичним характеристикам та змінам у часі і просторі умов осадконакопичення. Значний доробок у вивченні літолого-фаціальних характеристик карбонової вугленосної формації Львівсько-Волинського басейну, створено попередніми дослідженнями, але в них не розглянуті можливості використання техногенних колекторів у відпрацьованому вуглепородному масиві для прогнозування та освоєння газонасності (газоємності) новоутворених систем.

Необхідною ланкою у дослідженні перспектив використання вуглегазонасних техногенних систем відпрацьованих вуглепородних масивів Львівсько-Волинського басейну є визначення літолого-фаціальних особливостей, тектонічних, техногенних, гідрогеологічних, екологічних показників у формуванні техногенних систем вугільних масивів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в Інституті геологічних наук НАН України на основі результатів досліджень, здійснених автором за тематикою роботи відділу геології вугільних родовищ «Геодинаміка вугленосних формацій» 2014-2018 рр. (0114U000548) та Міжвідомчої наукової теми: «Атмогеохімічні, геолого-геохімічні та термобаричні критерії обґрунтування метанонасності закритих та відпрацьованих просторів діючих шахт» 2014р. (0114U003465).

Метою вивчення вуглевміщуючих товщ Львівсько-Волинського басейну є прогнозування та визначення можливого напрямку формування та використання новоутворених техногенних систем.

Такий напрям досліджень створює умови для:

- визначення шляхів прогнозування стану та картування газонасних структур на різних рівнях вуглегазонасних товщ після відпрацювання вугільних пластів;

- дослідження газоносності вуглепородних масивів Львівсько-Волинського басейну з метою прогнозування газоносності та фільтраційно-ємнісних і екрануючих властивостей вміщуючих порід відпрацьованого простору діючих шахт;

- визначення регіональних геолого-промислових та екологічних умов накопичення та видобутку вуглеводнів.

Задачі дослідження – встановити особливості формування техногенних систем відпрацьованого простору вуглепородних масивів та спрогнозувати екологічну ситуацію у вуглевидобувній частині басейну, зокрема, визначити:

- літолого-стратиграфічні характеристики вміщуючих порід відпрацьованого простору вуглепородних масивів;

- літолого-фаціальні та геологічні передумови формування новоутворених техногенних колекторів;

- геодинамічні передумови формування газоносності кам'яновугільних товщ та вміщуючих порід відпрацьованого простору;

- гідрогеологічні особливості формування газоносності вуглепородних масивів;

- екологічний стан відпрацьованих вуглепородних та вугільних товщ;

- перспективи використання вуглегазоносних техногенних систем відпрацьованих вуглепородних масивів та вугільних товщ.

Об'єкт дослідження – техногенні системи відпрацьованих вуглепородних масивів та вугільних товщ басейну.

Предмет дослідження – геологічні передумови формування техногенних систем відпрацьованих вуглепородних масивів та вугільних товщ.

Методи досліджень. Методологічною основою досліджень є геолого-геофізичні та геохімічні методи вивчення регіональних, тектонічних, фільтраційно-ємнісних, гідрогеологічних, екологічних та літолого-фаціальних характеристик вміщуючих порід.

Під час виконання досліджень було використано загальнонаукові та спеціальні методи системного та комплексного вивчення механізмів формування

техногенних газових колекторів, а також методики вивчення морфології та якості вугільних пластів для визначення впливу поствугленосних тектонічних процесів.

Наукова новизна отриманих результатів визначається особистим внеском автора у вирішення актуального науково-практичного завдання в геологічній та вугільній галузях, що полягає в обґрунтуванні загальних та регіональних геологічних умов і визначенні механізмів формування техногенних систем відпрацьованих вуглепородних масивів і вугільних товщ, розробці комплексного методу досліджень, встановленні парагенетичних зв'язків вугільних та вуглеводневих покладів, оцінці екологічного стану та у визначенні перспектив використання вуглегазоносних техногенних систем відпрацьованих вуглепородних масивів та вугільних товщ басейну.

Найсуттєвіші результати дисертаційного дослідження, що містять наукову новизну, полягають у такому:

вперше:

- запропоновано оптимальний комплекс лабораторних фізико-хімічних промислових і аналітичних досліджень техногенних систем відпрацьованих вуглепородних масивів та вугільних товщ;
- розроблено методику досліджень для визначення літолого-фаціальної характеристики відпрацьованих вуглепородних масивів;
- науково обґрунтовано наявність сприятливих геологічних та екологічних умов для проведення геологорозвідувальних робіт та промислового освоєння відпрацьованих вуглепородних масивів і вугільних товщ (без використання фізико-хімічних методів та засобів дії на вуглепородні товщі);

удосконалено:

- систему визначення геолого-промислових характеристик вугленосно-вуглеводневих покладів;
- критерії оцінки геолого-промислових та екологічних показників для визначення сучасного стану техногенних систем відпрацьованих вугільних масивів;

набули подальшого розвитку:

- положення про єдність і неперервність формування газонасності вуглецевих і вуглеводневих товщ у відпрацьованих вуглепородних масивах;
- ранжування об'єктів для визначення перспектив освоєння техногенних відпрацьованих вугільних масивів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що теоретичні та методичні положення, висновки й рекомендації дисертаційної роботи доведено до рівня конкретних пропозицій щодо застосування їх при проведенні геологорозвідувальних робіт та освоєнні техногенних відпрацьованих вугільних масивів, зокрема:

- визначені геологічні умови та механізми формування техногенних систем відпрацьованих вугільних масивів;
- розроблений оптимальний комплекс методів лабораторних фізико-хімічних та промислових досліджень для визначення критеріїв і комплексної геолого-екологічної оцінки техногенної системи відпрацьованих вугільних масивів;
- розроблена методика досліджень та науково обґрунтована наявність сприятливих загальних та регіональних геологічних і екологічних умов для проведення геологорозвідувальних робіт і освоєння відпрацьованих вуглепородних масивів;
- розроблені рекомендації щодо використання об'єктів відпрацьованих вугільних масивів.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові результати, отримані здобувачем самостійно на матеріалах власних лабораторних та аналітичних досліджень:

- проаналізовано світовий та вітчизняний досвід формування техногенних систем вугільних масивів;
- проаналізовано результати геологічних та геофізичних досліджень, досліджено структурно-тектонічні та літолого-фаціальні особливості вугленосної формації Львівсько-Волинського басейну з метою визначення

техногенних систем вугільних масивів означеної території як локальних газоносних об'єктів;

- визначено залежність газоносності локальних об'єктів від комплексу геологічних умов (критеріїв);
- встановлено показники, що характеризують критерії формування техногенних систем – новоутворених газових колекторів.

Апробація і реалізація результатів роботи. Міжнародні та державні науково-практичні конференції, в ході роботи яких апробовано основні результати проведених досліджень: Міжнародна нарада національного комітету з вивчення рифів (Росія, м. Сиктивкар, 2005 р.), 8-ма уральська літологічна нарада (Росія, м. Єкатеринбург, 2010 р.), II Міжнародна наукова конференція «Геологічна наука і освіта на початку XXI століття» Донецький національний технічний університет, до 80-річчя кафедри геології та 60-річчя кафедри корисних копалин і екологічної геології (м. Донецьк, 2011р.); 3-тя міжнародна науково-практична конференція «Оцінка, видобуток та використання нетрадиційних видів газу: залучення інвестицій» (м. Донецьк, 2013 р.). Протягом 2015-2016 рр. була доповідачем на конференціях: «Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів», Київ, 3-4.06. 2015 р.; «Геологія горючих копалин – досягнення та перспективи», Київ, 2-4 вересня 2015 р.; «Актуальні проблеми гідрогеології», м. Харків, 4-6.11. 2015 р.; Міжнародна науково-практична конференція «Актуальні питання наук про Землю в концепції сталого розвитку Білорусі та суміжних держав», Білорусь, м. Гомель, 16.03. 2016 р.; Всеукраїнська науково-практична конференція: «Сучасні технології землеустрою, кадастру та управління земельними ресурсами», Київ, 14-14.03.2016 р.; Науково-практична конференція, присвячена 100-річчю від Дня народження В. П. Макридіна, Харків, 21-22.05. 2016 р.; Науково-практична конференція: «Сучасні проблеми нафтогазової геології», Київ, 16-17.06. 2016 р.

Публікації. За темою дисертації опубліковано 15 наукових праць (з них 9 без співавторів), серед них: 6 статей у наукових фахових виданнях України, з

яких 1 стаття у виданні, яке входить до переліку міжнародної науково-метричної бази, 9 праць є тезами та матеріалами наукових конференцій.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, основної частини із п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел із 150 найменувань. Повний обсяг дисертації містить 213 сторінок, з яких основний текст – 158 сторінок та 22 рисунки і 18 таблиць.

Робота виконана у відділі геології вугільних родовищ Інституту геології НАН України. Автор висловлює особливо глибоку подяку своєму науковому керівнику, завідувачу відділу геології вугільних родовищ ІГН НАНУ, доктору геологічних наук, професору М. І. Євдощуку за постановку задач, надання допомоги під час теоретичних досліджень, а також всебічну підтримку і постійну увагу на всіх етапах роботи. Автор вдячна академіку НАН України П.Ф. Гожику за консультації і обговорення питань дисертаційної роботи.

Автор висловлює велику подяку кандидату геолого-мінералогічних наук Б. І. Лелику, доктору геолого-мінералогічних наук, доктору географічних наук, доктору технічних наук Г.І. Рудьку за допомогу у зборі геологічних матеріалів, за конструктивні зауваження – доктору геологічних наук І.В. Височанському.

У підготовці дисертаційної роботи автор одержав підтримку від співробітників відділу геології вугільних родовищ ІГН НАНУ, зокрема слушні поради від Л.Б. Зайцевої.

Щиру подяку автор висловлює старшому науковому співробітнику, кандидату геологічних наук Вергельській Н.В. за цінні поради та змістовні зауваження до роботи.

Окрема подяка Валентині Олександрівні Шульзі за передані до відділу геології вугільних родовищ ІГН НАН України архівні матеріали В.Ф. Шульги.

РОЗДІЛ 1

ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА СУЧАСНІ УЯВЛЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ

Провідна роль вугілля у сировинному балансі як на найближчу, так і віддалену перспективу, спонукає приділяти більшу увагу геологічним роботам з виявлення нових та оцінці (переоцінці) відомих вуглегазових басейнів та родовищ.

Експлуатація вугільних шахт зумовила істотне і багатопланове техногенне навантаження на природне середовище, що призводить до суттєвих змін, насамперед, гідродинамічних та гідрогеологічних процесів у літосфері. Під час закриття шахт вугільний масив одержує друге техногенне вторгнення, і геологічне середовище не може бути відновлене до початкових його параметрів. Фізична ліквідація гірничих виробок призводить до виникнення і розвитку взаємопов'язаного комплексу нових негативних явищ і процесів впливу на довкілля [2, 78, 89, 131].

Другий за розміром кам'яновугільний басейн України, Львівсько-Волинський, розташований у південно-західній частині України, в середній течії р. Західний Буг. В адміністративному відношенні вказана площа займає північно-східну частину Львівської та південно-західну частину Волинської областей. Основні міста – Нововолинськ, Червоноград, Сокаль, Белз. Враховуючи особливе географічне та економічне положення, басейн є основною енергетичною базою західних областей України [39, 40, 96].

Басейн був розвіданий та освоєний у повоєнні роки. Вперше припущення про вугленосність карбону Західної України було висловлене російським геологом-тектоністом М. М. Тетяєвим у 1912 р. на основі регіональних структурно-геологічних побудов. У 1938 р. Сілезький промисловий концерн пробури́в декілька свердловин для визначення вугленосності кам'яновугільних відкладів району.

Роботи повоєнного періоду завершилися відкриттям басейну, визначенням його геологічних меж. Розпочалось вивчення стратиграфії, речовинного складу вугілля, тектоніки басейну, окреслені його геолого-промислові перспективи. Було встановлено, що вугленосні структури продовжуються у північно-західному напрямку на території Польщі.

Вивченню геологічної будови басейну у різні роки присвячені праці великого колективу геологів виробничих та наукових організацій. Питання стратиграфії карбону вивчали науковці Інституту геологічних наук НАН України П. Л. Шульга, Д. Є. Айзенберг, Н. Є. Бражнікова, К. Й. Новик, Є. А. Кондратенко-Зав'ялова, М. В. Вдовенко, В. І. Полетаєв, В.Ф. Шульга та ін. [136].

Освоєння басейну відбувалось на основі геологічних досліджень О. К. Матвєєва, А. М. Іщенка, В. Б. Порфірьєва, С. І. Субботіна, С.І. Восарчука, Д. П. Бобровника [94], М.І. Струєва [137], Г.І. Лугового, Є. В. Терентьєва, В. З. Єршова, В. В. Вороніна, В. І. Ісакова, В. Б. Шпакової, С. І. Ізмалкова, А. В. Бойка та інших [128].

Значною мірою було вивчено стратиграфію, тектоніку, гідрогеологію та вугленосність басейну.

Літолого-фаціальна характеристика. О. К. Матвєєв [25, 98-100] на основі геологорозвідувальних робіт відобразив перспективну вугленосну ділянку, що охоплювала частину Львівської та Волинської областей.

Д. Є. Айзенберг, Н. Є. Бражнікова, Е. О. Новик, П. Л. Шульга [108, 122], досліджуючи літологію та палеонтологію кам'яновугільних відкладів вперше детально висвітлили умови накопичення відкладів карбону.

Д. П. Бобровником, Т. А. Болдирєвою, А. А. Іщенком, М. І. Струєвим, В. Б. Шпаковою, [95, 137], А. В. Хижняковим [142], П. Л. Шульгою [3, 55, 143-150] було узагальнено геологорозвідувальні матеріали з будови басейну.

В. З. Єршов [41] дослідив закономірності накопичення вугленосних товщ у конкретних родовищах. В. О. Кушнірук [66-73] вивчав структурні особливості басейну та роль розривних порушень у розподілі газоносності та обводненості. В. О. Кушнірук та Є. С. Бартошинська [6, 8, 71] дослідили умови накопичення та

поширення сапропелевого вугілля. М. Ю. Федущак, В. О. Кушнірук, Є. С. Бартошинська [140] склали «Атлас мікроструктур вугілля Львівсько-Волинського басейну» та дали їм якісну характеристику. Є. С. Бартошинська вивчала мікроелементний склад вугілля наміурського ярусу карбону Львівсько-Волинського басейну [8].

Докладну характеристику фацій та генетичних типів порід, особливості поширення у плані та розрізі вугленосної формації басейну подано у монографії «Атлас літогенетичних типів та умови утворення вугленосних відкладів Львівсько-Волинського басейну» [3].

Тектоніка. Тектоніку басейну, у зв'язку з тектонікою крайових систем Східноєвропейської платформи (СЄП), досліджували В. Ю. Хаїн, Ю. М. Пушаровський, В. Г. Бондарчук, О. О. Богданов, І. І. Чебаненко, В. В. Глушко та ін. [47].

У роботах А. Я. Радзівілла, І. О. Майдановича [96, 124, 126, 127] на основі палеотектонічних реконструкцій узагальнено накопичений фактичний матеріал та вироблена найбільш прийнятна тектонічна концепція.

Значний внесок у вивчення геології та вугленосності басейну і його освоєння зробили М. І. Струєв, В. І. Ісакова, В. Б. Шпакова, В. Ф. Шульга [55].

Б. І. Лелик вивчав геологічні особливості розповсюдження рідкісних і розсіяних елементів у вугленосних відкладах басейну [74, 75, 76], тектонічну будову [77] та характеристики вуглепородного масиву Львівсько-Волинського басейну [78, 79, 119].

Газоносність. Перші дані про газоносність отримані за результатами опробування невеликої кількості керну вугільних пластів, на основі чого М. І. Струєвим, А. В. Бойком, В. І. Ісаковим у 1952 р. дано коротку характеристику газоносності деяких родовищ, вугільні пласти яких в основному були віднесені до зони газового вивітрювання, а шахти – до III категорії по метану.

Визначення газоносності безпосередньо у шахтах вперше проводилось В. І. Кравцом та А. С. Цирульниковим [57], у результаті чого було вивчено

залишкову метаноносність вугілля та тиск газу у вугільних пластах у декількох шахтах.

В. О. Кушніруком у роботі «Газоносність вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну», 1978, розкрито геолого-геохімічні особливості газоносності кам'яновугільних відкладів басейну, встановлено елементи геохімічної зональності газів, а також розроблено наукові основи розподілу вугільних газів у басейні з метою прогнозу їхнього розповсюдження по площі і з глибиною.

В. О. Кушнірук [12], Є. С. Бартошинська [9], М. М. Матрофайло, С. І. Бик [13], Караваєв В. А. [48, 54] вивчали походження природних газів метанової групи у відкладах Львівського палеозойського прогину. М. І. Павлюк, Є. С. Бартошинська, С. І. Бик [112, 113], В. І. Узіюк визначили особливості сучасної газоносності басейну.

Питанням петрографічної характеристики вугілля, його якості, можливостей промислового використання присвячені дослідження М. І. Павлюка, Є. С. Бартошинської, М. Ю. Федущака, Г. П. Вирвич [21], В. С. Савчука, В. І. Узіюка, А. В. Іванової, Л. Б. Зайцевої [50, 52, 53], науково-практичною базою для яких були попередні дослідження В. І. Вернадського [19], Н. П. Черніцина, А. А. Погребицького [118], А. Т. Айруні [1], Г. О. Іванова [49], В. С. Попова [120], В. Б. Порфірьєва [121], В. О. Соколова [133], А. І. Кравцова [24, 58-61], Г. Д. Лідіна [81], О. О. Скочинського, О. З. Широкова [43], П. І. Степанова, І. М. Печука, Г. Н. Доленко [28, 29], І. Л. Етінгена, В. В. Ходота, І. В. Висоцького [22] та ін.

Сучасні уявлення геологічної будови Львівсько–Волинського басейну.

У структурному відношенні Львівсько-Волинський басейн – південно-східне замикання Люблінського вугільного басейну.

Особливості тектоніки басейну: розташування на західному зануреному схилі Українського щита (УЩ) й безпосередня близькість до складчастої споруди Карпат. З гороутворенням Карпат, підсуванням Східноєвропейської платформи (СЄП) під Західноєвропейську платформу пов'язані вторинні

дислокації з утворенням серії субкарпатських синклінальних та антиклінальних структур, поділених потужними зонами порушень. Вплив Карпат підтверджується поступовим виположуванням структур від 40–50° на крилах Нестерівської структури до 6–80° на структурах Волині. Синклінальні структури виповнені кам'яновугільними відкладами, ядерна частина яких здебільшого є продуктивною на кам'яне вугілля.

Структура басейну асиметрична. З північного сходу на південний захід полого моноклінальне залягання шарів карбону, що відповідає заляганням девонських та більш ранніх утворень осадового покриву, а також кристалічного фундаменту, змінюється чергуванням асиметричних широких пологих синкліналей та більш вузьких, складніше побудованих антикліналей, приурочених до асиметричних виступів фундаменту. Блоки фундаменту гетерогенні. Більш пізня консолідація кристалічних порід характерна для крайньої західної зони плити, де вік гранітів та інших кристалічних порід становить 1200–1400 млн років (рифей). На межі різновікових комплексів кристалічної основи відбувається поділ внутрішньої та зовнішньої зон басейну.

Асиметрія Львівсько-Волинського прогину зумовлена глибинними побудовами, вираженими у структурі та палеорельєфі фундаменту. Найбільш занурені ділянки фундаменту під Львівсько-Волинським прогином представлені переважно молодими гранітами та іншими кристалічними породами.

Розвиток басейну тісно пов'язаний з розвитком структури та умовами седиментогенезу Передкарпатської герцинської крайової системи [88, 124]. Становлення структур кристалічної основи крайової системи простежується на більш пізніх структурно-стратиграфічних рівнях по періодично поновлюваному Радехівському розлому [127].

Розломи є системою занурених у бік Карпат під кутом 45-50° зон тріщин сколу, внаслідок чого відбувся перекид паралельних блоків. При цьому виступи занурюються у південно-західному напрямку (Рис. 1.1.)

Полога монокліналь відповідає зовнішній зоні прогину, складчасті форми характерні для її внутрішньої зони. З наближенням до альпійського

Передкарпатського прогину будова складок у палеозої Львівсько-Волинського прогину ускладнюється, зростає кількість диз'юнктивних порушень.

Валоподібні підняття Львівсько-Волинського прогину, що роз'єднують синклінальні пологі складки, до яких приурочені родовища вугілля, є, як правило, і структурами, що роз'єднують Волинське, Забузьке, Межиріченське, Тяглівське, Карівське, Бубнівське та Буське родовища. Особливо чіткими границями такого роду є підняття між Межиріченським, Тяглівським і Карівським родовищами. Так, Межиріченське і Тяглівське родовища кам'яного вугілля роз'єднані Белз-Милятинською зоною насувів, на продовженні якої у південно-східному напрямку виявлена Великомоствівська газоносна структура. Простягання названих структур підпорядковане простягання Передкарпатської крайової системи і Східних Карпат [95, 96, 125].

Вулканізм у басейні встановлений для раннього етапу розвитку герцинської системи (S_2). Вуглегазо- та торфонакопичення значно відстає за часом від епохи найбільш активних вивержень, що пояснює короткий етап седиментації вугленосних покладів басейну (C_1-C_2) [3, 34, 130].

У геологічній будові басейну й суміжних районів беруть участь відклади – від архейських до четвертинних включно. Архейські гнейси складають кристалічний фундамент, на якому різко незгідно залягають породи протерозою, палеозою (кембрій-карбон), мезозою (юра-крейда) і кайнозою (неоген-четвертинні). (Рис. 1.2.)

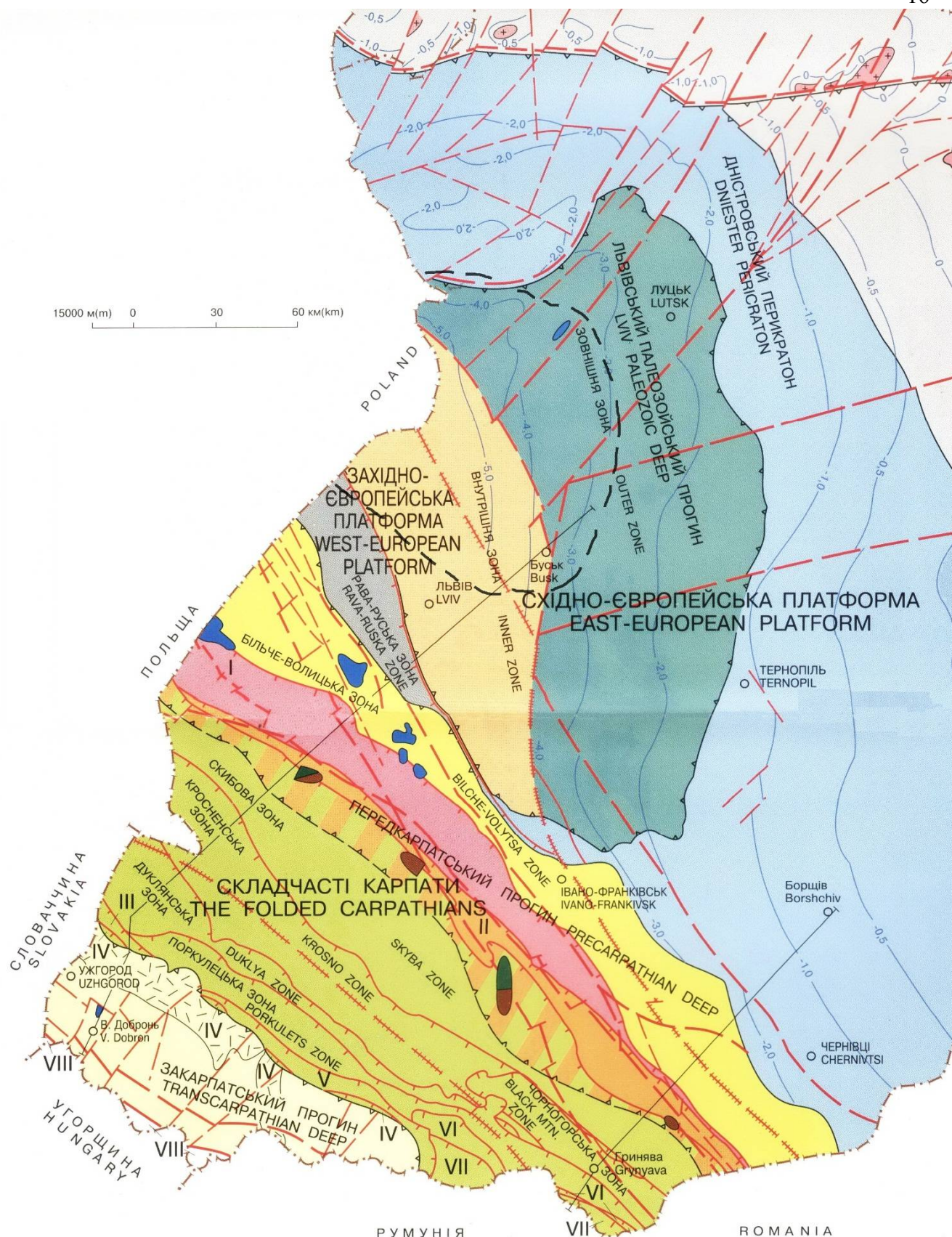


Рис. 1.1. Об'єкт досліджень, позначений на фрагменті тектонічної карти Західного нафтогазоносного регіону України (за даними [4]).

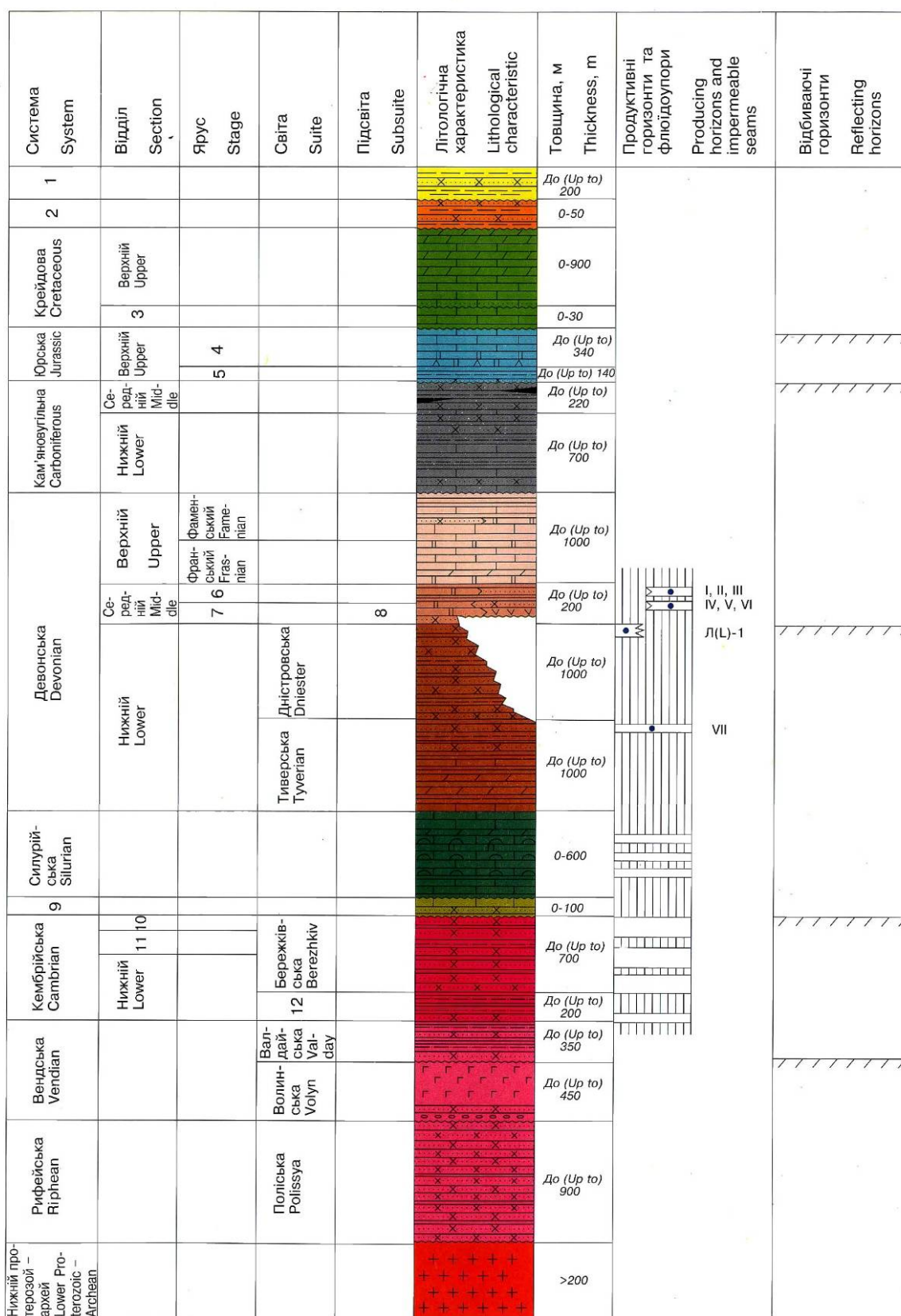


Рис. 1.2. Зведений стратиграфічний розріз Волино-Подільської нафтогазоносної області [4]

1 – неогенова система, 2 – палеогенова система, 3 – нижній відділ крейдової системи; 4 – кімерійсько-тетонський ярус, 5 – оксфордський ярус, 6 – живецький ярус, 7 – ейфельський ярус, 8 – лопушанська підсвіта, 9 – ордовіцька система, 10 – верхній відділ кембрійської системи, 11 – середній відділ кембрійської системи, 12 – балтійська світа

РОЗДІЛ 2

ХАРАКТЕРИСТИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ВУГЛЕПОРОДНИХ МАСИВІВ

2.1 Характеристика вуглегазоносної формації

Карбонова вуглегазоносна формація Львівсько-Волинського басейну розташована в межах Львівського палеозойського перикратонного прогину південно-західного простягання на південно-західній окраїні СЄП і простягається в субмеридіальному напрямку вздовж державного кордону з Польщею. Вугленосні відклади басейну належать до верхнього візе-башкирського ярусу і мають потужність до 1500 м.

Ширина області розвитку формації змінюється від 5 до 90 км (в середньому 50–60 км), а її площа становить близько 10 тис. км² [3, 55, 139].

Вуглегазоносна формація залягає на потужних (до 3000 м) осадових, вулканогенно-осадових утвореннях верхнього протерозою, кембрію, ордовика, силуру, девону, а також на турнейско-середньовізейських відкладах нижнього карбону, розташованих на докембрійській кристалічній основі. Вище знаходяться середньо-верхньовізейські, серпуховські та башкирські теригенні вугленосні відклади потужністю до 1400 м. На розмитій поверхні карбону розташовуються середньо-верхньоюрські та верхньокрейдові відклади потужністю до 1000 м, представлені конгломератами, пісковиками, глинами, доломітами, ангідритами, вапняками, мергелями. Середньоюрська теригенна строката формація безпосередньо залягає на вугленосних відкладах. Породи неогену потужністю до 75 м розвинені лише на південній окраїні басейну. У нижній частині розрізу вони представлені вугленосними відкладами, у верхній – вапняками [92, 93].

Потужність вуглегазоносної формації збільшується в південно-західному напрямку до 1400 м на заході Південно-Західного району басейну.

Вуглегазоносна формація басейну складена відкладами візейського, намюрського (серпухівського) ярусів нижнього і вестфальського ярусів середнього карбону. Промислова вугленосність пов'язана загалом з намюрськими утвореннями потужністю 160-460 м з різким зростанням у південному і південно-західному напрямках. За літологічним і фаціальним складом розріз намюрського ярусу поділяється на дві частини: нижня, менш потужна складена з піщано-глинистих порід де вугільні відклади відсутні, та верхня, більша, складена кластичним матеріалом, яка має вугільні пласти [139].

В осадових відкладах басейну органічна речовина виявлена у концентрованому вигляді у відкладах усіх фацій. Її утворення пов'язано переважно з континентальними фаціями торф'яних боліт і сапропелевих озер-боліт. А іноді у вигляді детриту органічна речовина спостерігається у перехідних і морських фаціях, і має алохтонне походження. Найбільша кількість органічної речовини знаходиться в нижній частині розрізу карбону, у візейських відкладах, які на 40 % складені карбонатними породами, у тому числі бітумінозними вапняками й аргілітами – фаціями відкритого мілкого моря.

Таблиця 2.1

Характеристика вугільних пластів за потужністю*

Вугільний пласт	Група за потужністю, %		
	Дуже тонкі (до 0,6 м)	Тонкі (0,6-1,2 м)	Середні (1,2-2,0 м)
v_6	80	18	2
n_7^H	51	14	35
n_7	68	29	3
n_7^B	55	41	4
n_8	46	46	8
n_5^B	48	40	12
n_9	88	11	1
b_1	96	4	-
b_4	54	46	-

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт і матеріалів геологічних звітів [5, 109]

У розрізі вуглегазоносної формації виділяють до 96 вугільних пластів і прошарків, що приурочені до візейського, серпуховського і башкирського ярусів нижнього і середнього карбону потужністю від 0,1 до 2,5 м. З них тільки 23 [32] досягають робочої потужності. Вугільні пласти промислового значення

встановлені у верхній частині серпуховського ярусу (Табл. 2.1), за винятком пласта v_6 . Сумарна потужність пластів вугілля формації в середньому становить 12 м, коефіцієнт загальної вугленосності – 2 %, промислової – 0,5 %. Потужність промислових пластів у басейні становить переважно 0,6-1 м, зрідка вона підвищується до 1,5 м.

Усі вугільні пласти, виявлені у розрізах Львівсько-Волинського басейну, належать до категорії тонких і досить тонких (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Характеристика вугленосності басейну*

Ярус	Загальна кількість вугільних пластів	Кількість робочих пластів з середньою потужністю, м		
		0,5-0,7	0,7-1,0	1,0-1,5
Візе	24	2	-	-
Серпухов (намюр)	19	4	3	3
Вестфал	9	4	-	-

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт і матеріалів геологічних звітів [5, 109]

У розподілі вугленосності басейну спостерігається досить чітке закономірне зростання всіх основних параметрів (кількість вугільних пластів – загальна й промислова, сумарний загальний і промисловий вугільний пласт, коефіцієнт загальної й промислової вугленосності) з північного сходу басейну на південний захід паралельно збільшенню потужності вугленосної товщі, як за окремими стратиграфічними підрозділами, так і карбону в цілому. Характер розподілу органіки вказує на те, що умови формування вугільних горизонтів у північній і південній частинах басейну значно відрізнялися одна від одної. У північній частині утворення вугільного матеріалу відбувалося за спокійних умов протягом коротких (за рідкісним винятком) проміжків часу, то на півдні басейну відкладання органіки було тривалішим за часом і у відносно нестабільній тектонічній обстановці, що й відобразилося на характері вуглеутворення.

Стратиграфічно вугленасичення відкладів карбону має вигляд хвилеподібної кривої з максимумами у бужанський (основний етап вуглеутворення в басейні) і порицький (слабше виражене) час і мінімумами в

паромівський, лишнянський й устилузький час, що свідчить про циклічність утворення органічної речовини. Виділяється три цикли – володимирсько-устилузький, порицько-лишнянський і бужансько-паромівський. Максимум вуглеутворення припадає на початковий період циклу (володимирський, порицький й бужанський), а мінімум – на кінцевий (устилузький, лишнянський й порицький час). Вугілля кречівської світи належить, мабуть, до початкового періоду четвертого циклу.

У межах вугільного басейну за геолого-промисловими умовами визначаються родовища: Волинське, Межиріченське, Забузьке, Сокальське, Тяглівське, Карівське (Любельське) (Рис 2.1.)

Відпрацьовуються 3 вугільних родовища: Волинське, Межиріченське, Забузьке, глибина відпрацювання 330-600 м.

Загальні запаси вугілля не перевищують 2% від балансових запасів України [32], видобуток у 1972 р. складав 14 млн т вугілля на рік. З 2000 р. рівень видобутку коливався 3,5-4 млн т на рік. У 2007 р. ухвалено рішення розвивати 4 шахти з 9 працюючих. В перспективі залишаться тільки 2 [78].

Особливості вугленакопичення та їх зв'язок із тектонікою басейну. Одночасно із накопиченням кам'яновугільних відкладів продовжувалась тектонічна перебудова басейну. Формування первинних тектонічних структур і, насамперед, самої кам'яновугільної западини пов'язане з етапом конседиментаційних перетворень, що супроводжують процес вугленакопичення. Це підтверджується повсюдним та послідовним збільшенням потужності осадків по всьому розрізу карбону та покриваючих відкладів у бік прогинання западини, у напрямку до краю платформи. Постседиментаційний етап тектогенезу проявився у басейні інтенсивніше, і утворення основних тектонічних форм на цій території пов'язане із завершальними фазами герцинської складчастості [124].

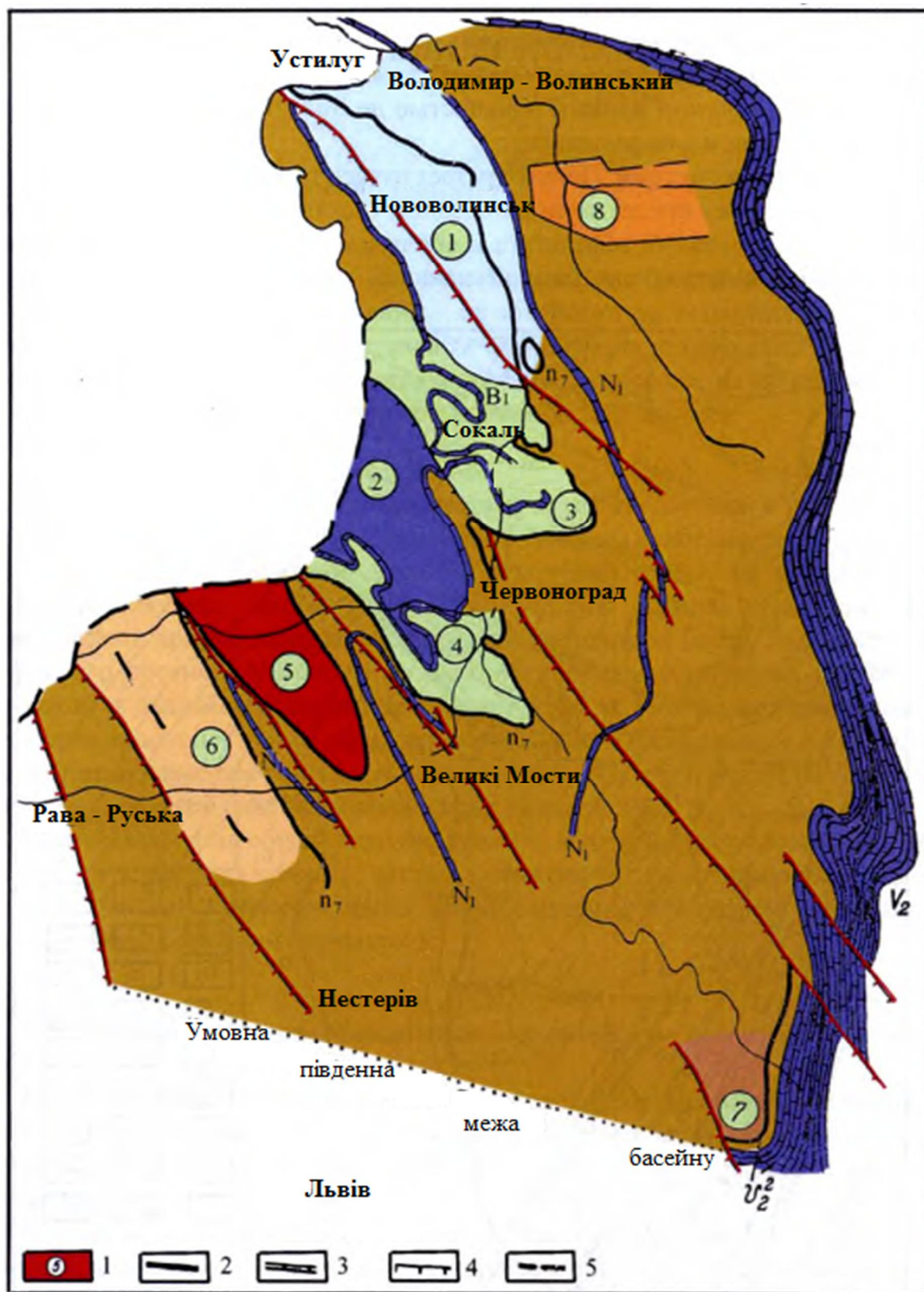


Рис. 2.1. Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн [5]

1 – родовища (1 – Волинське, 2 – Забузьке, 3 – Сокальське, 4 – Межиріченське, 5 – Тяглівське, 6 – Карівське, 7 – Буське, 8 – Бубнівська ділянка); 2 – вихід вугільного пласта p_7 на поверхню карбону; 3 – вихід вапняка; 4 – лінії тектонічних порушень; 5 – державний кордон України

У межах басейну з півночі на південь виокремлюються Нововолинський та Червоноградський геолого-промислові (вуглепромислові) райони, а також Південно-Західний вугленосний район (Рис.1.1). У межах Нововолинського та Червоноградського геолого-промислових районів з північного сходу на південний захід виокремлюються Волинська монокліналь, Литовезька та Червоноградська антиклінальні зони, Сокальська брахісинкліналь та Межиріченська синкліналь [137]. Поряд із плікативними порушеннями розвинуті диз'юнктивні дислокації, серед яких найбільшими є Волинський та Забузький скиди.

Південно-західна частина басейну, у порівнянні з північно-східною, характеризується інтенсивнішою тектонічною порушеністю. У ній з північного сходу на південний захід виділяються Тяглівська та Карівська синклінали північно-західного простягання, чітко розділені великими, складно побудованими зонами насувів – Белз-Милятинською, Бутин-Хлевчанською та Нестерівською. На південний захід від останньої (на території Бишківської площі) розташовується низка вузьких синклінальних складок, у ядрах яких розвинуті вугленосні відклади карбону. На крайньому південному заході знаходиться Рава-Руський розлом із вертикальною амплітудою зміщення до 2000–3000 м. Другий великий розлом на півночі, Володимир-Волинський, має широтне простягання з амплітудою понад 1000 м.

Поряд з великими тектонічними формами широко розповсюджені дрібніші розривні тектонічні порушення, представлені в основному скидами, підкидами з амплітудами до 2–5 м.

Досить потужна товща осадових відкладів залягає на докембрійському фундаменті західного схилу УЩ і перекривається мезозойськими, частково неогеновими утвореннями. Кам'яновугільні вугленосні відклади характеризуються наявністю досить пологих складок і поєднаних з ними скидів, що занурюються на захід і південний схід [128].

Поблизу диз'юнктивних порушень помітне зниження геохімічного фону, пов'язане, можливо, з винесенням (вимиванням, розчиненням) елементів

підземними водами. Зони тріщинуватості без видимого зміщення характеризуються підвищеним геохімічним фоном, зумовленим, за припущенням Б.І. Лелика, специфічними умовами накопичення елементів на відновлюваних бар'єрах у тріщинуватій локалізованій системі [3].

Нововолинський геолого-промисловий район (рис.2.2) займає крайню північну частину басейну від Північного порушення до Забузького родовища. Його межі співпадають з Волинським вугільним родовищем. Породи карбону мають у цілому моноклінальне падіння у південно-західному напрямку під кутом 1-5°. Флексурний перегин, вісь якого збігається з Волинським скидом, поділяє район на дві частини – східну, з майже горизонтальним заляганням пластів, і західну з більш крутим заляганням. Цей район був розвіданий і освоєний вугільною промисловістю першим. В ньому закладено Нововолинські шахти.

Потужність крейдових відкладів становить від 300 до 450 м. Основне промислове значення мають вугільні пласти n_7 , n_8 , другорядне – n_{12} , b_1 , b_4 . Район характеризується найвищим ступенем розвіданості. Запаси Волинського родовища розробляли дев'ять вуглевидобувних підприємств. На сьогодні працюють чотири шахти (Нововолинська (НВ) №№1, 5, 9 і «Бужанська»), НВ №10 споруджується [32].

Волинське вугільне родовище на півночі й заході обмежене річкою Західний Буг (на даній ділянці межує із Польщею), на південному заході межує з Забузьким родовищем кам'яного вугілля, на заході й північному заході обмежується виходом нижнього пласта кам'яного вугілля n_7 під крейдові відклади (проекція на денну поверхню). У структурному відношенні Волинське родовище перебуває в північній частині басейну і приурочене до Волинської монокліналі.

У серії порушень, що утворюють Волинський скид, виділяється головний зсув, який зі збільшенням або зменшенням амплітуди простежується по всьому району. На північному заході він відстежується у Польщі, а в південно-східному напрямку, і разом з ним Литовезька антиклінальна зона, простягається до м. Радехів. Південно-західне крило скиду підняте, північно-східне – похилене.

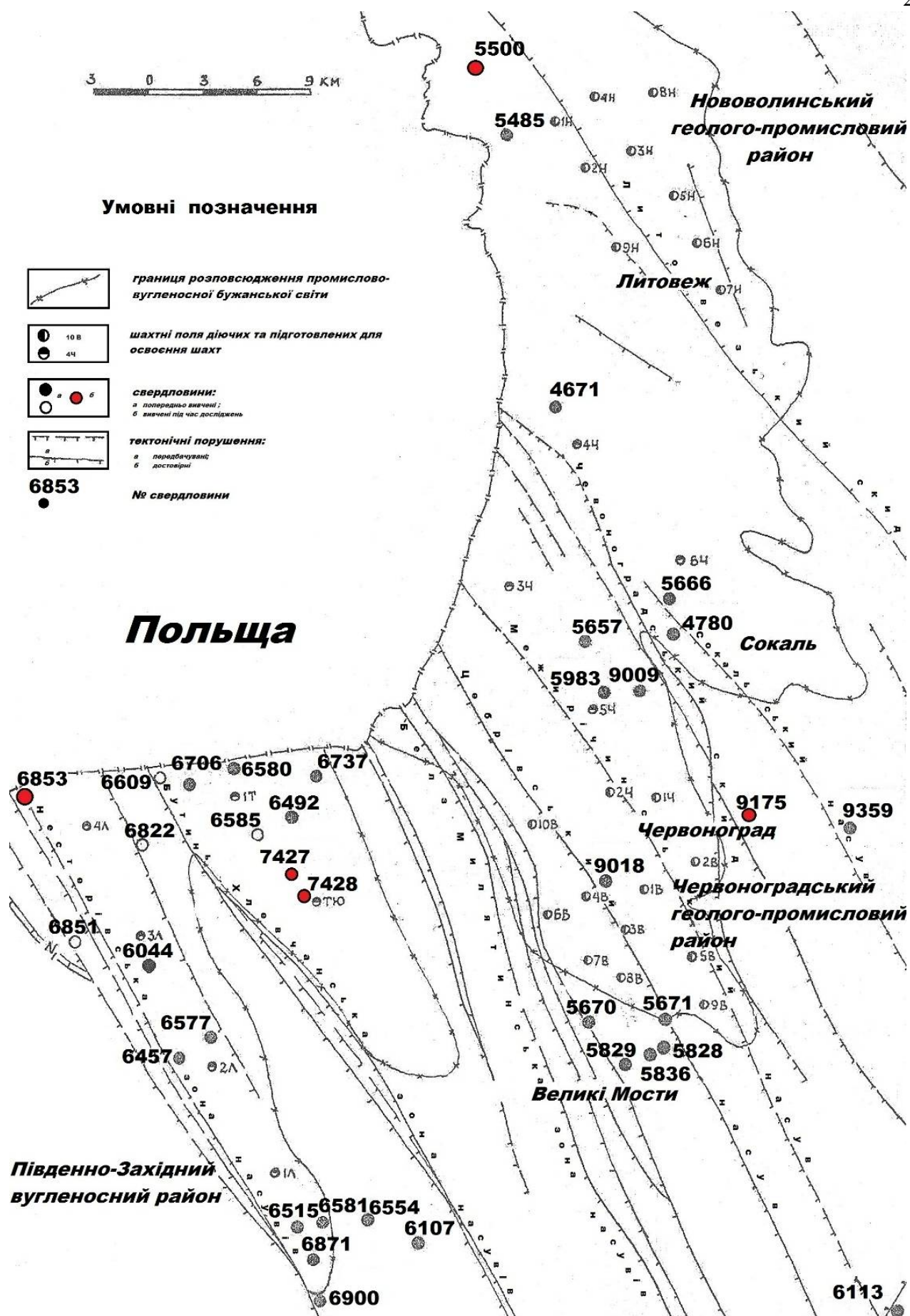


Рис. 2.2. Геолого-промислові райони Львівсько-Волинського басейну

Падіння площини зсуву головного скиду північно-східне, кути падіння $60-85^\circ$, амплітуда скиду від 3 до 50 м. Розрив і зсув порід установлений гірськими виробками шахт і свердловинами як у кам'яновугільних відкладах, так і у відкладах нижньої крейди. На глибині скид фіксується за гіпсометричними побудовами вугільного пласта v_6 . Гірськими роботами діючих шахт і розвідницьким бурінням на родовищі виявлено 17 тектонічних порушень із амплітудою від 0,5 до 20,0 м, які загалом мають північно-західне простягання з падінням площин зсуву на південь і південний захід під кутом від 13 до 90° .

У геологічній будові родовища беруть участь кам'яновугільні, юрські, верхньокрейдові й четвертинні відклади. Розкритий свердловинами карбон представлено візейським, серпуховським і башкирським ярусами. Прошарки порід турнейського ярусу в межах родовища свердловинами не розкриті, але вони добре вивчені в районі міста Володимир-Волинського й Торчина.

До візейських відкладів, які представлені у нижній частині ярусу чергуванням аргілітів і алевролітів, пісковиків і вапняків, а у верхній частині – аргілітів, алевролітів і пісковиків і, дуже рідко вапняків, приурочено 6 вугільних пластів і прошарків, з яких тільки v_1 , – «Порицький», v_2 – «Буський» і v_4 – «Бубнівський» місцями досягають мінімальної робочої потужності. Загальна потужність візейських відкладів у межах Волинського родовища досягає 290 м.

Відклади серпуховського ярусу представлені винятково теригенними породами аргілітами, алевролітами й пісковиками з прошарками вугілля й поодинокими малопотужними прошарками вапняку. До серпуховських відкладів належать 19 вугільних пластів, з яких три (n_8 , n_7^B , і n_7) мають промислове значення. Загальна потужність ярусу 180 м. Пласт n_7^B в окремих місцях наближається до пласта n_7 , створюючи з ним один пласт складної будови. Відстань між пластами на окремих шахтних полях змінюється від 2 до 89 м. Відстань між основними промисловими пластами n_8 і n_7 становить від 8 до 15 м.

До відкладів башкирського ярусу, що представлені алевролітами, аргілітами й вапняками, приурочено 9 вугільних пластів, з яких тільки чотири

(b_8 , b_7 , b_4 і b_1) досягають робочої потужності. Загальна потужність розкритої частини башкирського ярусу дорівнює 170 м.

За своєю будовою й потужністю вугільні пласти b_4 і n_8 є відносно витриманими, решта – невитримані. Потужність вугільних пластів змінюються від 0,50 до 2,89 м, у середньому від 0,53 до 0,96 м, їх будова проста, але ускладнюється, коли з'являються один або два прошарки аргілітів або алевролітів потужністю від 0,02 до 0,60 м. Іноді прошарки досягають 1,05- 1,60 м, тоді робочою стає тільки одна вугільна пачка.

Пласт n_7 є нижнім робочим пластом у верхній частині вугільної товщі серпуховського ярусу і залягає вище пласта n_7^H (на 105 м вище першого серпуховського вапняка N_1). Це основний промисловий пласт центральної й західної частин родовища, який досягає потужності 1,90-1,30 м на полях шахт НВ № 8 і 10 відповідно. Контури промислової площі мають неправильні обриси, що обумовлене нерівномірним виклинюванням і стоншенням пласта в різних напрямках. Будова пласта в основному проста. У західному й східному напрямках спостерігається розчленовування пласта на дві, а місцями на три вугільні пачки. Поділяючи їх прошарки представлені найчастіше вуглистим аргілітом, рідше – аргілітом потужністю 0,04-0,85 м. Потужність вугільних пачок змінюється: верхньої – від 0,12 до 0,75 м, нижньої – від 0,09 до 1,20 м. У південній частині родовища пласт різко зменшується в потужності, а потім повністю виклинюється. Вугілля пласта n_7 гумусове. Глибина залягання пласта змінюється від 300 м на сході до 650 м на заході.

Пласт n_7^B залягає вище пласта n_7 на 8 м. На більшій частині родовища пласт має неробочу потужність (0,30 - 0,45 м), тільки на полі шахти НВ №9 він досягає робочої потужності (0,60 - 1,30 м) і розробляється. На полі шахти НВ №10 загальна й корисна потужність пласта змінюється від 0,50 до 1,05 м при середньому значенні 0,71 м. Будова пласта загалом проста, у покрівлі залягають аргіліти, а в підошві – алевроліти або пісковики. У центральній частині поля шахти НВ №9 пласт має складну будову, глибина його залягання від 295 м на південному сході до 615 м на північному заході.

Пласт n_8 («Волинський II») залягає стратиграфічно вище на 8-16 м пласта n_7^6 . Це – один з основних робочих пластів регіону, основний промисловий пласт Волинського родовища, який розповсюджений на більшій частині його площі, характеризується значною мінливістю поширення й невитриманою потужністю (в південному напрямку відбувається її зменшення). Розроблявся й розробляється шахтами НВ №№ 1-7 і 9, розвіданий на Паромівській ділянці, з середньою підрахованою потужністю 0,98 м і максимальною – 2,25 м. Будова пласта загалом проста, рідше – складна (дві пачки, іноді три). Глибина залягання збільшується в західному напрямку від 300 до 640 м.

Пласт b_1 залягає безпосередньо під вапняком B_2 і з усіх вугільних пластів башкирського ярусу розповсюджений найбільше. На північно-західній окраїні Волинського родовища пласт набуває промислового значення на ділянці Північній, де його потужність у середньому становить 0,60-0,78 м. Далі на південь пласт стоншується до 0,35-0,40 м і простежується на всьому простяганні до ділянки Кречівська Верхня. Будова пласта повсюди проста. У покрівлі залягають вапняки – іноді досить витримані кристалічні, а місцями глинистий вапняк B_2 потужністю 0,10-0,80 м. Підшву пласта в більшості випадків складають алевроліти, а також тонкозернисті кварцитоподібні пісковики. Глибина залягання підшви пласта коливається від 370 до 545 м.

Пласт b_4 (основний пласт розкритої частини башкирського ярусу) залягає в середній частині вугленосної товщі башкирського ярусу, на 85 м вище пласта b_1 , розповсюджений в зоні найбільшого занурення карбону й прослідковується на Волинському родовищі у вигляді вузької смуги уздовж державного кордону з Польщею. Потужність на ділянках Паромівська (шахта НВ №10), Північна і Кречівська Верхня невисока, від 0,15 до 0,87 м. Пласт розкрито 68 свердловинами, по яких його середня потужність – 0,65 м, стоншення (0,15-0,45 м) спостерігається тільки в центральній частині родовища. Будова пласта, як правило, проста, покрівля складена щільним аргілітом і алевролітом, по одиничних свердловинах – глинистим вапняком і пісковиком, а також вуглистим аргілітом потужністю 0,10-0,60 м; підшва в більшості випадків представлена

аргілітами, кварцовими пісковиками, рідше алевролітами. Глибина залягання від 325 м на сході до 470 м на заході.

Шахта НВ №1 (табл. 2.3.) введена в експлуатацію у 1954 р. з проектною видобувною потужністю 300 000 т/рік. У 1991 р. встановлена видобувна потужність 352 700 т/рік. Шахтне поле розкрито двома вертикальними стовбурами глибиною 370 м. Шахта віднесена до III категорії по метану і небезпечна за вибуховістю вугільного пилу. Відпрацьовує пласти n_7 , n_8 потужністю 0,7-1,2 м з кутами падіння 3-6°.

Шахта Бужанська (табл. 2.3.) єдина з чотирьох працюючих шахт Нововолинського геолого-промислового району є перспективною. Балансові запаси вугілля на 01.01.2011 – 7,046 млн. т, що забезпечує роботу шахти на 46 років.

Шахта НВ № 5 (табл. 2.3) введена в експлуатацію у 1959 р. з проектною видобувною потужністю 450 000 т/рік; шахта НВ №9 введена в експлуатацію в 1963 р. з проектною видобувною потужністю також 450 000 т/рік.

Шахта НВ №10 побудована на базі резервної ділянки Паромівської у 1990 р., ділянка перейменована в однойменне поле шахти. Проектна потужність – 900 000 т/рік при балансових запасах 37,8 млн т за категоріями А+В+С1 і за балансовими запасами у сумі 16 млн т. Більша частина поля шахти перебуває в метановій зоні з газоносністю вугільних пластів від 1,0-2,5 м³/т с.б.м. на східному крилі (поблизу Волинського скиду) до 5,0-7,0 м³/т с.б.м. на іншій частині площі. Газоносність вміщуючих порід вивчена недостатньо.

Вугілля Волинського родовища належить до марки газових, групи Г6. Основні промислові вугільні пласти n_8 , n_7^B , n_7 є середньозольні (A^d – 15,03-15,97 %), зольні (A^d – 18,20 % – пл. n_7), сірчисті (S_t^d – 2,36-3,19 %). Вміст летючих речовин (V^{daf} – 35,34-37,50 %) і теплотворною здатністю 7689-7752 ккал/кг. По пластах n_8 і n_7 вологість на аналітичне паливо (W^a) – відповідно 5,20 і 5,17 %, а волога на робоче паливо по цих пластах значно вища – 8,30 і 9,07 %. На основі досліджень, виконаних

Характеристика діючих шахт Нововолинського вуглепромислового району*

№ п/п	Показники	Шахта НВ №1	Шахта Бужанська	Шахта НВ №5	Шахта НВ №9
1	Вугільні пласти, що знаходяться на балансі	n_8, n_7	n_8, n_7	n_8, n_7	n_8, n_7^B
2	Вугільні пласти, що розробляються	n_8, n_7	n_8, n_7	n_8, n_7	n_8, n_7^B
3	Проектна потужність шахти, тис.т	300	300	450	450
4	Досягнута виробнича потужність, тис.т на 01.01.2005 р.	100	120	120	160
5	Глибина розробки, м	442	300	350	310
6	Схема розкриття	Двома здвоєними вертикальними стовбурами			
7	Система розробки	Стовпова з довгими стовпами зворотним ходом			
8	Керування покрівлею	Повне обвалення			
9	Транспортування з лави; з підготовчих виробок	Конвеєрна Акумуляторними електровозами й конвеєрна			
10	Спосіб вилучення вугілля	Комбайновий КД-80, КМ-103			
11	Провітрювання	Центральне усмоктування, попередня дегазація			
12	Рік уведення в експлуатацію	1954	1956	1959	1963

Таблиця 2.4*

Характеристика шахт Червоноградського геолого-промислового району

Показники	Шахта ВМ №1	Шахта ВМ №2	Шахта ВМ №3	Шахта ВМ №4	Шахта ВМ №6	Шахта ВМ №7	Шахта ВМ №8	Шахта ВМ №9	Шахта ВМ №10	Шахта ЧГ №1
Вугільні пласти на балансі	n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8	n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	$v_6, n_7, n_7^H, n_8^B, n_8, n_8^B$	n_7^B, n_7, n_7^H	$n_7^B, n_7, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9, n_{11}, n_{12}$	$n_7^B, n_7, n_8^B, n_8, n_9$
Вугільні пласти, що розробляються	n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8	n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	$n_7^B, n_7^H, n_8^B, n_8, n_9$	$v_6, n_7, n_7^H, n_8^B, n_8, n_8^B$	n_7^B, n_7, n_7^H	n_7^H, n_8^B	n_7^B, n_8^B, n_8
Проектна потужність шахти, тис. т	450	450	750	750	600	800	600	450	2400	900
Досягнута виробнича потужність шахти на 01.01.2005 р.	200	200	550	750	300	300	300	200	1500	650
Глибина розробки, м	460	375	450	532	530	510	450	450	550	520
Схема розкриття	Двома здвоєними вертикальними стовбурами									
Система відпрацювання	Стовпова з довгими стовпами зворотним ходом									
Керування покрівлею	Повне обвалення									
Транспортування з лави; з підготовчих виробок	Конвеєрна Акумуляторними електровозами й конвеєрна									
Спосіб вилучення вугілля	Комбайновий КД-80, КМ-103									
Провітрювання	Центральне усмоктування, попередня дегазація									
Рік введення в експлуатацію	1958	1957	1959	1961	1963	1970	1960	1962	1978	1971

*таблиці складено автором на основі опублікованих робіт і матеріалів геологічних звітів [5,

Українським державним науково-дослідним вуглехімічним інститутом (УХІН, м. Харків), вугілля пластів n_8 і n_7 , можна рекомендувати для використання у коксохімічній промисловості, а загалом вугілля Волинського родовища використовується як енергетичне паливо.

Червоноградський геолого-промисловий (вуглепромисловий) район (Рис. 2.2.) займає центральну частину басейну і співпадає з границями Забузького і Межиріченського вугільних родовищ. На північному сході межує з Нововолинським геолого-промисловим районом. Східна і південна його межі проходять смугою нижньовізейських вапняків, а південно-західна – вздовж Белз-Милятинської зони [32, 109].

Район є основним у басейні, де зосереджено 70-90 % усіх балансових запасів вугілля, більше половини діючих шахт («Великомостівська», «Межиріченська», «Відродження», «Лісова», «Зарічна», «Візейська», «Степова», «Надія», «Червоноградська»), резервні шахтні ділянки. Окремо розташоване Буське родовище з обмеженими запасами вугілля.

Основне промислове значення мають вугільні пласти n_7^H , n_7 , n_7^B , n_8 , n_8^B , n_9 , менше – v_6 . Максимальна вугленосність приурочена до південної частини району, у напрямку на північ вугленосність спадає внаслідок зменшення кількості робочих вугільних пластів та їх потужності. Для району характерне вугілля марок Г і Ж. Характеристика шахт Червоноградського геолого-промислового району наведено у таблиці 2.4.

Забузьке родовище розташоване в центральній частині басейну, на заході оконтурене кордоном з Польщею, на півночі межує з Волинським, на півдні – з Межиріченським родовищами [32, 109, 111]. У структурному відношенні родовище співпадає з Забузькою монокліналлю, Сокальською брахісинкліналлю й північно-західним крилом Межиріченської синклінали і відділяється від Волинського родовища порівняно глибоким (50-70 м) юрським розмивом продуктивної вугленосної товщі шириною 250-300 м. У стратиграфічному розрізі родовища беруть участь відклади девону, представлені середнім і верхнім відділами, кам'яновугільних відкладів турнейського, візейського,

серпуховського й башкирського ярусів, з потужною (350-400 м) товщею юрських, крейдових, неогенових і четвертинних відкладів.

Вугільні пласти Забузького родовища до 1996 р. розроблялися шахтами Червоноградська (ЧГ) №№ 1 і 2. У 1996 р. шахта ЧГ №1 була закрита з технічних причин, залишки балансових запасів вугілля були передані шахті ЧГ №2. На цей час вугілля Забузького родовища відпрацьовується тільки шахтою ЧГ №2.

Забузька монокліналь із однойменним родовищем кам'яного вугілля належить до центральної частини Львівсько-Волинської западини і є природним південно-західним продовженням Волинської монокліналі. У північній і центральній її частинах падіння порід південно-західне з кутом 1-2°, і лише в південно-західній частині спостерігається північно-східне падіння порід під кутами 2-6°. У межах монокліналі широко розвинені диз'юнктивні дислокації. Найбільшими з них є Забузький, Павловський, Цебрівський, Русинівський і Красносельський скиди, а також Дібровський і Жужелянський насуви [102, 103].

Амплітуда зсуву карбону по порушенню 15-35 м, а на схід від басейну досягає 90 м. Кут падіння площини зміщення 70-80°, напрямок падіння – західний.

Дібровський насув з південного заходу межує з Забузьким скидом, і простягається в тому ж південно-західному напрямку. Площина зміщення насуву падає на південний захід, амплітуда – 10-15 м. Північно-східне крило насуву опущене, південно-західне – підняте. Павлівський скид простягається паралельно Дібровському насуву з південно-західним напрямком зміщення. Кут падіння – 20-80°, амплітуда від 15 до 25 м. Цебрівський скид знаходиться у південно-західній частині монокліналі. Амплітуда розриву 10-35 м. Жужелянський насув знаходиться у південно-західній частині монокліналі з амплітудою до 25 м.

Сокальська брахісинкліналь – полого складка північно-західного простягання, з півночі обмежується Литовезькою антиклінальною зоною. Центр складки зміщений на захід, на пологих її крилах є місцеві локальні пологі підняття й занурення. Кут падіння порід у межах структури не перевищує 1-3°.

Основні промислові вугільні пласти Забузького родовища: n_7^H , n_7^B , n_8 , n_8^B , n_9 (табл. 2.4). У візейському ярусі залягає до 22 вугільних пластів і проверстків. Робочої потужності 0,50 м і більше місцями досягають пласти v_0^3 , v_0^4 , v_3 .

Пласт v_0^3 найпоширеніший у межах Забузького родовища. На полях шахт ЧГ №№ 5 і 6, пласт характеризується простою і складною, переважно двошаровою будовою. У південній і північно-західній частинах Забузького родовища, на площі полів шахт ЧГ №№ 1, 2, 3 і 4 пласт є неробочим, його потужність змінюється від 0,10 до 0,65 м, і тільки в північно-східній частині він виявляє робочу потужність, яка варіює від 0,30 до 2,20 м і в середньому становить 0,60 м (поле шахти ЧГ № 5) і 0,97 м (поле шахти ЧГ № 6). Породи представлені аргілітами, рідше – вуглистими аргілітами потужністю від 0,03-0,08 м до 0,10-0,24 м, іноді до 0,41 м. У безпосередній покрівлі пласту залягають аргіліти, у підшві – аргіліти, алевроліти, рідше пісковики. Глибини залягання пласта змінюються від 863 до 1031 м від денної поверхні.

Пласт v_0^4 на родовищі переважно простої будови й неробочої потужності, яка змінюється від 0,10 до 0,73 м і досягає кондицій тільки в окремих пластових перетинах. Те ж саме можна сказати про вугільний **пласт v_3** , потужність якого змінюється від 0,20 до 1,30 м.

Пласт v_6 залягає у верхній частині іваницької світи в 12-15 м від вапняка N_1 і є єдиним пластом, що зберігає робочу потужність на значних площах, має промислове значення на більшості полів шахт не тільки Забузького, але й Межиріченського родовища. Однак, і для цього пласту характерні типові для всієї нижньої вугленосної підформації риси – нестійка потужність і часті стоншування й виклинювання. Пласт має робочу потужність на Забузькому родовищі від 0,50 до 1,34 м при середніх значеннях відповідно 0,76, 0,88, 0,62 і 0,72 м і на полях шахт ЧГ №№ 1, 2, 5 і 6. На полі шахти ЧГ № 2 потужність витримана. Будова пласта різна – від простого, однопачкового, до складного, дво-, три- і багатопачкового. Переважає пласт дво-трипачкової будови, у якому потужність нижньої пачки становить 0,36-1,23 м, верхньої – 0,08-0,36 м, рідко – 0,46-0,68 м і середньої за трипачкової будови – 0,10-0,45 м. Потужність

розділяючих породних прошарків, представлених переважно аргілітами й вуглистими аргілітами, як правило, невелика й варіює в межах 0,02-0,15 м і тільки в деяких випадках досягає 0,23-0,50 м. У цілому морфоструктура пласта має складний характер, ускладнюється в місцях розщеплення пласта на дві вугільні пачки. Глибина залягання пласта змінюється з північний сходу на південний захід від 608,0 до 687,5 м.

Основна промислова вугленосність родовища пов'язана з відкладами бужанської світи, яка представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів із прошарками маркуючих вапняків N_3 , N_4 , N_5 , N_6 , N_7 . Потужність бужанської світи досягає 280 м і за літологічними ознаками вона поділяється на три частини. Нижня (потужність до 85 м) між вапняками N_3 і N_4 представлена аргілітами й алевролітами. Пісковики для цієї частини розрізу не характерні. Зустрічається сапропелеве вугілля, яке не має чіткого стратиграфічного положення. Середня частина (потужність до 90 м) – від вапняка N_4 до N_7 – складена піщано-глинистими відкладами, серед яких найхарактернішими в розрізі є «сріблясті» пісковики. Верхня частина – до підосви вапняка B_1 (N_{10}) представлена пісковиками, алевролітами й аргілітами; локально зустрічаються хомогенні вапняки N_7 - N_9 потужністю не більш за 0,15 м.

Основні промислові вугільні пласти в розрізі світи n_7 , n_7^B , n_8 , n_8^B , n_9 . Найнижчий вугільний пласт n_7^H у північній частині родовища (поля шахт ЧГ №№ 3, 4, 5 і 6) малопотужний (0,05-0,50 м) і практичного значення не має. У південному напрямку пласт розмитий і заміщений аргілітами, алевролітами або пісковиками (поля шахт ЧГ №№ 1 і 2).

Пласт n_7 , що залягає в середній частині бужанської світи вище вугільного пласта n_7^H на 5-18 м, належить до робочих і розроблявся шахтами ЧГ № 1 і 2. Крім того, пласт має робочу потужність на полі шахти ЧГ №4. Потужність змінюється від 0,30 до 1,05 м і в середньому становить 0,55-0,59 м при складній – дво-п'ятипачковій будові, рідше – при простій. У більшості випадків пласт невитриманий за потужністю, у покрівлі пласта залягають аргіліти, рідше

алевроліти, місцями вуглисті аргіліти, у підосві – переважно алевроліти. Глибина залягання пласта змінюється від 413 до 593 м.

Пласт n_7^B залягає на 10-15 м вище пласта n_7 і відрізняється від нього більш витриманим розповсюдженням (поля шахт ЧГ №№ 1-6). Його потужність змінюється в широких межах – 0,48-2,10 м, при середніх значеннях 0,64-0,98 м. Будова пласта проста, однопачкова, і складна, переважно двопачкова. У північній частині родовища пласт характеризується сталим поширенням і досить невитриманою потужністю й структурою. На полі шахти ЧГ № 3 його потужність становить 0,65-0,80 м лише у вузькій смузі уздовж західної межі родовища басейну. У межах поля шахти ЧГ № 4 корисна потужність пласта досягає 0,70-0,80 м і приурочена до невеликої західної площі, а в східній половині пласт стоншується до 0,50-0,56 м. Найбільш значна площа робочої потужності пласта (близько 25 км²) поширена в південно-східній половині поля шахти ЧГ № 6, пов'язаною із Сокальською ділянкою і полем ВМ шахт, тут потужність пласта коливається від 0,60 до 0,95 м. Глибина залягання пласта варіює в межах 487,5- 695,0 м.

Пласт n_8 залягає в теригенних відкладах верхньої частини бужанської світи на 5-15 м вище вугільного пласта n_7^B . У межах родовища пласт розповсюджений досить широко, він характеризується витриманою потужністю на значних площах за винятком полів шахт ЧГ №№ 5 і 6. Його потужність коливається від 0,35 до 1,58 м при середніх значеннях 0,62-0,98 м. Будова пласта переважно проста, однопачкова. На площі полів шахт ЧГ №№ 1 і 2 пласт має двопачкову будову: верхня пачка складена винятково сапропелітом, а нижня – гумусовим вугіллям. Зміна потужності пласта по пачках: верхня – 0,50-0,60 м, нижня – 0,71-0,85 м; розділяючий породний прошарок, представлений аргілітом, має потужність 0,10-0,23 м. Глибина залягання пласта змінюється від 468 до 680 м.

Пласт n_8^B вирізняється значною сталістю в геологічному розрізі, він розташований на 2-10 м вище пласта n_8 , у верхній частині розрізу бужанської світи. У межах Забузького родовища пласт має робочу потужність на полях шахт

ЧГ №№ 1, 2, 3, 5 і 6, окрім поля шахти ЧГ № 4, де потужність становить 0,15-0,38 м. Потужність пласта на родовищі змінюється від 0,50 до 2,10 м при середніх значеннях 0,85-1,12 м і належить до відносно витриманих (поля шахт ЧГ №№ 1 і 3), витриманих (поле шахти ЧГ № 2) і невитриманих (поля шахт ЧГ №№ 5 і 6). Пласт характеризується складною будовою, складений переважно двома пачками гумусового вугілля, у окремих випадках нижня пачка представлена сапропелітом. Розділяючий породний прошарок найчастіше представлений пісковиком або аргілітом, рідше – вуглистим аргілітом. Глибина залягання – від 376 до 574 м.

Пласт n_9 залягає під вапняком B_1 (N_{10}) у припокрівельній частині бужанської світи серпуховського ярусу і є верхнім пластом, досить стійким у стратиграфічному розрізі. У межах родовища він розповсюджений тільки на полях шахт ЧГ №№ 1, 2 і 3 і на перших двох має робочу потужність (від 0,53 до 1,30 м при середніх значеннях 0,62 і 0,82 м відповідно). На полі шахти ЧГ № 1 пласт невитриманий за потужністю, а на полі шахти ЧГ № 2, де він розробляється, відносно витриманий і представлений двома вугільними пачками, розділеними тонким прошарком аргіліта – до 0,10 м. У покрівлі пласта залягає аргіліт, у підшві – алевроліт. Глибина залягання пласта варіює від 349 до 498 м.

У відкладах башкирського ярусу, представлених у районі середнім відділом, найчіткіше вираженими вугільними пластами на родовищі є b_1 і b_3 . Пласт b_1 залягає в нижній частині башкирського ярусу в піщано-алевролітових породах морозовицької світи, безпосередньо під маркуючим вапняком B_2 (N_{10}), пласт b_3 – у верхній частині розрізу тієї ж світи, на 26 м вище вугільного пласта b_2 і на 61 м вище вугільного пласта n_9 .

Пласт b_1 на площі родовища утворює вузьку смугу уздовж державного кордону з Польщею на полях шахт ЧГ №№ 3 і 4 і характеризується потужністю від 0,10 до 1,30 м переважно 0,25 - 0,70 м. В межах поля шахти ЧГ № 4 потужність зростає від 0,57 до 1,27 м при середньому значенні 0,53 м. Будова пласта проста, однопачкова, у покрівлі залягають вапняки, подекуди аргіліти, у

підосві – переважно пісковик. Глибина залягання пласта змінюється від 334 до 479 м.

Пласт b_3 характеризується значним поширенням, окрім поля шахти ЧГ № 1. Потужність пласта змінюється від 0,10 до 0,90 м, робоча потужність відзначається в рідких пластових перетинах на окремих ділянках, тому практичного значення він не має. Глибина залягання пласта 337-409 м [109].

Межиріченське родовище кам'яного вугілля розташоване в південній частині Львівсько-Волинського басейну. Північна межа родовища умовно проходить по р. Солокія та контурами полів шахт ЧГ №№ 1 і 2. Східна, південна й західна межі проходять по виходу вугільного пласта n_7^H на поверхню карбонових відкладів під мезо-кайнозойськими породами [32, 109, 111]. Геологічна будова родовища аналогічна Забузькому.

Родовище приурочене до Межиріченської синкліналі, яка відділяється на північний схід від Сокальської брахисинкліналі пологим підняттям – Червоноградською антиклінальною зоною. Підняття помітно проявляється в межах Забузької монокліналі, а потім збільшується по амплітуді й ширині в південно-східному напрямку. На заході синкліналь обмежується Белз-Милятинською антиклінальною зоною, на півночі переходить у Забузьку монокліналь, на півдні – замикається. Із глибиною структура не загасає і у візейських відкладах виділяється ще більш чітко. Межиріченська синкліналь має широке пологое дно, що ускладнюється локальними складками третього, четвертого й вищого порядку, і мають позитивні (пологі антикліналі й флексурні підняття) й негативні (синклінальні складки, напівзамкнені западини й мульди) замкнені й напівзамкнені форми.

Синкліналь має північно-північно-західне простягання з порівняно пологим заляганням порід з кутами нахилів у центральній частині 2-3°, на східному крилі складки – 0,5-1,5° з нахилом до заходу й південно-заходу, на західному крилі – 1,5-5,0° з нахилом на схід і північний схід. На східному крилі структури, ближче до виходу пластів $n_9 - n_7^H$ під мезозойські відклади, залягання порід майже горизонтальне й ускладнене дрібними, нерідко слабо вираженими

куполоподібними підняттями й зануреннями. Простягання складок на південному сході родовища (поля шахт ВМ №№ 1, 5, 9) північно-західне, подекуди – субширотне, на північний схід (поле шахти ВМ № 2) – переважно субширотне.

Межиріченський скид проходить по східному борту з амплітудою 80-110 м, і є продовженням Забузького скиду. Порушення прослідковується за межами поширення вугільних пластів.

З введенням в експлуатацію ВМ шахт гірськими виробками розкрита велика кількість розривних порушень, серед яких виділяються скид №7, Красносельський скид, серія скидів і насувів із амплітудою 2-5 м, рідше – 10-15 м. На східній окраїні шахтного поля ВМ № 5 виявлена зона поширення скидів шириною 500-700 м північно-західного простягання з різними параметрами зсуву, найбільший з яких (скид №7) досягає 15,0 м.

Жужелянський насув простежується на західному крилі синклінальної складки, розкритої на площі поля шахти ВМ № 6 з амплітудою 13 м з кутом падіння 37° . Великомоствівський насув, простежується на західному крилі синклінальної складки амплітудою 15-20 м.

Основними промисловими вугільними пластами Межиріченського родовища є: v_6 , n_7^H , n_7 , n_7^B , n_8 , n_8^B , n_9 .

Шахта «Великомостівська» введена в експлуатацію у 1958 р. з проектною видобувною потужністю 450 000 т/рік. Шахтне поле розкрите двома вертикальними стовбурами глибиною 499 і 473 м. Відпрацьовує пласти n_7^H , n_8 .

Шахта «Межиріченська» введена в експлуатацію у 1959 р. з проектною видобувною потужністю 750 000 т/рік, що було досягнуто у 1962 р. Шахтне поле розкрито двома вертикально-здвоєними стовбурами до пласта n_7^H глибиною 487 і 503 м. Гірничі роботи проводились на глибинах від 421 до 510 м. Відпрацьовує пласти n_7^H , n_7^B , n_8 , n_8^B потужністю 0,6-1,7м.

Шахта «Відродження» здана в експлуатацію у 1961 р. з проектною потужністю 750 000 т/рік. У межах шахтного поля залягають 4 пласта робочої потужності: n_7^H (Сокальський), n_7^B (Західно-Буський), n_8 (Межиріченський), n_8^B

(Тонкий) потужністю 1,16 – 1,35 м з кутами падіння 0-30°. Розробляються два пласти: n_8 , n_8^B . Шахтне поле розкрито двома вертикальними центрально-здвоєними стовбурами. Водонасиченість шахти незначна і становить 13,6 м³/год. Система розробки – стовбурова з відпрацюванням запасів лавами зворотного напрямку. Віднесена до понадкатегорійних за газом метаном і небезпечною за вибухом вугільного пилу. Відносна метанозбагаченість шахти – 41,88 м³/т, абсолютна – 10,73 м³/хв. Максимальна глибина відпрацювання у 1990 р. – 540 м. Довжина підземних виробок 1990 р. – 60,8, 1999 р. – 46,6 км. Кількість очисних вибоїв у 1990 р. – 4, 1999 р. – 2, підготовчих: 1990 р. – 4, 1999 р. – 4.

Шахта «Лісова» (ВМ № 6) введена в експлуатацію у 1963 р. з проектною потужністю 600 000 т/рік. 1.01.2010 р. встановлена виробнича потужність 300 000 т/рік. Відпрацьовуються пласти n_7^H , n_8^B потужністю 2,71 – 3,61 м з кутами падіння 2-60°. Максимальна глибина відпрацювання 1998 р. – 515 м. Довжина підземних виробок 1990 р. – 51,2, 1999 р. – 42,4 км.

Шахта «Зарічна» введена в експлуатацію – 1970 р. з проектною потужністю 800 000 т/рік. На 01.01.2010 р. встановлена виробнича потужність 300 000 т/рік. Відпрацьовуються пласти n_8^B потужністю 1,03-1,13 м з кутами падіння 0-30°. Кількість очисних вибоїв 1990 р. – 5, 1999 р. – 1; підготовчих: 1990 р. – 7, 1999 р. – 1. Максимальна глибина відпрацювання: 1990 р. – 510, 1999 р. – 485 м.

Шахта «Візейська» (ВМ №8) введена в експлуатацію 1960 р. Відпрацьовувались пласти n_7^H , n_7 , n_7^B , n_8^B потужністю 1,01 – 1,16 м з кутами падіння 0-30°. Кількість очисних вибоїв: у 1990 р. – 4, 1999 р. – 2, підготовчих: 1990 р. – 5, 1999 р. – 2. Максимальна глибина відпрацювання: 1990 р. – 435 м, 1999 р. – 457 м. Довжина підземних виробок: 1990 р. – 40,7, 1999 р. – 37,7 км. На даний момент шахта ліквідована, обладнання повністю демонтовано і засипано.

Шахта «Степова» (ВМ №10) введена в експлуатацію у 1978 р. з проектною видобувною потужністю 2,4 млн т/рік. Шахтне поле розкрито чотирма вертикальними стовбурами. Відпрацьовуються пласти n_7^H та n_8^B потужністю 1,1-1,5 м з кутами падіння 0-6°. Шахта понадкатегорійна за концентрацією метану,

вибухонебезпечна за вугільним пилом. Максимальна глибина відпрацювання 1990 і 1999 рр. – 540 м. Довжина підземних виробок: 1990 р. – 98,4, 1999 р. – 85,5 км.

Шахта «Надія» (ВМ №9) в експлуатації з 1962 р. з проектною потужністю 450 000 т/рік. Видобуток вугілля ведеться по пластах n_7^H (Сокальський) потужністю 1,0-1,2 м, n_7 (Супутник) потужністю 0,9-1,15 м. Шахта віднесена до понадкатегорійних за вмістом метану і небезпечних за вибухом вугільного пилу. Шахта видобуває енергетичне вугілля марки «Ж» з параметрами: зольність – 24,9%, вологість – 5,0%, вміст сірки – 2,9%, вихід летючої речовини – 36,4%.

Шахта ЧГ № 2 була введена з проектною потужністю 900 000 т/рік. Відпрацьовуються три вугільні пласти n_7^B , n_8 , n_8^B . Глибина підрахунку запасів на шахті становить 600 м, а досягнута глибина розробки вугільних пластів – 525 м. Межі середньорічних коливань відносної газозбагаченості шахти ЧГ №2 становлять 15,2-23,0 м³/т д.в. при глибині очисних виробок від поверхні карбону відповідно 110-120 м (дані десятирічних спостережень), що дає можливість віднести шахти до понадкатегорійних. Вугільний пласт v_6 , що намічався до розкриття, знаходиться в метановій зоні й характеризується найвищою природною газоносністю, яка перевищує 20 м³/т с.б.м. Гірські виробки в цьому пласті будуть найбільше метанозбагаченими і їх слід кваліфікувати як понадкатегорійні.

Поле шахти ЧГ № 3 межує з полем шахти «Степова». Можливе об'єднання запасів вугілля з ліквідованою шахтою ЧГ № 5. Поле шахти ЧГ №3 розташовується на західній окраїні Забузького родовища і основні вугільні пласти, що підлягають розробці, перебувають у метановій газовій зоні, їх природна газоносність змінюється в межах 5,05-18,30 м³/т с.б.м. Максимальна газоносність пов'язана з вугільними пластами n_7 , n_7^B , n_8 , n_8^B . Очікується висока метанозбагаченість. Поле шахти ЧГ № 4 знаходиться на схід від ЧГ № 3, у зоні впливу Забузького скиду. Газоносність вугільних пластів, що підлягають відпрацюванню, від 1,75 до 5,0 м³/т с.б.м. Це пов'язано з підвищеною дегазацією самого скиду. Основна частина шахтного поля розташована в межах метано-

азотної газової зони й за ступенем метанозбагаченості майбутню шахту можна віднести до третьої категорії.

Південно-Західний вугленосний район розташований на південно-західній окраїні басейну (Рис. 2.2.), включає Тяглівську і Карівську синкліналі, що виділяються як окремі родовища, і приурочений до ділянки максимального занурення кам'яновугільних відкладів. У межах Південно-Західного вугленосного району геологорозвідувальними роботами виявлено Тяглівське родовище та Любельську вугленосну площу; виділено вісім шахтних полів: три на Тяглівському родовищі і п'ять на Любельській площі.

У тектонічному відношенні – це дві пологі синклінальні складки, розділені невеликим антиклінальним підняттям і Бутин-Хлевчанською зоною насувів. Вугленосні відклади залягають під товщею верхньокрейдових (до 600 м) і юрських (до 50 м) утворень і містять вісім вугільних пластів робочої потужності: n_7^H , n_7 , n_7^B , n_8 , n_8^B , n_9 , n_{10} , b_1 . Найбільш витримані пласти n_9 і b_1 залягають на глибині 500-700 м. Пласти n_8^0 , n_8^5 , b_3 мають другорядне значення. Це основний перспективний район басейну, в межах якого планується приріст балансових запасів і проведення подальших геологорозвідувальних робіт.

У Південно-Західному районі найцінніший **пласт n_7^B** має просту будову, поширений на півночі (середня потужність 1,06 м) і півдні (середня потужність 0,86 м) Тяглівського родовища.

Пласт n_9 на полях шахт Червоноградського геолого-промислового району зберігає робочу потужність у межах невеликих локальних ділянок, які не зазнали розмиву.

Пласт b_1 залягає в розрізі на 30 м вище пласта n_9 , промислове значення має в центральній частині Тяглівського родовища (середня потужність 0,76 м). На Любельській площі пласт b_1 поширений повсюдно в осьовій частині Карівської синкліналі (промислова потужність 0,75-1,13 м) і відсутній на півдні площі. будова пласта складна, дво-, -три-пачкова.

У північній і центральній частинах Любельської площі **пласт n_7^B** має просту будову і середню потужність 1,14 м. У південній частині, де потужність

пласта n_7^B змінюється в межах 0,88-0,91 м, він має складну дво-три-пачкову будову.

Пласт n_8^0 поширений на окремих ділянках Тяглівського родовища та на Любельській площі, де у її південній і північній частинах має промислове значення (потужність 0,60-0,75 м). У центральній частині Любельської площі потужність пласта зменшується до 0,15-0,25 м, його будова проста, однопачкова, подекуди – двопачкова.

Пласт n_8^5 поширений на Любельській площі, окрім її південної частини. Його потужність змінюється від 0,55 до 0,95 м, будова різноманітна: проста, дво-, три-пачкова.

Пласт b_3 в межах Любельської площі має промислове значення і поширений у південній її частині. Середня потужність – 0,72-0,81 м.

Тяглівське родовище знаходиться на захід від Червоноградського геолого-промислового району. Воно є пологою мульдою з віссю північно-західно-північного напрямку. Синкліналь замкнута на півдні і відкривається на північ.

Глибина залягання відкладів карбону – 300-500 м. Детальну розвідку здійснено на полі шахти «Тяглівська-1», запаси затверджені в Державній комісії по запасах (ДКЗ) України. Ділянка підготовлена для промислового освоєння.

Карівське (Любельське родовище) розташоване на захід від Тяглівського. Як і Тяглівське, воно є синкліналлю, що замикається на півдні і відкривається на північ. На глибині 700-1000 м залягають кам'яновугільні відклади. Виходи наміюрських (серпухівських) вугільних пластів оконтурюють карівську мульду.

На поле шахти «Любельська №1-2», що включає ділянки №№ 1, 2, надана ліцензія на спільну розробку загальних запасів обох ділянок. На решті площі – родовища, перспективні для розвідки.

Південно-Західний вугленосний район на сьогодні – основний район, з яким пов'язані подальші перспективи розширення сировинної бази Львівсько-Волинського басейну [32].

2.2 Аналіз петрофізичних властивостей та літолого-фаціальної характеристики порід

Вугленосні відклади басейну – єдина, циклічно побудована поліфаціальна, паралічна вуглегазонасна формація схилів древніх щитів (західного схилу УЩ) та передових прогинів (Карпатського прогину герцинід) [137]. Формація є не лише поліфаціальним, а також і складним геохімічним утворенням. В історико-геологічному аспекті формація знаменує великий нижньо-середньокарбоновий етап вугленакопичення на західній частині СЄП та відповідає регресивному седиментаційному циклу шостого порядку [3, 55, 82, 109, 110, 150].

Характерною особливістю формації є циклічність не лише високого, але й нижчого порядку. У межах різних частин території басейну її розріз складається з численного перешарування (знизу вверху) пісковиків, алевролітів, аргілітів, вугілля, вапняків. Будова вугленосної товщі ритмічна, у кожному ритмі фації змінюються від морських через перехідні до континентальних. Найбільш розвинуті перехідні фації: алевроліти, аргіліти, пісковики. Вапняки та вугілля мають підпорядковане значення. У покрівлі утворення представлені різнобарвними теригенними відкладами середньої юри (потужність до 130 м), верхньояурськими теригенно-карбонатними відкладами (до 800 м), карбонатною (глауконіто-крейдіною) формацією верхньої крейди (до 100 м). Четвертинні відклади розвинуті по всій території та мають товщину 0,5–10 м.

У цілому вугленосність басейну зростає з півночі на південь зі збільшенням потужності робочих вугільних пластів та їхньої кількості. Найбільша кількість вугільних пластів робочої потужності приурочена до серпуховських відкладів; візейська товща менш вугленосна. Ступінь вугленосності формації змінюється і за стратиграфічним розрізом. Знизу вверху вугленосність як загальна, так і промислова зростає [97]. Для відкладів карбону характерний загальний регіональний нахил на південний захід під кутом 1–20°. Моноклінальне падіння ускладнене синклінальними та антиклінальними зонами

південно-східного простягання. Широко розвинені також розривні дислокації в основному північно-західного простягання [47].

На території басейну у пізньому серпухові – ранньому башкирі через пасивний тектонічний режим західного схилу УЩ відсутні перерви у осадконакопиченні, а сприятливі для вуглеутворення умови визначили утворення верхньої (алювіально-озерно-болотно-лагунної) високовугленосної підформації [3]. Нижня підформація – болотно-морська.

У підформаціях на площі поширення зміни рідкісних та розсіяних елементів мають різний характер. Пісковикам властивий низький геохімічний фон: характерним індикатором є підвищений вміст хрому та вольфраму; решта елементів мають понижений вміст. Підвищення вмісту мікроелементів відмічається у нижній підформації переважно в Південно-західному вугленосному районі. Геохімічний фон алевролітів непостійний: до елементів, що характеризують алевроліти, можна віднести підвищення вмісту нікелю. На площі і за розрізом найбільші концентрації типові для верхньої підформації у північно-східній частині басейну та нижньої підформації – у південно-західній його частині. Для аргілітів встановлено підвищений вміст літію, ванадію, бору, фосфору, цинку, свинцю, вісмуту, кобальту; понижений – хрому; решта елементів мають підпорядковане значення.

Значним геохімічним фоном характеризується верхня вугленосна підформація, особливо у північно-східній частині басейну. Вапняки мають досить низький геохімічний фон, у порівнянні з пісковиками; хорошим індикатором вапняків є підвищений вміст стронцію, барію та марганцю; знижений – титану та кобальту. На площі і в розрізі підвищеним рівнем цих елементів у вапняках характеризується нижня підформація у південно-західній частині басейну. Підвищений геохімічний фон зумовлений, вірогідно, специфічними умовами накопичення верхів іваницької, лишнянської та низів бужанської світ як перехідних утворень від нижньої болотно-морської до верхньої алювіально-озерно-болотно-лагунної підформації.

Для нижньої вугленосної підформації встановлено підвищення геохімічного фону в центральній та південно-західній частинах басейну, для верхньої – на крайньому південному заході території. Міграція зон високих вмістів елементів вгору за розрізом формації та у південно-західному напрямку пов'язана з аналогічною міграцією озерно-болотистих та лагунних, переважно глинистих, утворень, яка зумовлена загальною регресивною спрямованістю осадконакопичення й відступом моря на південний захід [75, 76].

Вибір методичних прийомів визначений метою та задачами дисертаційної роботи: вивчення ролі літолого-фаціальних ознак вміщуючих порід вуглепородного масиву для визначення можливого напрямку формування техногенних газових колекторів.

Петрографічний склад вивчався за макропетрографічними дослідженнями з колекції відділу геології вугільних родовищ ІГН НАНУ.

Мікропетрографічний склад вивчався у тонких прозорих шліфах під біокуляром МБІ-6, у прохідному світлі (МБ РН 4Х/0.10) та (мб. РН 20х/0.40).

Конгломерати, гравеліти складають лише 0,25% розрізу вугленосної формації, утворюють малопотужні (0,2-1,5 м до 3-4 м) лінзи та прошарки в основі потужніших пластів пісковиків, що складають нижні частини седиментаційних циклів та залягають на нижчезалягаючих породах з нерівним контактом розмиву.

Цемент породи піщаний; тип: поровий, виповнює поровий простір, регенераційний. Порода сірого, темно-сірого кольору.

Гравеліти – середньо-грубозернисті (Рис. 2.3.), конгломерати – крупногалечні, поліміктові, представлені перевідкладеними (в основному сидеритовими) конкреціями, рідше кварцитоподібними пісковиками, окременілими аргілітами, кварцом. Порода, переважно, сірого або темно-сірого кольору. Вміст основних хімічних компонентів становить (%): SiO_2 – 89,62; Al_2O_3 – 3,73; Fe_2O_3 – 4,98; TiO_2 – 0,11; CaO – 1,4; MgO – 0,4; K_2O – 0,41; Na_2O – 0,41; SO_3 – 0,08; CO_2 – 0,5. Уверх за розрізом, а також з південного заходу на північний схід зростає ступінь розвитку конгломератів та гравелітів як в цілому у формації, так і у окремих підформаціях.

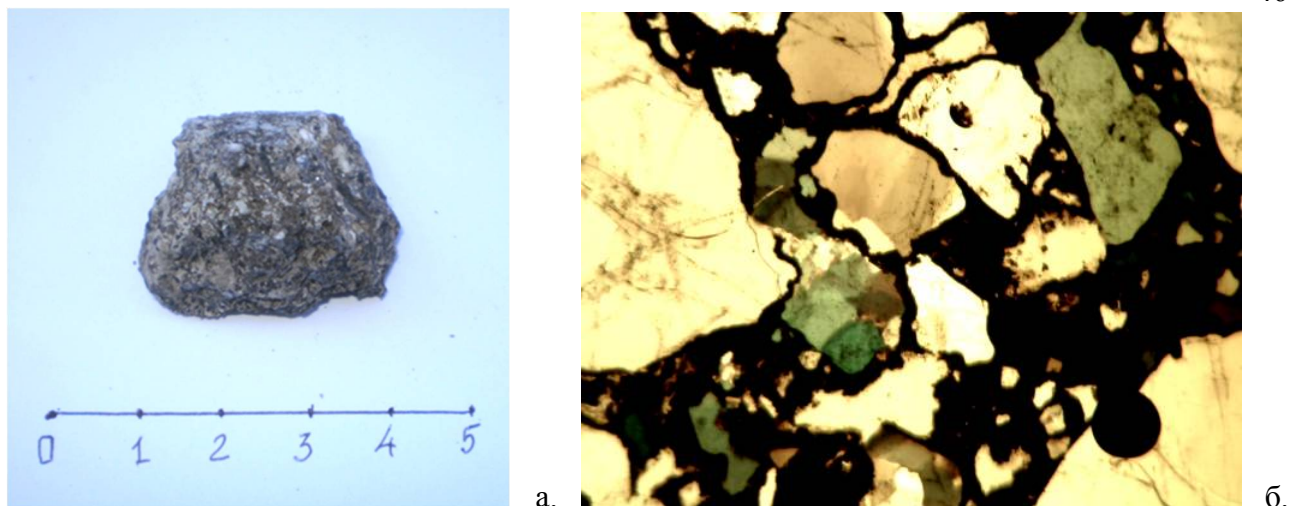


Рис. 2.3. Гравеліт дрібногравійний, несортований, нешаруватий, з окремими дрібними гальками кварцу з хаотичною текстурою: а) зразок породи; б) шліф 17272 під мікроскопом. (Мб РН 4Х/0.10)

Пісковики гравелітові є перехідними породами від гравелітів до пісковиків, у вуглегазоносній формації мають обмежене поширення, утворюючи лінзи та прошарки потужністю 0,5-1,5 м; колір сірий, світло-сірий.

Основні компоненти, що складають гравелітові пісковики: кварц, польовий шпат, уламки порід, цемент. Уламки порід та мінералів розміщені у породі неупорядковано і рівномірно. Розмір зерен коливається в межах від 0,4 до 1,5-2 мм. Вміст зерен кварцу становить 60-85%. Кварц у складі уламків порід та окремих зерен містить газово-рідкі включення, включення циркону та інших мінералів. Польові шпати містяться у кількості від 2 до 32%, становлячи у середньому 5-8%. Плагіоклаз переважає над калієвим польовим шпатом. Зі слюд переважає мусковіт (0,5-1%). Осадкові породи представлені алевролітами, аргілітами, дрібнозернистими вапняками. Серед метаморфічних порід: кварцити, мікрокварцити, мікросланці (слюдисті, кварцево-слюдисті, кварц-серицитові, хлоритові), гнейсоподібні породи. Магматичні – одиничними зміненими ефузивами основного та кислого складу, у яких спостерігається включення рудних мінералів. Ці уламки напівокатані та окатані. Акцесорні мінерали представлені зернами діаметром 0,04-0,2 мм різного ступеню окатаності. Найбільше поширення мають гранат, апатит, циркон, турмалін, менш поширені рутил, монацит, рогова обманка, сфен.

За типами цементу більшим розмаїттям характеризується пісковики Південно-Західного вугленосного району у порівнянні з Нововолинським та Червоноградським геолого-промисловими районами. Поряд з глинистим, у Південно-Західному вугленосному районі зустрічається хлоритовий, глауконітовий, фосфатний, кремнеземний цемент. У Нововолинському та Червоноградському геолого-промислових районах – переважно глинистий та кремнеземний типи [74].

Пісковики. До цієї групи належать дрібно-, середньо- та грубозернисті пісковики. Колір сірий, світло-сірий, рідше темно-сірий. Текстура хаотична, мозаїчна. Структура псамітова, алевропсамітова (Рис. 2.4., 2.5.).

Вміст уламкових компонентів коливається у межах 70-97%. Вони майже повністю (на 97-98%) представлені легкою фракцією, складеною кварцом (50-99%), польовими шпатами (1-17%), уламками порід (4-35%), слюдою (1-20%). Польові шпати представлені плагіоклазами та мікроклінами з домінуванням першого. Уламки порід добре окатані або напівокатані. Переважають уламки метаморфічних порід: мікрокварцитів, сланцевих порід (кварцево-слюдисті, хлоритові, слюдисто-кварцеві), порід з гнейсовою текстурою; з осадових – силіцитів; з магматичних – уламки гранітоїдів та змінених ефузивів. Слюдисті мінерали представлені сталим вмістом мусковіту, біотиту, гідрослюд (від одиничних лусок до 12-15%). Важка фракція, що становить у середньому 2-3% породи, представлена, переважно, гранатом, апатитом, цирконом, турмаліном, рутилом, монацитом. Підпорядкований розвиток мають хромшпінеліди, епідот, авгіт, рогова обманка, ільменіт, анатаз, ставроліт.

Цемент становить 2-3% породи й характеризується різноманіттям (особливо у Південно-Західному вугленосному районі) за аналогією з описаними вище гравелітовими пісковиками. У пісковиках розвинена цементация пор: виповнення, регенераційна, іноді базальна і контактова. Середньо- і, особливо, дрібнозернисті пісковики характеризуються значним вмістом органічної речовини, рослинного детриту, а подекуди присутні агрегати мікроконкрецій піриту.

Мінералогічний склад пісковиків вугленосної формації змінюється угору по розрізу. У нижній частині високовугленосної підформації (середня частина бужанської світи) в т.ч. «сріблястих пісковиків» фіксуються підвищений вміст мусковіту.

В цілому, вверх за розрізом у пісковиках відбувається збільшення вмісту SiO_2 та зменшення Al_2O_3 . За гранулометричним складом пісковики окремих районів басейну досить подібні між собою. Уверх за розрізом на початку помітне деяке огрубіння матеріалу, що досягає максимуму у нижній частині високовугленосної підформації (середина бужанської світи), після чого пісковики стають тоншими [74].

Алевроліти (Рис. 2.6.). Від пісковиків відрізняються темно-сірим кольором, часто зумовленим присутністю глинистих мінералів та органіки.

Породи характеризуються алевритовою, алевро-пелітовою та алевро-псамітовою структурою, від хаотичної до горизонтально-мікроверстуватої та косо-мікроверстуватої текстур.

Головну масу алевролітів (50-90%) складає кварц, зерна якого мають різний ступінь окатаності. Кварц містить включення точково-рідинних утворень рівномірно поширених по всьому об'єму зерен або по периферії. Зустрічаються прозорі зерна майже без включень. Польовий шпат присутній у вигляді незначного домішку – від поодиноких зерен до 2%, представлений вивітрилим або слабовивітрилим плагіоклазом (Рис. 2.7.).

Слюди представлені біотитом, мусковітом, гідрослюдою, що містяться в породі хаотично. Акцесорні мінерали становлять незначні домішки. Їхній склад аналогічний описаному вище складу пісковиків. Рослинний обвуглений детрит міститься у кількості від 1,5 до 20%, поширений хаотично, рівномірно або шарами.

Тонкодисперсна органічна речовина, поширюючись рівномірно по всій породі, подекуди надає їй бурого забарвлення (Рис. 2.8.). По рослинному детриру розвивається пірит. Цемент складає 12-15%, іноді до 22% породи. За складом

кремнисто-гідрослюдистий, кременевий, глинистий та карбонатний (кальцитовий, у поодиноких випадках сидеритовий).

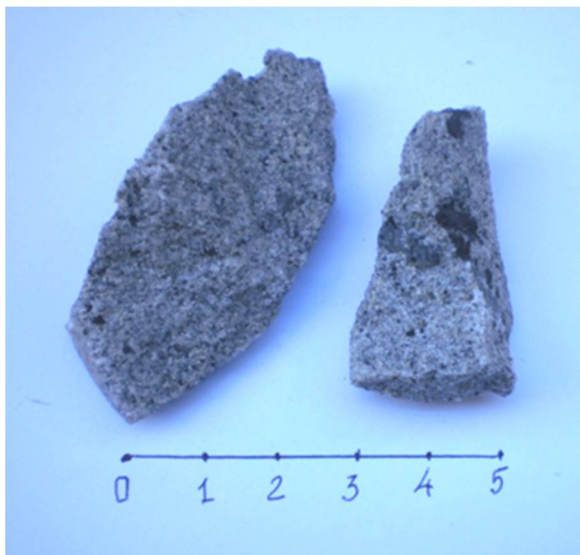
Глинисті алевроліти характеризуються сталим співвідношенням алевритового та глинистого компонентів, вміст останнього зазвичай становить 20-30%. Глиниста речовина поширена шарами, у вигляді окремих згусткових утворень. У цій групі алевролітів відмічені лінзоподібні закатиші – скупчення кварцу у основній глинистій масі. Глиниста речовина також збагачена рослинним детритом і слюдою.

Хімічний склад алевролітів та особливості його змін по вертикалі аналогічні тим, що були встановлені для пісковиків.

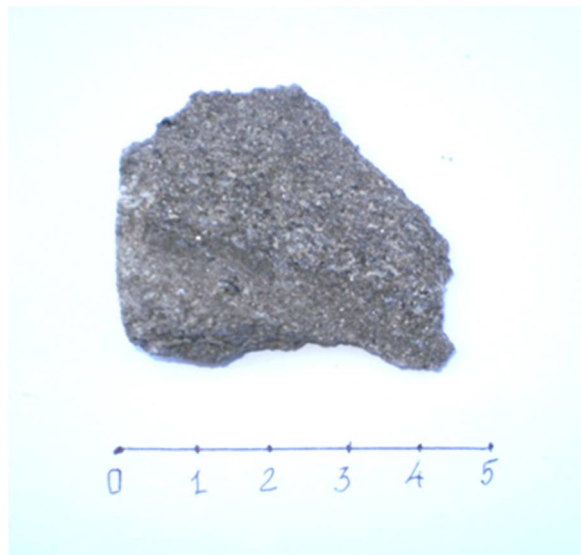
Пісковики та алевроліти досить поширені у формації, становлячи 19 і 39% розрізу. Пісковики частіше поширені у основі піщано-алевритових товщ, утворюючи з підстилаючими породами нерівний, різкий контакт. Потужність досягає 25-30 м та більше. Алевроліти складають пласти, лінзи, прошарки, що характеризуються різною потужністю та витриманістю по площі.

Уверх за розрізом від нижньої підформації до верхньої вміст пісковиків та алевролітів збільшується. Для усієї формації, а також для окремих її частин, встановлено зменшення ступеню розвитку вказаних порід у південно-західному напрямку [74].

Аргіліти. Найпоширеніші тонкодисперсні та алевритисті аргіліти (Рис. 2.9.). Вуглисті, а також вапнякові різновиди обмежені. Колір сірий, темно-сірий, рідше світло-сірий та коричнювато-сірий. Темне забарвлення зумовлене присутністю гумусового матеріалу. Структура аргілітів пелітова та алевропелітова. Мікротекстура хаотична, рівномірна, горизонтальна, косоверстувата, лінзоподібно-мікроверстувата.



а



б



в

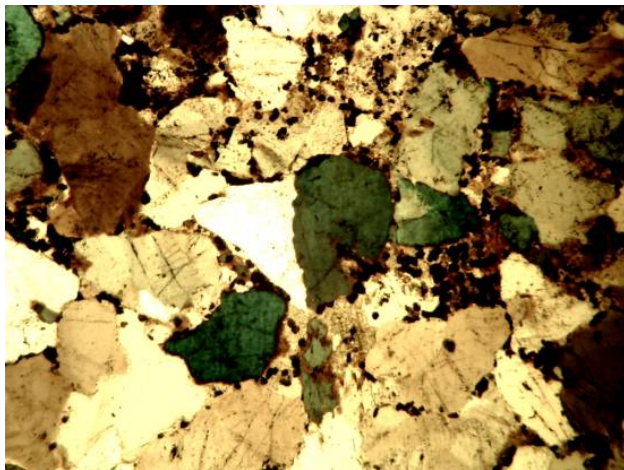


г

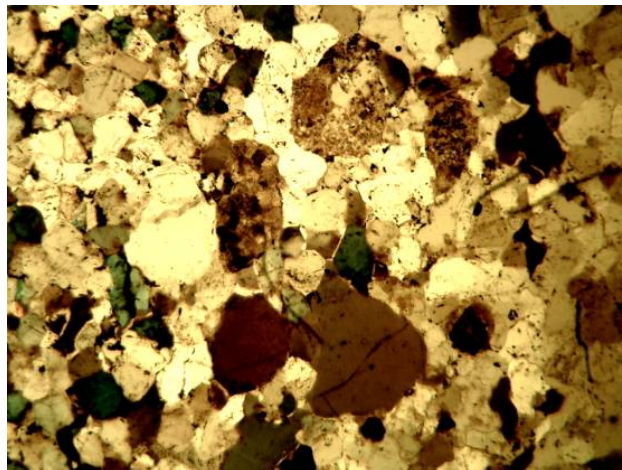


д

Рис. 2.4. Пісковик: а) зцементований; сірий; грубозернистий б) слабозцементований; сіро-коричневий; грубозернистий; в) зцементований; сірий; середньо-дрібнозернистий; структура псамітова, присутні залишки рослин, вкраплення слюди; г) зцементований; сірий з слюдисто-вуглистими прошарками; д) зцементований; зеленувато-сірий; дрібнозернистий; присутні дрібні включення слюди.



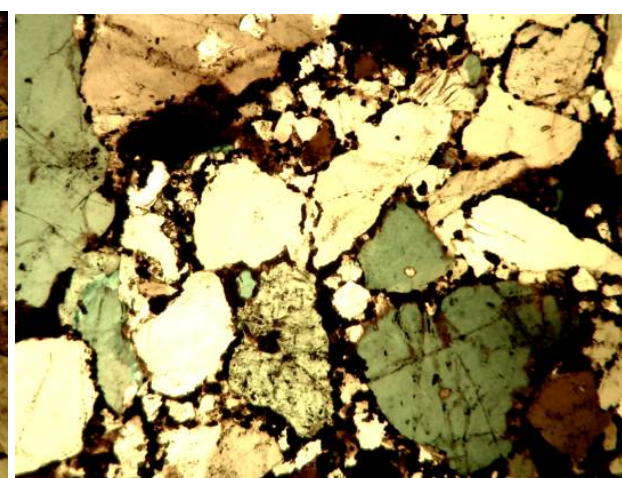
а



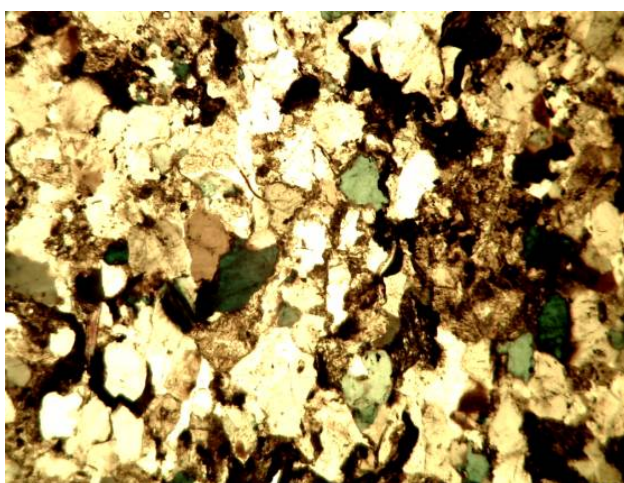
б



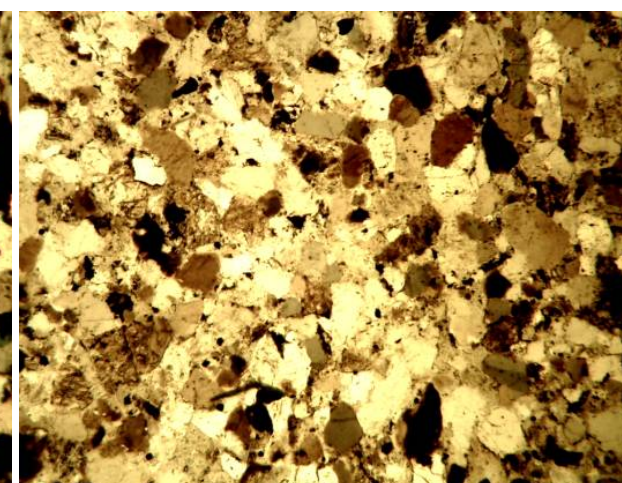
в



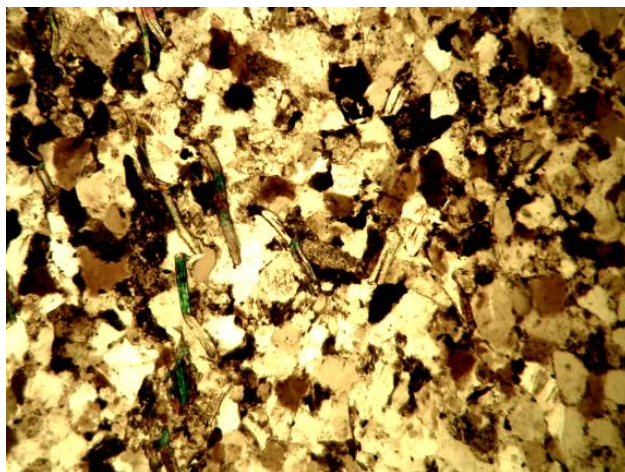
г



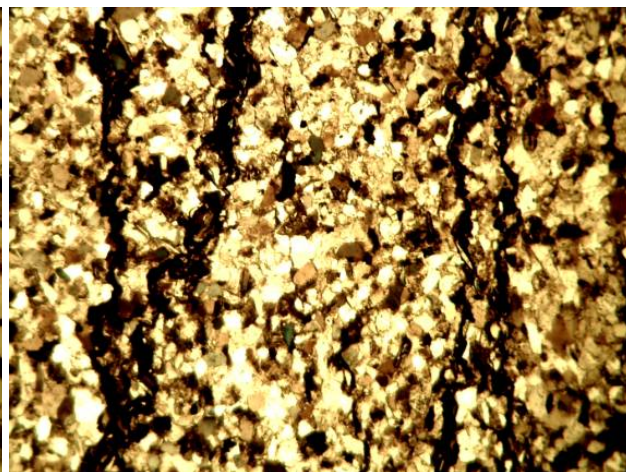
д



е



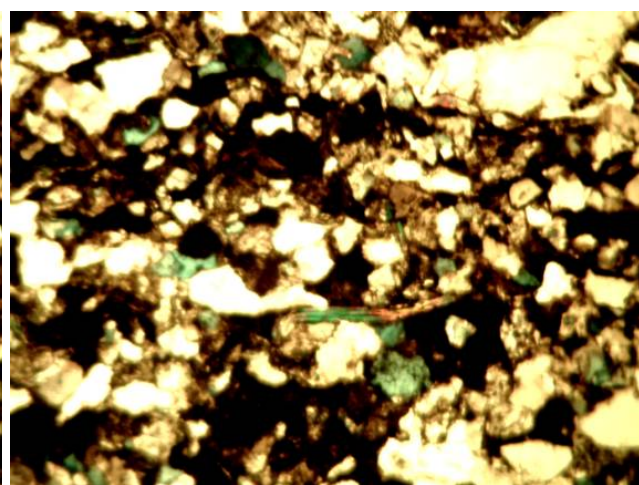
є



ж



з



и

Рис. 2.5.: світлини шліфів пісковика сіро-коричневого, грубозернистого а) № 17273, б) № 17274, в) № 17293; г) шліф № 17294 пісковик сірий; середньо-грубозернистий; д) шліф № 17296 пісковик сірий, з середньою зцементованістю; структура псамітова, розмір зерен 2-00,5 мм; текстура шарувата; присутні залишки рослин, вкраплення слюди; е) шліф № 17291 пісковик сіро-коричневий; дрібнозернистий з вкрапленнями органіки; є) шліф № 17295 пісковик сірий; дрібнозернистий з лусочками слюди; ж) шліф № 17298 пісковик сірий, дрібнозернистий з включеннями піриту, порушеного літогенетичними тріщинами вздовж нашарування; тріщини заповнені вуглистою речовиною; з) шліф № 17276 пісковик сірий, середньо-слабозцементований, з лусочками біотиту та органічними включеннями; и) шліф № 17284 пісковик зеленувато-сірий, дрібнозернистий, з дрібними включеннями слюди. Св. 7427. (Мб РН 4Х/0.10)



а



б



в

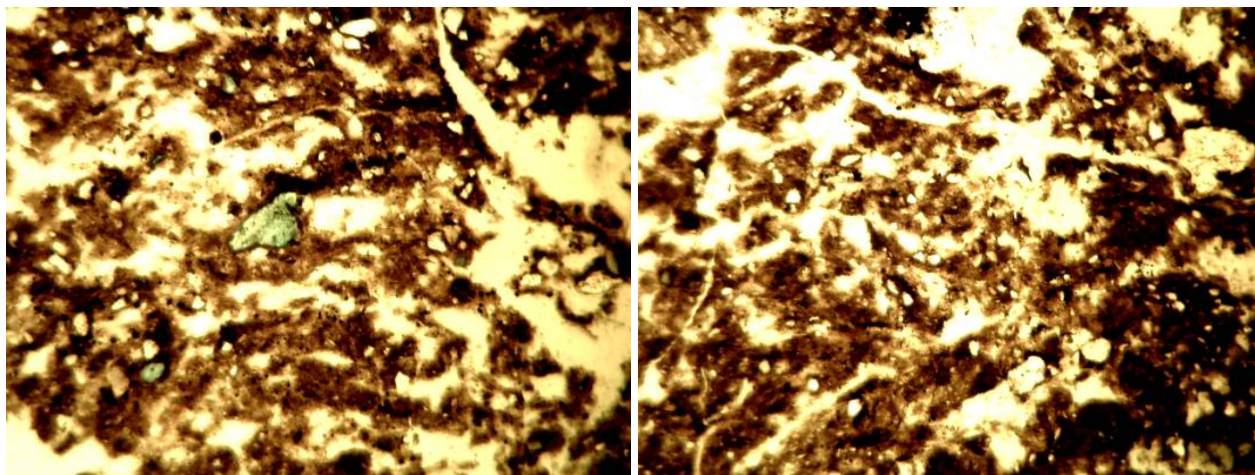


г



д

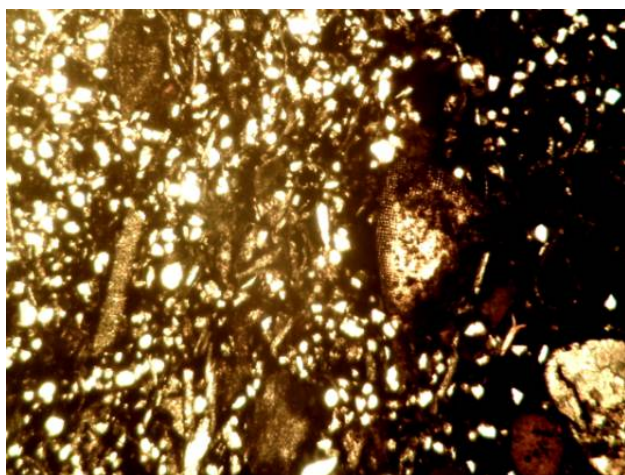
Рис. 2.6.: а), б), в): алевроліт: зцементований; сірий; структура пилювата, розмір зерен 0,05-0,005 мм; текстура щільна шарувата; присутні залишки рослин, поодинокі вкраплення слюди, вкраплення бурого та чорного кольору; г), д) алевроліт вуглистий: зцементований; сірий; текстура щільна; присутні органічні залишки рослин, поодинокі вкраплення слюди



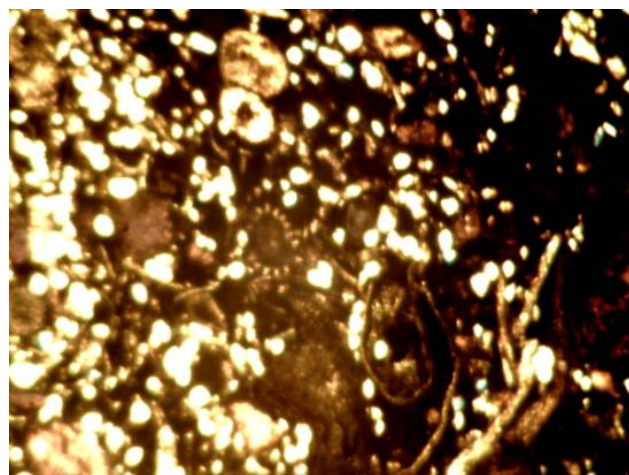
а

б

Рис. 2.7. Світлини шліфів алевроліту з включеннями рослинного детриту а) шліф №17258; б) шліф №17274



а



б

Рис. 2.8. Світлини шліфів алевроліту вуглистого: чорного; з численними відбитками мушлів; який містить органічні рештки та обкатані зерна кварцу; пористого: а)шліф № 17259; б) шліф № 17285. Св. 7428. (Мб РН 4X/0.10)

Серед глинистих мінералів переважають гідрослюди (30-83%) і каолінит (4-65%). Обмежені хлорит (до 5%), смектит (до 2%), вермикулит (до 5%). Вгору за розрізом формації є тенденція скорочення в аргілітах вмісту гідрослюди та збільшення каолініту. На відміну від пісковиків і алевролітів від нижньої підформації до верхньої в аргілітах вміст SiO_2 зменшується, а Al_2O_3 – збільшується. Для більшості решти компонентів виявляється зменшення їхнього вмісту вгору за розрізом. Зміна хімічного складу аргілітів по площі басейну менш контрастна. Загалом, майже для усіх компонентів відмічається зменшення їхнього вмісту з північного сходу на південний захід.

Поряд з уламковими, глинисті породи мають в межах формації також широке поширення – 30% її потужності. Аргіліти складають товщі, пласти, лінзи, прошарки, що характеризуються різною потужністю (від декількох см до 25-30 м та більше) та витриманість по площі. Широко розвинене перешарування аргілітів та алевролітів з поступовими переходами між ними, рідше – чіткі контакти.

Вуглисті аргіліти (Рис. 2.10) поширені у формі пластів потужністю 0,05-0,6 м та більше у покрівлі, рідше підшві вугільних пластів, або утворюють прошарки всередині них. За простяганням вони нерідко заміщують вугільні пласти. Вапнякові аргіліти мають локальний розвиток, розміщуючись у покрівлі, підшві пластів вапняків, або утворюючи в них прошарки.

Вапняки. Колір сірий, темно-сірий, іноді з коричневий відтінком. Вапняки, зазвичай, дрібно- або середньокристалічні, часто з розкристалізованими ділянками (Рис. 2.11). Основна маса складена кальцитом, часто зі значною кількістю глинистої речовини, сидерита, доломіта. У вугленосній формації басейну встановлені біоморфно-дендритові, дендритові, біокластові, мікрозернисті вапняки (Рис. 2.12).

Характерним є збільшення в верх за розрізом вмісту SiO_2 , Al_2O_3 , зменшення CaO , MgO , CO_2 . У порівнянні з піщано-алевритовими та глинистими відкладами, вапняки менше поширені, становлячи у середньому біля 10% розрізу формації. У нижній підформації вапняки утворюють витримані по площі пласти потужністю 1-3 м, а також потужну вапнякову товщу (вапняк V_2), які є

хорошими маркуючими горизонтами. У верхній підформації розвинуті малопотужні (0,3-0,5 м) невитримані та відносно витримані по площі глинисті вапняки, які лише у верхній частині підформації мають маркуюче значення. У нижній і верхній частині пластів вапняки, зазвичай, глинисті, органогенно-детритові. З уміщуючими породами найчастіше утворюють поступові переходи. У випадку залягання на вугільних пластах вапняків, нижні частини останніх складені вуглистими різновидами [3, 55, 86, 87, 95, 119].

Вугілля. (Опис вугілля за даними [21, 34, 55, 94]). Вугільні пласти складені гумусовим, ліптобіолітовим, сапропелевим та гумусово-сапропелевим вугіллям. Серед цих генетичних груп виділяються типи вугілля, що накопичуються за певних фаціальних умов. Петрографічний склад вугілля басейну досить складний, непостійний, значно змінюється по площі басейну, а деколи навіть в межах одного шахто-пласта, що пояснюється, мабуть, часто змінюваними умовами вуглеутворення [6, 17, 41, 107].

Вугілля переважно гумусове, сапропеліти зустрічаються зрідка у вигляді пропластків, переважно в покрівлі та підшві гумусових пластів. Вугілля щільне, чорного кольору, строкатої, тонкоштрихуватої і смугастої структури. Розрізняються блискучі (кларенові), напівблискучі (дюрено-кларенові), напівматові (кларено-дюренові) і матові різновиди. Матове вугілля зустрічається зрідка – 1-10%. За складом похідного рослинного матеріалу виділяють два типи вугілля, що утворюють у пластах витримані горизонти: дрібно-мікроспоринітовий, складений дрібними тонкими мікроспорами; крупно-мікроспоринітовий, для якого типовими є великі мікроспори і безструктурний вітриніт.



а



б



в



г

Рис 2.9. а-г) Аргіліти сірі з відбитками органічних решток коричневого забарвлення

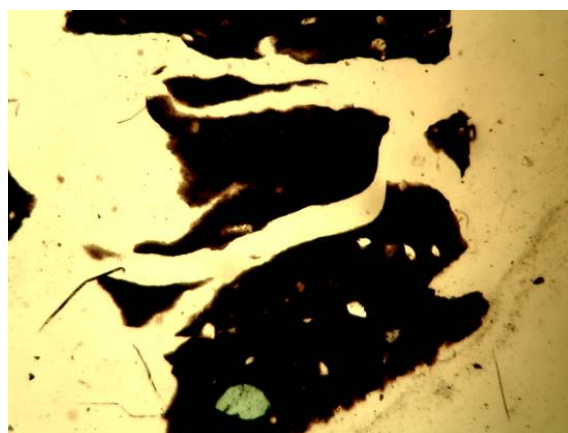
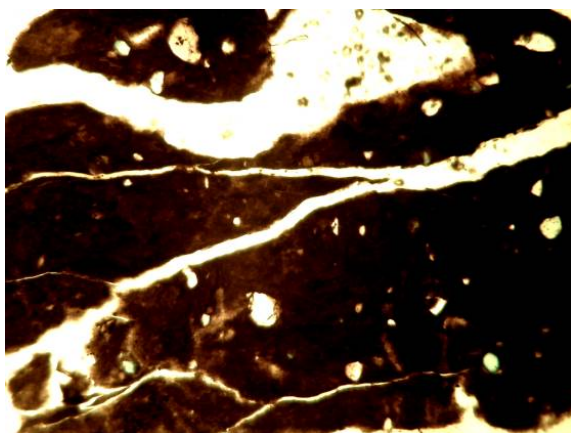


Рис. 2.10. Світлини шліфа 17272 аргіліту вуглистого, тріщинуватого. Св 9175



а



б

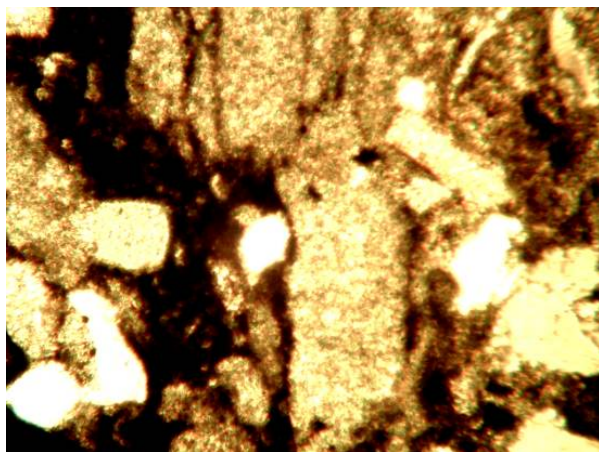


в

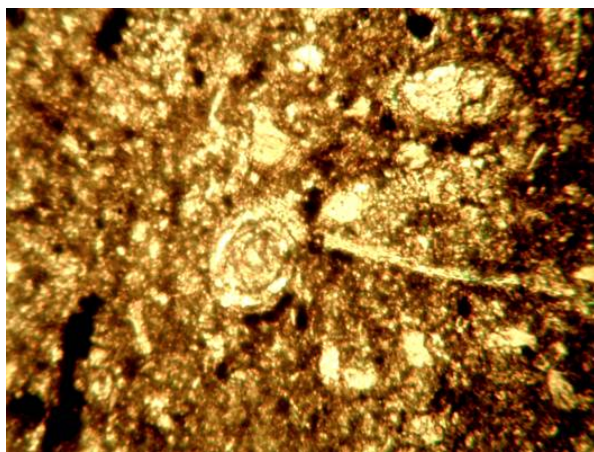


г

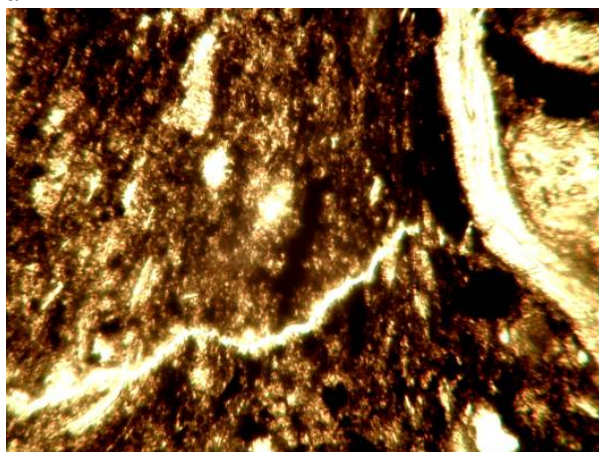
Рис. 2.11.: а), б) Вапняк (до мармуру): глинистий; жовноподібний; з лінзоподібною шаруватістю; хаотичною текстурою; в), г) вапняк кораловий, доломітизований



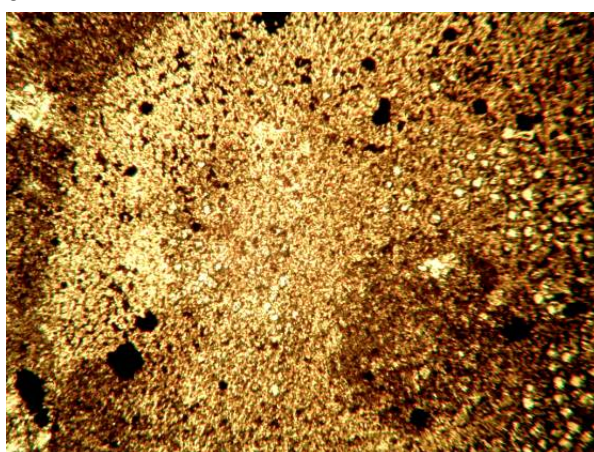
а



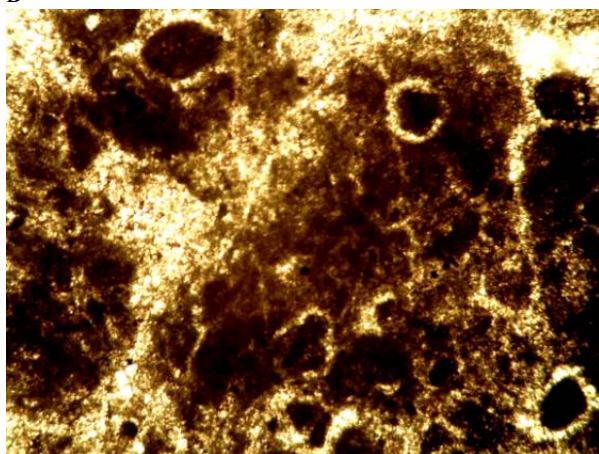
б



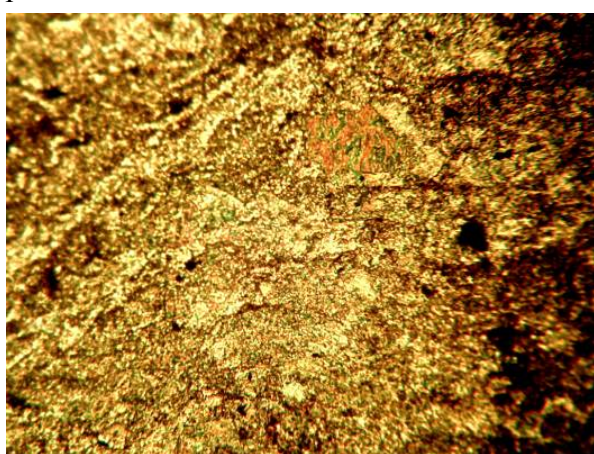
в



г



д



е

Рис. 2.12.: Св. 6853 а) вапняк алевритистий – часто зерна кварцу різної обкатаності та необкатані; озалізнений, з органічними рештками (детритом); шліф №12683; Св. 5500: б) вапняк алевритистий: піритизований, з поодинокими органічними рештками; зустрічаються зерна кварцу різної обкатаності; шліф №9687; в) вапняк алевритистий: з вуглистим матеріалом, озалізнений, з детритом; зерна кварцу необкатані; є тріщинки і порожнинки; шліф №9605; г) вапняк доломітизований з включеннями піриту, часто з детритом, перекристалізованими органічними рештками, тонкозернистий; шліф №9688; д) вапняк сірий; тріщини заповнені кварц-кальцитовим розчином; шліф №17861; е) вапняк шламово-детритовий з частими водоростями; тріщинки і порожнинки заповнені пелітоморфним піритом та гідроокислами заліза; цемент карбонатний (мб. РН 20х/0.40).

У вугільних пластах присутні обидва типи: дрібно-мікроспоринітовий утворює нижній горизонт, крупно-мікроспоринітовий – верхній [21].

В основних промислових пластах басейну вміст вітриніту складає 70-76%, лейптиніту 7-10 % і фюзиніту 12-24 %. Мінімальний вміст вітриніту встановлено у вугіллі пласта n_7 (66%), максимальний – у вугіллі пласта n_8^B (81%). Більша частина вугілля промислових пластів належить до маловідновленого і відновленого типу.

Гумусове вугілля в основному представлене: клареновим, дюрено-клареновим, рідко кларено-дюреновим і дюреновим типом [34]. Гумусово-сапропелеве вугілля представлене кеннелями (рідше касьянітами, черемхітами. Сапропелеве вугілля представлене богхедами (чорні, матові, однорідні, масивні з вмістом водоростей від 30 до 60%), кеннель-богхедами (сіро-чорні або чорні з характерним черепашковим зламом з уламками оболонок мікроспор, водоростей).

Мінеральні включення у вугіллі представлені кварцом (частіше теригенний, ніж аутигенний), польовими шпатами (частіше плагіоклаз, альбіт), халцедоном, доломітом, анкеритом, каолінітом, малантеритом.

Кальцит часто зустрічається у вигляді тріщин заповнення, визначені у зразках та під мікроскопом. Він кристалічний, рідше пелітоморфний.

Пірит найпоширеніший мінерал у вугіллі. Він зустрічається у вигляді округлих та неправильної форми утворень, окремих кристалів на площинах нашарування. Часто виповнює кліточки фюзену або січні тріщини.

В золі вугілля переважають оксиди кремнію з характерним зростанням вмісту у південно-західному напрямку. Значну кількість займають оксиди заліза, які знаходяться у тісному взаємозв'язку з піритовою сіркою у вугіллі, їхня концентрація помітна у північно-східній частині басейну. Переважаюча кількість оксидів заліза та сірки у вугільних пластах у порівнянні з рештою порід може бути наслідком широкого розвитку сірководневого режиму у син- та діагенетичних процесах вугленакопичення.

Іноді зустрічаються рідкісні елементи: миш'як, барій, берилій, кобальт, марганець, нікель і цинк, який характерний сапропелевого вугілля, а хром, германій, молібден, стронцій, цирконій для гумусового.

Поліфаціальний склад нижньо-середньокарбонової вугленосної формації [150] характеризується різнопорядковою (хаотичною) циклічною будовою. Групи фацій: континентальна, перехідна від континентальної до морської, морська. Групи представлені тринадцятьма фаціями, п'ятдесятьма трьома літологічними типами вуглевміщуючих порід та десятьма типами вугілля.

Континентальна група фацій.

1. Фація піщаних та алевритових осадків гирл та пониззя річок з інтенсивними течіями (потужність 0,5-1 м до 20-25 м). Це світло-сірі, і сірі пісковики дрібно-, середньозернисті, крупнозернисті, рідше гравеліти та конгломерати. Характерною особливістю фації є коса односпрямована шаруватість, часто з ритмічним сортуванням зерен, уламків аргілітів, алевролітів, крупними вітринізованими фрагментами рослин. Фація створює нижню частину комплексу алювіальних відкладів, залягаючи з розмивом на нижчезалягаючих утвореннях. Розміщується у центральних частинах смуг розвитку алювію.

2. Фація алевритових та піщаних осадків гирл та пониззя річок з ослабленою діяльністю вод (потужність 1-2 м до 10-15 м) представлена сірими, зрідка темно-сірими алевролітами, рідше дрібнозернистими пісковиками, що мають у порівнянні з описаною вище фацією гірше сортування зерен. Характерні різноманітні текстури. Найпоширеніша – дрібнокосувата полого збіжна шаруватість, а також переривчаста горизонтальна з елементами хвилястої. Фація складає середню та верхню частини комплексу алювіальних відкладів та міститься у периферійних частинах смуг розвитку алювію.

3. Фація алевритових, піщаних і глинистих осадків заплав річок (потужність 0,5-1 м до 8-10 м). У порівнянні з русловими, представлена більш дрібнозернистими породами – алевролітами, меншою мірою дрібнозернистими пісковиками. Сортування матеріалу погане. Характерна різноманітна, але дрібна

шаруватість: переривчаста, хвиляста, лінзоподібна, горизонтально-хвиляста, горизонтальна (підкреслена глинистим вуглистим матеріалом, зміною гранулометричного складу, кольору порід). Часті прошарки замулювання. Нерідко шаруватість порушується ходами мулоїдів, нірками риючих тварин, вертикально орієнтованими апендиксами. Характерний значний вміст флори. У вугленосній формації заплавні утворення розміщуються переважно у надвугільних частинах циклів, залягаючи безпосередньо на алювіальних відкладах. Вгору по розрізу фація переходить у відклади заростаючих водойм та заболочених приморських низовин.

4. Фація алевритових та піщаних осадків заростаючих водойм (потужність 2-2,5 м) представлена глинистими алевролітами, алевритистими аргілітами, рідше дрібнозернистими пісковиками, переважно сірого, темно-сірого кольорів. Пісковики світло-сірого кольору. Глиниста фракція порід, переважно, складається з гідрослюди (68%), каолініта (25%), хлорита (2%). Алевроліти характеризуються горизонтально-хвилястою, горизонтальною, рідше хвилястою шаруватістю, підкресленою алевритовим, глинистим вуглистим матеріалом. Часто спостерігаються прошарки замулювання. Пісковики нешаруваті. Загальною характерною особливістю фації є надзвичайно широкий розвиток у ній слідів росту рослин (автохтонні апендикси, стигмарії), що часто надають породі грудкуватої («кучерявої») текстури. Численні конкреції зустрічаються у вигляді жовен та псевдоморфоз по рослинних залишках, переважно в основі вугільних пластів.

5. Фація глинистих осадків заболочених приморських низовин (потужність 1,5-2 м) представлена аргілітами сірого, темно-сірого, рідше світло-сірого кольору. Глиниста фракція фації характеризується більш високим вмістом каолініту (41%) і нижчим – гідрослюди (52%). Текстура глинистих осадків грудкувата, плитчаста, листувата, зумовлена переробкою осадків рослинами, розподілом їх на площинах нашарувань. Спостерігаються численні конкреції, морфологія і поширення яких по відношенню до пластів вугілля аналогічні попередньо описаній фації, але вони характеризуються меншим вмістом CaCO_3 ,

MnCO₃, вищим значенням нерозчинного залишку. В цілому для обох фацій характерні парагенетичні зв'язки поміж собою і вугільними пластами. У низах підвугільної частини циклу розміщується фація глинистих осадків заболочених приморських низовин. Уверх вона змінюється фацією алевритових та піщаних осадків заростаючих водойм, яка ще вище переходить у вугільний пласт.

6. Фація вуглисто-глинистих осадків замулених торф'яних боліт сапропелевих озер (потужність 1,5-2 м) представлена вуглистими аргілітами з різним вмістом гумусового, меншою мірою, сапропелевого матеріалу. Для цих утворень характерний чорний колір, масивна або плитчаста текстура, наявність дрібних конкрецій піриту.

7. До фації вуглистих осадків торф'яних боліт та сапропелевих озер належать різні генетичні типи вугілля.

Група перехідних фацій від континентальних до морських. Формування цих фацій відбувалось у приморських озерах, лагунах, затоках, які характеризуються перехідними умовами седиментації від континентальних до морських. До цієї групи належать відклади прибережних акумулятивних форм – підводних пасм.

8. Фація глинистих алевритових осадків приморських озер, сильно опріснених лагун і заток (потужність у середньому 2-4 м, подекуди – 10-15 м) представлена аргілітами, дрібнозернистими глинистими алевролітами сірого, темно-сірого кольорів з коричневим відтінком, який зумовлений присутністю гумусового, сапропелевого матеріалу. Глиниста фракція фації глинистих алевритових осадків приморських озер, а також фації лагун, характеризується вищим (ніж у континентальних відкладах) вмістом гідроліти (71%) і меншим (21%) – каолініту. Вміст хлорита досягає 3%. Характерним є широке розповсюдження горизонтально-шаруватих текстур і крупних стрічкоподібних відбитків апендиксів. Фауна, в основному, представлена неморськими двостулками, які досить поширені. Численні карбонатні конкреції поширені, переважно, у аргілітах (78%). Більшість мінеральних включень (78%) міститься у трансгресивній частині циклів. Для темно-сірих аргілітів, збагачених

органічною речовиною, характерні конкреції піриту, що нерідко виповнюють проходи мулоїдів та нірок риючих тварин.

9. Фація глинистих та алевритових осадків лагун (потужність 3-5 м, сягаючи подекуди 8-10 м) представлена аргілітами (іноді вуглистими), з гумусовим, сапропелевим матеріалом, алевролітами. Породи сірі, темно-сірі, нешаруваті або з горизонтальною шаруватістю. Мінералогічний склад глинистих фракцій аналогічний фації глинистих та алевритових осадків приморських озер. Флора виключно алохтонна. Конкреції поширені обмежено. У порівнянні з фацією алевритових, піщаних і глинистих осадків заплав річок характеризуються більшим вмістом CaCO_3 , MgCO_3 , MnCO_3 , а також нижчим вмістом FeCO_3 .

10. Фація алевритових та піщаних осадків підводних пасм (потужність в середньому становить 0,5-0,8 м) має обмежений розвиток. Представлена одним літогенетичним типом – середньо- крупнозернисті алевроліти, глинисті, часто слабковапнякові, сірі або жовтуваті-сірі через значний вміст у породі карбонатових конкрецій з окисленими сполуками Fe^{2+} , Mn . Текстура неправильна (скаламучена, плямиста, гніздоподібна, неправильно-лінзоподібна, підводно-зсувна). Часто зустрічаються кутасті уламки алевролітів, аргілітів, а також рослинні рештки. Характерна наявність перевідкладеної фауни (криноїдеї, брахіоподи), які мають сліди інтенсивної механічної обробки. Значно поширені сліди життєдіяльності організмів, а також дрібні карбонатні конкреції неправильної форми.

Група морських фацій. Накопичення осадків цієї групи відбувалось в умовах мілкого епіконтинентального моря. За віддаленістю від берега серед морських відкладів виділяють дві фації.

11. Фація глинистих та карбонатних осадків прибережного мілкого моря (потужність від 2-3 м до 5-10 м і більше) представлена аргілітами (часто вапняковими), переважно глинистими вапняками. Аргіліти сірі, подекуди темно-сірі до чорних. Вапняки сірі, іноді темно-сірі, глинисті. Глиниста фракція порід, переважно, складається з гідрослюди – 74% і каолініту – 18%. Рослинні залишки рідкісні і мають алохтонний характер. Широко розвинута морська фауна, а також

конкреції. Майже усі вони (83%) містяться у глинистих осадках, конкреції фації глинистих та карбонатних осадків прибережного мілкого моря значно відрізняються від конкрецій інших фацій підвищеним вмістом CaCO_3 , MgCO_3 , пониженим – FeCO_3 .

12. Фація глинистих та карбонатних осадків відносно віддаленої від берега зони моря (потужність 2-5 м до 15-20 м і більше) представлена сірими аргілітами з фауною та біоморфно-детритовими вапняками. Мінералогічний склад глинистої фракції аналогічний до глинистих та карбонатних осадків прибережного мілкого моря. Переважає гідрослюда (75-80%), підпорядковане місце займає каолінит (14-18%). Фауна досить різноманітна, переважно хорошої збереженості. Конкреції зустрічаються рідше, ніж у фації глинистих та карбонатних осадків прибережного мілкого моря.

Група фацій різного генезису.

13. Фація перешарування алевритових та глинистих осадків водойм різного характеру (приморські озера, лагуни, затоки, прибережне мілке море). Загальним для цієї фації є переважно алевритовий склад, наявність значної кількості глинистого матеріалу, що перемежовується з алевролітами, погане гранулометричне сортування, дрібна хвиляста, горизонтально-хвиляста, мультіподібна, косохвиляста, різноспрямована шаруватість. Широко розвинені текстури змучування, мікрозсувів. У значній кількості міститься дрібний обвуглений детрит, зрідка уламки двостулкових брахіопод. Часто зустрічаються конкреції лінзоподібної, рідше неправильної форм, склад яких досить подібний до мінеральних утворень із лагунних відкладів.

Наведені матеріали свідчать про складний поліфаціальний склад вугленосної формації Львівсько-Волинського басейну. Уверх за розрізом характерним є збільшення континентальних відкладів і скорочення морських [3, 55, 86, 87, 150]. У наведеному ряду від руслових (обидві фації піщаних та алевритових осадків гирл та пониззя річок) до прибережно-морських пісковиків закономірно змінюються склад і основні властивості: зменшується розмір зерен породоутворюючих мінералів, покращується сортування, зростає щільність,

вміст слюдисто-глинистих мінералів, відповідно зменшується пористість. Відносна газонасиченість пісковиків пов'язана з первинними умовами осадкоутворення і зменшується від руслових до прибережно-морських пісковиків. Отже, найбільшу газонасиченість мають руслові пісковики, високу потенційну газонасиченість мають пісковики підводних пасм, які не перспективні для пошуків скупчень метану, оскільки мають обмежений розвиток [11].

Характеристика вугілля. Якість вугілля змінюється в межах стратиграфічного розрізу та з північного сходу на південний захід басейну [8].

За основними класифікаційними параметрами (V^{daf} і Y) у басейні визначені п'ять марок вугілля: довгополуменеве (Д), газове (Г), газОВО-жирне (ГЖ), жирне (Ж) і коксівне (К). Ступінь метаморфізму закономірно зростає в південно-західному напрямку. Внаслідок такої закономірності вугілля Нововолинського геолого-промислового району належить до довгополуменевих і газових нижньої групи Г6, а вугілля Червоноградських і Великомоствських шахт – до газових групи Г12 і газОВО-жирних. У Південно-Західному районі басейну вугілля жирне і лише на окраїні розкриті нижні пласти (v_6 , n_7), які за своїми показниками відповідають коксовим. Товщина пластичного пласту (Y) змінюється від 0 до 30 мм і більше, збільшується в південно-західному напрямку.

Зольність – в класі 10-20%, зменшується від нижніх світ до верхніх. У басейні переважає вугілля з підвищеною зольністю ($A^d=5-35\%$). Високою зольністю вирізняються пласти складної будови, нижчою – прості, наприклад, зольність пласта v_6 простої будови становить 6-12 %, а складної – 20-25,5 %. Переважає тугоплавка зола з температурою плавлення 1300-1400°C.

Вугілля басейну належить до середньо- і високосірчистих ($S_t^d=1,5-4,5\%$). У Червоноградському геолого-промислового районі зустрічається вугілля малосірчисте (1,0-1,5%). Вугілля пласта n_8^B високосірчисте (4,6-6,7 %).

Вологість вугілля коливається у широких межах і поступово закономірно зменшується з північного сходу на південний захід із зростанням ступеня метаморфізму; за розрізом – зверху вниз. Максимальний вміст води ($W^a=5,0-7,6\%$) відмічається в довгополуменовому вугіллі Нововолинського геолого-

промислового району. Далі на південь вміст вологи у вугіллі закономірно зменшується і в межах Червоноградського геолого-промислового району дорівнює 2,5-3,6%. Мінімальних значень вологості вугілля досягає на південно-західній окраїні басейну (1,2-1,6 %).

Вихід летких речовин (V_{af}^d) змінюється на площі басейну від 26 до 46% (переважно 32-40%). Зниження виходу летких речовин спостерігається з північного сходу на південний захід. Їх мінімальний вміст на південно-західній окраїні басейну дорівнює 30-33 %.

Теплота згоряння вугілля або теплотворна здатність (Q_s^{daf}) знаходиться у межах 32,24-36,93 МДж/кг. Максимальних значень вона досягає у вугіллі пласта v_6 на ділянках Південно-Західного вугленосного району. Максимум значення теплоти згоряння припадає на вугілля марок Ж і К, зокрема, максимальну теплоту згоряння (34,49-36,93 МДж/кг) має вугілля пластів v_6 , n_7^H , n_8 , n_8^B , мінімальну (32,45-33,5 МДж/кг) – вугілля пластів n_7 , n_7^B , n_9 .

На площі Нововолинського та у північній частині Червоноградського геолого-промислового району вугілля пласта n_8 належить до газових слабкоспікливих групи Г6. Далі на південь на полях шахт ВМ ділянки і в межах Південно-Західного вугленосного району вугілля стає газовим жирним і жирним.

Середня твердість вугілля за шкалою Мооса дорівнює приблизно трьом, воно крихке, кількість дрібноти (клас 0-13 мм) в рядовому вугіллі становить 54-73%. Внаслідок цього видалення сортового палива великих пластів із рядового вугілля вважається недоцільним. Механічна міцність вугілля знижується від довгополуменевого до жирного.

Ступінь метаморфізму вугілля збільшується у південно-західному напрямку, де розвинене вугілля марок Ж, К (максимальний вміст вуглецю характерний для вугілля марки Ж-К і досягає 88–89%). Далі на північ ступінь метаморфізму вугілля значно знижується [34, 71, 85]. Вміст водню коливається в межах 4,5–6,1%, кисню та азоту – 7,9-13,1%.

У вугіллі басейну присутні рідкісні та розсіяні елементи: вміст кобальту, ітрію, магнію, марганцю, натрію, цирконію нижче кларкового. На рівні

кларкових вмістів знаходяться срібло, алюміній, кальцій, мідь, залізо, галій, нікель, фосфор, свинець, скандій, олово, стронцій, титан, ванадій, цинк. Миш'як, молібден, барій, лантан, вольфрам виявлені в концентраціях, що перевищують кларкові. За вмістом германію вугілля є германієносним з промисловими вмістами (за В.Р. Клером – 5 г/т у вугіллі марки Д-Г) та галієносним [8, 74]. При коксуванні вугілля можливе промислове видобування германію із надсмольних вод.

По площі басейну ступінь вугленосності збільшується в південному напрямку, досягаючи максимуму у Південно-Західному вугленосному районі і на Волинських шахтах. Уверх за розрізом вугленосність збільшується, але це відбувається нерівномірно і має циклічний характер.

Найменш вугленосними є відклади візейського ярусу, коефіцієнт загальної вугленосності якого становить 1,2 %. У його складі відомо до 13 невитриманих і малопотужних вугільних пластів. Тільки деякі з них, а саме v_0^3 , v_1 , v_2 (Буський), на досить обмежених площах досягають мінімальної робочої потужності.

Найбільшу вугленосність мають відклади серпуховського ярусу, коефіцієнт вугленосності яких досягає 3%. 10 пластів досягають промислової потужності:

- пласт v_4^2 (Бубнівський) досягає мінімальної робочої потужності на обмеженій площі;
- пласт v_6 широко розповсюджений, має промислове значення на півдні Червоноградського геолого-промислового району, його потужність 0,6 м, зрідка до 0,6-1,2 м;
- пласти n_0 - n_6 малопотужні (0,1-0,4 м), часто виклинюються і на деяких ділянках зовсім відсутні, тільки пласт n_6 має робочу потужність (0,61-1,15 м) у Південно-Західному вугленосному районі;
- пласти n_7 - n_9 , приурочені до середніх і верхніх частин бужанської світи, відомі на всіх родовищах, де характеризуються найбільшою промисловою вугленосністю;

- пласт n_7^H потужністю 0,85-2,05 м має промислове значення в південній частині Червоноградського геолого-промислового району, де залягає на глибинах 320-800 м, і в Південно-Західному вугленосному районі;

- пласт n_7 (Волинський) залягає на 2-10 м вище пласта n_7^H , широко розповсюджений у Нововолинському та південній частині Червоноградського геолого-промислових районів, його потужність 0,6-1,85 м, глибина залягання – від 300 до 1050 м;

- пласт n_7^B залягає на 10-15 м вище пласта n_7 , розповсюджений по всьому басейну, його потужність від 0,1 до 1,5 м; у південній частині Червоноградського геолого-промислового району він має витримані потужність і структуру, розробляється багатьма шахтами;

- пласт n_8 (Волинський-2) розташований на 5-15 м вище пласта n_7^B , має суттєве промислове значення, його робоча потужність найбільш витримана; пласт найбільше розвинутий у Нововолинському геолого-промисловому районі, де він розробляються більшістю шахт (робоча потужність 0,45-1,75 м);

- пласт n_8^B (Західно-Буський) залягає на 2-10 м вище пласта n_8 , широко розповсюджений, з витриманою робочою потужністю на значній площі, особливо в Південно-Західному вугленосному районі, де розробляється;

- пласт n_9 (Тонкий) розташований на 45-80 м вище пласта n_8^B , на більшій частині території має незначну потужність (до 0,4 м) і тільки на деяких ділянках Червоноградського і Нововолинського геолого-промислових районів розробляються кількома шахтами.

У породах башкирського ярусу є шість вугільних пластів, які інколи досягають робочої потужності:

- пласт n_{10} розвинутий тільки у Південно-Західному вугленосному районі, іноді досягає потужності 0,5-1,2 м;

- пласт n_{12} широко розвинений у басейні, але робочої потужності досягає лише на півночі Нововолинського геолого-промислового району;

- пласт b_1 (Волинський-4) залягає на 60-80 м вище пласта n_9 , широко розповсюджений по площі басейну, має незначну потужність (0,1-0,65 м);

робочої потужності досягає лише на невеликих ізольованих ділянках у центральній частині Нововолинського і Червоноградського геолого-промислових районів;

- пласт b_4 (Волинський-5) залягає на 70-80 м вище пласта b_1 , широко розповсюджений, на значній площі має робочу потужність (0,5-0,85 м);

- пласти b_7 і b_8 мають потужність 0,5-0,7 м, розповсюджені дуже обмежено, тільки на крайньому заході Нововолинського геолого-промислового району.

Отже, вугільні пласти басейну належать до групи тонких і невитриманих, які різко змінюють свою потужність і структуру. Переважна більшість промислових пластів (понад 50 %) має потужність до 0,6 м, ще 20-30 % – 0,6-1,2 м, до 10 % – 1,2-2,0 м. Вони мають просту (один пласт) і складну будову (2-3 вугільні пласти з породними пропластками). Вміщуючі породи – аргіліти, алевроліти, зрідка пісковики. Контакти покрівлі та підшви вугільних пластів різкі й чіткі. В покрівлі, як правило, залягають аргіліти, в підшві – алевроліти. У більшості випадків у підшві вугільних пластів простежується стигмарієвий пласт «кучерявчик».

Вугілля басейну використовується як високоякісне енергетичне паливо, технологічна сировина і сировина для отримання металургійного і ливарного коксу. Як енергетична сировина воно використовується промисловими і комунальними підприємствами Західної України. На запасах вугілля басейну діють Добротвірська і Бурштинська теплові електростанції, які споживають 70% всього видобутого вугілля басейну. Слабкоспільне вугілля Нововолинського і Червоноградського районів можуть використовувати для газового виробництва. Вугілля Червоноградського геолого-промислового і Південно-Західного вугленосного районів, що характеризуються високою спільністю, використовують як компонент шихти для отримання високоякісного металургійного коксу Запорізьким і Дніпродзержинським коксохімзаводами.

Видобуток вугілля у басейні ускладнюється через такі особливості вуглегазоносною формації:

- робочі вугільні пласти мають невелику потужність і часто залягають близько один від одного, невитримані за площею, досить часто виклинюються;
- продуктивні відклади залягають на великій глибині під потужною, до 700 м, товщею покривних відкладів;
- вміщуючі породи нестійкі і недостатньо міцні;
- у південно-західній частині басейну широко розвинені тектонічні порушення і газонасність вугільних пластів досить висока (шахти № 6, 10 Великомоствіські, Тягівське родовище, північна частина Любельського) [32].

2.3 Геомеханічні властивості

Визначення напрямів використання відпрацьованого простору як колекторів для накопичення газів є одним із пріоритетів у вивченні Львівсько-Волинського басейну.

Вміщуючі вугільні пласти породи: аргіліти, алевроліти, пісковики. У покрівлі пластів залягають переважно аргіліти і характеризуються спротивом при натисканні 70-130 кг/см², рідше алевроліти, у підшві переважають алевроліти, рідше пісковики і аргіліти. Деколи аргіліти утворюють хибну покрівлю потужністю 0,3-0,5 м і для попередження її обвалення залишається захисна пачка вугілля потужністю приблизно 0,1 м [86, 87, 122]. Покрівлю пластів v_5^3 , v_5^6 , n_9 , b_4 є вапняки.

Найміцнішими породами вугленосної товщі є вапняки, пісковики (часовий спротив при натисканні в межах 500-1000 кг/см²) та алевроліти (400-700 кг/см²), найменшу міцність мають аргіліти. Пісковики та алевроліти є ще й найстійкішими породами. Міцність порід мергельно-крейдяної товщі сеноману збільшується зверху-вниз від 35 до 150 кг/см² із затушенням тріщинуватості.

Безпосередньо у покрівлі вугільних пластів пісковики повсюдно трапляються тільки в Червоноградському геолого-промисловому районі. В інших районах, як у покрівлі, так і у підшві залягають аргіліти, які є слабкостійкими і схильними до спучування, що призводить до деформації кріплення в гірничих виробках.

На прикладі вивчення геологічної будови та аналізу матеріалів експлуатації вугільних родовищ басейну показано потенційні можливості видобутку газу-метану з відпрацьованого простору. Покрівля і підшва вугільних пластів Бишківської перспективної вугленосної (прогнозної) площі, що знаходиться на периферії південно-західної частини басейну, складена кам'яновугільними відкладами, які представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і вапняків. Фізико-механічні властивості вміщуючих порід в межах Бишківської площі аналогічні відкладам сусідньої Любельської (табл. 2.5). При водонасиченні міцність порід знижується: у пісковиків у 1,1-1,2 рази; алевролітів у 1,2-3,6 рази; аргілітів у 1,3-5,5 разів.

Зі стратиграфічною глибиною спостерігається збільшення міцності та зниження пористості порід. Лабораторні дослідження показали, що в зонах тектонічних порушень, фізико-механічні властивості порід характеризуються пониженою міцністю, підвищеною тріщинуватістю та водонасиченням [138].

Таблиця 2.5

Характеристика міцності вміщуючих порід Любельської площі

Породи	Міцність кгс/см ² (1 атм)	Середнє значення міцності кгс/см ² (1 атм)	При водонасиченні міцність кгс/м ² (1 атм)
вапняки	508-1771	1140	
пісковики	576-2156	1254	1140-1045
алевроліти	230-1159	695	193-579
аргіліти	112-734	423	76-325

Покрівля пласта n_7^B , який розповсюджений у центральній і північній частинах Бишківської площі, представлена малостійкими аргілітами – Б3. В основній покрівлі переважають алевроліти і пісковики – А3 – тяжкозрушувані.

Підшва пласта n_7^B представлена в основному алевролітами та аргілітами середньостійкими, схильними до пучіння. Покрівля пласта n_7^I , в основному представлена аргілітами, рідко алевролітами. В цілому аргіліти малостійкі – Б3, алевроліти середньо стійкі – Б4. За ступенем зрушуваності породи тяжкозрушувані – А3. Підшва пласта n_7^I складена переважно алевролітами і пісковиками. За міцністю алевроліти і пісковики кваліфікуються як стійкі – П3. Аргіліти малостійкі – П2. В основній підшві переважають алевроліти і аргіліти.

Пласт n_7 розповсюджений, як і вищезалягаючі пласти, в основному у центральній і північній частинах Бишківської площі. Покрівля пласта n_7 складена аргілітами, які за ступенем стійкості характеризуються від нестійких до малостійких, за зрушуваністю – середньозрушувані – А2. Підшва пласта n_7 представлена, переважно, алевролітами і пісковиками, які належать до стійких ПЗ. Подекуди зустрічаються середньостійкі аргіліти – П2.

Покрівля пласта v_6 представлена аргілітами, які належать до середньостійких – Б4. Основна покрівля пласта представлена потужними шарами аргілітів, інколи алевролітів і малопотужними шарами пісковиків. За зрушуваністю аргіліти середньозрушувані – А2, пісковики і алевроліти тяжко зрушувані – А3 [1, 89]. Підшва пласта v_6 представлена алевролітами, пісковики зустрічаються рідко, аргіліти відсутні. Породи стійкі – ПЗ. В основній підшві залягають міцні і потужні алевроліти і пісковики.

У покрівлі пласта v_5^0 , який розповсюджений у північній частині Бишківської площі, залягають аргіліти і алевроліти, що належать до середньостійких. Основна покрівля складена чергуванням малопотужних вугільних прошарків, аргілітів, алевролітів і пісковиків [3]. У підшві пласта v_5^0 розповсюджені аргіліти, алевроліти і пісковики. Породи належать до стійких. Основна підшва представлена чергуванням малопотужних вугільних пластів, аргілітів та алевролітів.

Вугільні пласти n_7^B , n_7^I , n_7 знаходяться в метановій зоні. Гази вугільних пластів представлені метаном (вміст досягає 90%), вуглекислим газом (від 0,3-0,5% рідко до 15%), азотом (10-20%), воднем (у пробах від слідів до 1%, у поодиноких випадках – 10-12%, що пояснюється його техногенним походженням). Газоносність вугільних пластів Бишківської площі становить 10-15 м³/т.с.м.б., або може бути дещо вищою порівняно з Любельською, оскільки залягання вугільних пластів Бишківської площі значно глибше.

За колекторськими властивостями у вугленосних відкладах виділяються породи щільні, слабо пористі й слабо проникні. Пористість у породах дорівнює 2-4%, а в деяких різновидах перевищує 6%, проникність становить 0,01 Мд, а

також 0,06-0,20 Мд. Дослідження ємнісних і фільтраційних властивостей вміщуючих порід свідчить про їхню мінливість. Низькою відкритою пористістю характеризуються вапняки – 0,49%, а в алевролітів і пісковиків вона підвищується до 3,66-11,60%. Газопроникність алевролітів становить 0,01-0,52, а пісковиків – 0,01-0,33 Мд, тобто породи практично газонепроникні. Присутність у вуглевміщуючій товщі скупчень вільного газу ускладнює гірничо-експлуатаційні роботи, тому на таких ділянках необхідно передбачити дегазацію. У табл. 2.6 наведені переважні й максимальні значення колекторських властивостей вміщуючих порід деяких полів шахт Межиріченського родовища.

Таблиця 2.6

Колекторські властивості вміщуючих порід вугільних родовищ*

Назва поля шахти	Пористість порід, %		Газопроникність порід, Мд	
	переважна	максимальна	переважна	максимальна
ВМ №4	2-6	7,7-11,6	0-0,02	0,07
ВМ №7	2-5	9,6-10,0	0-0,01	0,52
ВМ №10	7-8	11,6		

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт і матеріалів геологічних звітів [5, 109]

Техногенний колектор утворюється внаслідок відпрацювання вугільної лави та посадки її основної покрівлі.

Техногенна система утворюється за рахунок розущільнення частини вуглепородного масиву над відпрацьованим простором. Зональність техногенної системи формується в залежності від ступеня руйнування і перем'ятості порід, утворення вертикальної та горизонтальної тріщинуватості [18, 114, 115].

Новоутворені в процесі видобутку вугілля колектори після відпрацювання вугільного пласта будуть складатися із подрібнених аргілітів, алевролітів, пісковиків та незначної кількості вугільної речовини, що є гарним колектором для накопичення газу. Отже, новоутворені техногенні системи відпрацьованого простору можуть, ймовірно, заповнюватись газом, джерелом якого є глибинна дегазація в зоні Рава-Руського розлому та використовуватися для видобутку газу-метану із відпрацьованого простору. Новоутворений техногенний колектор в межах діючих шахт може розглядатися як газonosний за умов, що вуглеводні (метан та його гомологи) в сумі становитимуть не менше 20-25 % газової суміші.

РОЗДІЛ 3

ГЕОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ФОРМУВАННЯ ТЕХНОГЕННИХ ВУГІЛЬНО-ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ

У розрізі вугленосної товщі вугільні пласти та вміщуючі їх породи є колекторами газу. У зв'язку з цим більша газонасиченість пов'язується з більшою вугленосністю вуглепородного розрізу.

Вугленосні відклади карбону у Львівсько-Волинському басейні підстилаються потужною товщею палеозойських осадових відкладів, починаючи з кембрійських, які, в свою чергу, залягають на кристалічних породах протерозою [102].

Кам'яновугільні породи залягають під товщею юрських та крейдових відкладів. Породи кам'яновугільного віку представлені вапняками, пісковиками, глинистими і піщаними сланцями та вугіллям. В межах басейну поширені утворення нижнього карбону, представлені турнейським, візейським та серпуховським ярусами, а також відкладами нижньої частини башкирського ярусу середнього карбону.

У хорівській (турне) та куличківській (ранній візе) світах відсутні вугільні пласти. Вугільних прошарків практично нема і у вищезалягаючій олеськівській світі середнього візе, представленій окременілими вапняками, рідше перешаруванням сірих і темно-сірих аргілітів, алевритів і пісковиків.

Відклади візейського ярусу складаються з двох відокремлених загальним характером літологічного складу товщ. У нижній (олеськівська, винниківська світи), головним чином, вапняковій товщі, переважають кристалічні вапняки, які складають пласти потужністю 10-20 м. В аргілітах, а інколи піскуватих породах, які розшаровують ці вапняки, містяться тонкі, потужністю 3-10 см, вугільні прошарки. Потужність вапнякової товщі у північній частині басейну (Волинське родовище) досягає 105 м. Вище знаходиться вапняково-піскувато-глиниста

товща (нестерівська, володимирська, устилузька та нижня частина порицької світ) потужністю на Волинському родовищі до 200 м. У складі цієї товщі переважають пісковики, алевроліти, аргіліти та до дев'яти тонких вугільних пластів, потужністю 10-20 см. Лише два з них Буський (v_2) та Бубнівський (v_4) досягають на окремих площах робочої потужності до 0,50-0,60 м [41]. Винниківська та нестерівська світи представлені переважно аргілітами (47%), меншою мірою вапняками (21%), пісковиками (17%), алевролітами (15%) та вугіллям (0,2%) [3].

Прошарки вугілля присутні у відкладах володимирської та устилузької світ візейського ярусу. Для володимирської світи характерне перешаровування вапняків з аргілітами та алевролітами. Літологічний склад володимирської світи аналогічний до літології винниківської та нестерівської світ: аргіліти – 47%, вапняки – 21%, пісковики – 17%, алевроліти – 15%, вугілля – 0,2% [3]. Відклади володимирської світи поширені по всій площі басейну, за виключенням смуги вздовж східної окраїни, де вони розмиті. У південно-східній частині (Межиріченське родовище) світа представлена вапняками та прошарками аргілітів. На заході (Тяглівське родовище) та півночі (Волинське родовище) потужність вапняків зменшується, вони частково заміщуються аргілітами або алевролітами. Подекуди зустрічаються прошарки кам'яного вугілля [77, 90].

Устилузька світа має потужність від 10 до 115 м і літологічно представлена вапняками (95%) та аргілітами (5%), з долями процентів вугілля [3].

Середня частина розрізу вугленосного карбону басейну (серпуховський ярус) представлена літологічно подібними між собою відкладами порицької, іваницької, лишнянської світ, а також бужанською [55]. Три перші світи характеризуються малою вугленосністю. Лише на окремих ділянках Червоноградського геолого-промислового району промислове значення має вугільний пласт v_6 , що знаходиться у верхній частині іваницької світи.

Порицька світа представлена теригенно-карбонатними породами: сірими, темно-сірими аргілітами та алевролітами з частими прошарками вапняків, рідше пісковиків. Присутні прошарки вугілля, вуглисті сланці. Потужність від 75 до

200 м, переважають алевроліти (38%), аргіліти (35%), у меншій кількості – пісковики (15%), вапняки (10%), вугілля – 1,1%.

Чередування аргілітів, алевролітів, пісковиків з прошарками вапняків і вугілля характерне для іваницької світи. Тут спостерігається значна метановість вугільного пласта. Іваницька світа має потужність 95-150 м, в ній переважають алевроліти (47%), менше поширені аргіліти (32%), пісковики – 12%, вапняки – 8%, вугілля – 1,1%.

Лишнянська світа (потужність – 30-180 м) складена теригенними породами (тонколистуватими чорними бітумінозними морськими аргілітами – товща «чорних сланців», алевролітами) з прошарками вапняків і вугілля. Аргіліти – 60%, алевроліти – 27%, пісковики – 12%, вугілля – 0,9%, вапняки – 0,4 % [3].

На чорних сланцях залягають відклади бужанської світи, в якій містяться основні вугільні пласти басейну. Потужність цієї світи – від 150 до 305 м. Переважають алевроліти (45%), присутні також аргіліти (30%), пісковики (23%), вугілля (2%), вапняки (0,15%) [3]. На Волинському родовищі нижня частина відкладів містить 7 прошарків вугілля потужністю до 0,5 м. У південному напрямку ця товща заміщується алювіальними слюдистими «сріблястими» пісковиками. До верхньої частини (потужність 40-50 м) приурочені майже всі вугільні пласти басейну. В її розрізі переважають аргіліти з малопотужними прошарками доломітизованих мергелів і алевроліти. Вугілля характеризується високою метановістю. Відмічається посилене газовиділення [4, 112, 113].

Відклади башкирського ярусу (морозовицька, паромівська, кречівська світи) відрізняються від візейських та серпуховських домінуванням потужних (20-30 м) пачок пісковиків і значно меншим розвитком вугільних прошарків. Пісковикові пачки розділяються шарами аргілітів меншої потужності. У кожному з шарів аргілітів міститься пласт вапняку з підстиляючим вугіллям.

Морозовицька світа потужністю 55-60 м представлена прошарками, що часто перемежуються, алевролітів (47%), пісковиків (28%), темно-сірих аргілітів (20%), серед яких залягає 3-6 прошарків вугілля. Вугілля становить 2,3% (найбільший показник по басейну), вапняки – 2%. На півдні басейну

прошарки вугілля досягають робочих потужностей. Присутні одиночні незначні вільні газовиділення етану, пропану, азотно-метанових газів [3, 41, 43, 67].

У верхній частині ярусу (паромівська, кречівська світи) присутні аргіліти, алевроліти, пісковики з невитриманими прошарками вапняків і вугілля. Паромівська світа має потужність від 50 до 90 м, вміщуючі породи представлені переважно пісковиками (42%), майже порівну алевролітами (29%) та аргілітами (27%). Вугілля – 1,5%, вапняків – 0,6%. Помічені незначні вільні газовиділення вуглекисло-азотних газів [43, 67].

Кречівська світа, потужністю 70-100 м, представлена переважно пісковиками (55%), меншою мірою аргілітами (23%) та алевролітами (20%), вугіллям (2%) та незначною кількістю вапняків (0,1%) [55].

Вище залягають породи юрського віку: строкаті аргіліти і глини (присутні лінзи бурого вугілля потужністю 10-15 см), блакитно-сірі алевроліти, карбонатні пісковики, конгломерати, валуни різного розміру. Ще вище – пелітоморфні доломітизовані вапняки, доломіти, що перемежуються з ангідритами. В основу дослідження покладено загальну характеристику вугільних товщ, мінерального складу та вміщуючих порід Львівсько-Волинського басейну. Проведено узагальнення за попередніми вивченнями [41, 55, 67, 78] та визначено особливості вміщуючих порід, їх міцність і літоцикли, які співпадають та корелюються з визначеннями В.Ф. Шульги та Б.І. Лелика.

Для прикладу розрізу вуглепородного масиву розглянемо кам'яний матеріал свердловини 7427, яка розташована в північній частині Любельського родовища (Рис.2.2).

Розріз верхньої алювіально-озерно-болотно-лагунної вугленосної підформації (середня частина) ілюструє літологічний і фаціальний склад, характер будови та вугленосність найбільш континентальної частини вугленосної формації басейну. Для неї характерні: широкий розвиток теригенних піщано-алевритових відкладів і обмежене поширення карбонатних; значне поширення континентальних і перехідних утворень.

У частині вугленосного розрізу виділяються чотири літоцикли 1-го порядку й один – 2-го порядку (Рис. 3.1.).

Літоцикли першого порядку. Перший літоцикл (пласти 1-8) – лагунно-морський трансгресивний. Потужність – 6,1 м. Регресивна частина літоцикла – пласти 1-7, трансгресивна - пласт 8.

У основі літоцикла залягають глинисті алевроліти лагун (фація глинистих та алевритових осадків лагун, пласти 1, 2). Вище містяться косоверстуваті алевроліти (фація алевритових та піщаних осадків гирл та пониззя річок з ослабленою діяльністю вод, пласт 3). Вони переходять у глинисті алевроліти річкових заплав, що хвилясто переверствуються (фація алевритових, піщаних та глинистих осадків річкових заплав, пласт 4). Заплавні відкладення перекриваються глинистими хвилястоверстуватими алевролітами заростаючих водойм з ходами мулоїдів, нірками ріючих тварин, вертикальними апендиксами, часто заміщеними сидеритом (фація алевритових та піщаних осадків заростаючих водойм, пласт 5). Вище розміщуються грудкуваті аргіліти боліт (фація глинистих осадків заболочених приморських низовин пласти 6, 7). У них численні стигмарії, вертикально орієнтовані апендикси. Аргіліти пласта 7 є безпосередньо підшоною вугільного пласта n_6^0 потужністю 0,1 м.

Пласт вугілля перекривається морськими плитчастими аргілітами, збагаченими органічною речовиною, з морською фауною поганої збереженості: двостулки, брахіоподи, піритизовані рослинні рештки (фація глинистих та карбонатних відкладів прибережного мілкого моря, пласт 8). Вони представляють верхню межу літоцикла.

Другий літоцикл (пласти 8-43) – морсько-лагунний регресивний. Потужність – 44 м. Регресивна частина літоцикла – пласти 8-42; трансгресивна – пласт 43. У нижній частині літоцикла містяться вище згадані аргіліти з різноманітною морською фауною (пласт 8). Вище залягають лагунові плитчасті аргіліти місцями з горизонтальною шаруватістю, підкресленою зміною кольору породи (пласти 9, 10).

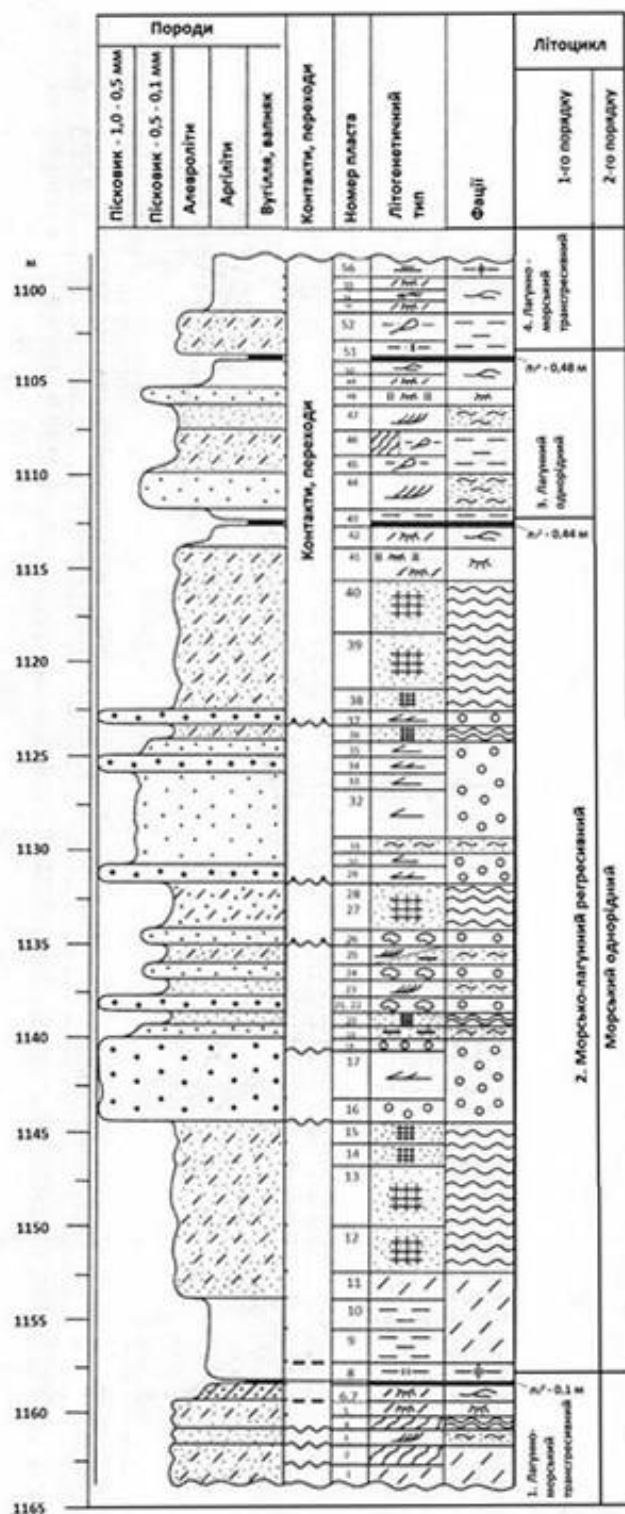
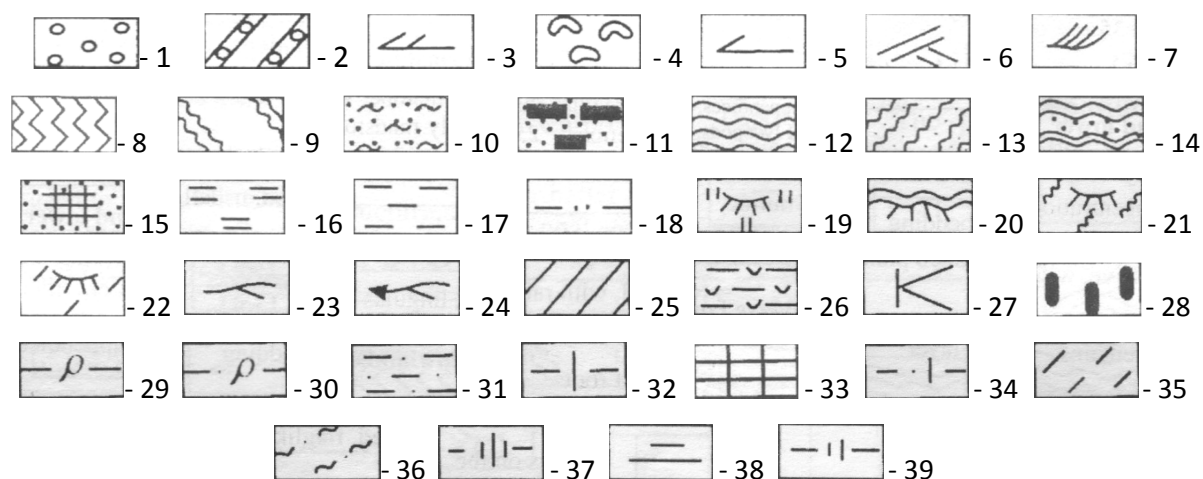


Рис. 3.1. Літологічна та фаціальна послідовність верхньої алювіально-озерно-болотно-лагунної вугленосної підформації. Середня частина. Сverdловина №7427. Любельська площа (виконано автором за матеріалами В.Ф. Шульги)

Умовні позначення:



1. Конгломерати, гравеліти, крупнозерністі пісковики, несортвані, зазвичай нешаруваті; 2. Пісковики з косою односпрямованою верстуватістю, підкресленою ритмічним сортуванням зерна; 3. Пісковики з вуглефікованими залишками рослин поганої збереженості; 4. Пісковики, алевроліти з уламками аргілітів, алевролітів, сидеритової гальки; 5. Пісковики, алевроліти з косою односпрямованою верстуватістю, підкресленою вугільним матеріалом, або неверстуваті; 6. Пісковики, алевроліти з косим клиноподібним різноспрямованим заляганням, підкреслені глинистим та вуглистим матеріалом. 7. Алевроліти, пісковики з косою, косохвилястою текстурою, дрібні, погано сортвані зі збіжною пологою верстуватістю, підкресленою вуглистим матеріалом; 8. Алевроліти, пісковики з косою, різноспрямованою текстурою, збіжною верстуватістю, з наскрізним заляганням; 9. Алевроліти, пісковики з косою структурою, збіжною верстуватістю, наскрізною верстуватістю та прошарками мулистих аргілітів, верстуватим або тонким горизонтальним заляганням; 10. Алевроліти, пісковики з переривчастою, тонкою, горизонтально-хвилястою верстуватістю, підкресленим вуглистим матеріалом; 11. Алевроліти, пісковики з алевролитовими прошарками та горизонтальною верстуватістю, підкресленою вуглистим матеріалом; 12. Сірі та темно-сірі алевроліти, пісковики з переривчастою хвилястою верстуватістю і лінзами, підкреслені глинистим матеріалом та рослинним детритом; 13. Алевроліти з дрібною хвилястою, горизонтально-хвилястою текстурами та наскрізним заляганням, підкреслені глинистим та вуглистим матеріалом; 14. Алевроліти, пісковики з порушенням верстуватості ходами мулоїдів, нірками риючих тварин; 15. Масивні глинисті алевроліти з переважно хорошою збереженістю флори; 16. Горизонтальні, горизонтально-хвилясті перешарування сірих та світло-сірих алевролітів і пісковиків з глинистим алевролітом та пошаровою акумуляцією рослинних залишків; 17. Аргіліти різних кольорів з горизонтальною переривчастою верстуватістю або неверстуваті, плитчасті; 18. Алевроліти

з мікрогоризонтальною верстуватістю і лінзами глин, вуглефікованим детритом; 19. Світло-сірі або сірі алевроліти, пісковики, неверстуваті, масивні з великими вертикальними апендиксами та добре збереженими стигмаріями; 20. Алевроліти, пісковики з прошарками замулення та вертикальними апендиксами; 21. Алевроліти, аргіліти з горизонтальнохвилястою верстуватістю, порушеною корінням рослин; 22. Аргіліти неверстуваті, грудкуваті, порушені корінням рослин; 23. Аргіліти з чисельними апендиксами; 24. Аргіліти з плитчастою, листуватою текстурою, зумовленою переробкою відкладів рослинами, розподіленими на площинах нашарування; 25. Аргіліти світлі, грудкуваті, жирні на дотик з рослинними рештками; 26. Аргіліти, алевроліти горизонтальношаруваті або неверстуваті, плитчасті з неморськими двостулками, поодинокими лінгулами; 27. Аргіліти, алевроліти з чисельними стрічкоподібними відбитками апендиксів на поверхні, поодинокі двостулки, брахіоподи; 28. Аргіліти темно-сірі, чорні плитчасті з високим вмістом гумусового, сапропелевого матеріалу; 29. Аргіліти плитчасті з чисельними відбитками рослинних решток; 30. Алевроліти та аргіліти з горизонтально-хвилястою верстуватістю, великою кількістю фрагментів рослин; 31. Алевроліти, аргіліти з горизонтально-хвилястою верстуватістю, підкреслені алевролітовим матеріалом; 32. Темно сірі та чорні аргіліти, збагачені органічним матеріалом, плитчасті з неморськими двостулками, рештками риб, ходами мулоїдів, з піритом та піритовими конкреціями; 33. Вуглисті плитчасті аргіліти з поодинокими брахіоподами; 34. Аргіліти та алевроліти з гумусовим та сапропелевим матеріалом, лінгулами; 35. Аргіліти, алевроліти горизонтальні шаруваті або нешаруваті з поодинокими брахіоподами евригалінних форм; 36. Аргіліти з численними, погано збереженими залишками різноманітної фауни; 37. Плитчасті аргіліти з двостулковими та брахіоподами, піритизованими рослинними рештками; 38. Аргіліти з численними лінзами та прошарками карбонатних конкрецій; 39. Аргіліти (часто вапнякові) з широко розвиненою морською фауною.

Доверху вони переходять у сильно глинисті лагунові алевроліти, масивні, з обвугленими рослинними рештками й численними включеннями слюди (фація глинистих та алевритових осадків лагун, пласт 11).

Вище містяться заплавні глинисті алевроліти зі слідами підводних сповзань, місцями масивні або горизонтально-хвилястоверстовуваті, із численними великими рештками каламітів (фація алевритових, піщаних та глинистих осадків річкових заплав, пласти 12-15).

Вище за розрізом знаходиться складно побудована товща багатоярусного алювію – фація піщаних та алевритових осадків гирл та пониззя річок з інтенсивними течіями, пласти 16-40, що з розмивом залягає на заплавних відкладах. Кожний ярус алювію в основі представлений грубозернистими нешаруватими русловими пісковиками з фрагментами обвуглених рослин (пласти 17, 29, 37), що вверх по розрізу переходять у дрібно-, середньозернисті різновиди. Верхня частина ярусу представлена відкладами заплав: глинистими алевролітами, масивними, хвилястоверстовуватими, з підводнозсувними текстурами, численними великими рештками каламітів, (пласти 27, 28, 36, 38-40).

На глинистих заплавних алевролітах четвертого алювіального ярусу містяться глинисті алевроліти заростаючих водойм, з пересікаючими породу апендиксами, пласт 41), які переходять вище у грудкуваті болотні аргіліти з слідами росту рослин, а також численними стигмаріями (пласт 42). Зазначені аргіліти безпосередньо підстиляють пласт вугілля n_7^I потужністю 0,44 м.

У покрівлі даного пласта залягають плитчасті аргіліти приморських озер зі стрічкоподібними відбитками апендиксів на площинах нашарування (фація глинистих алевритових осадків приморських озер, сильно опріснених лагун та заток (пласт 43). Вони є верхньою межею другого літоцикла й нижньою – третього.

Третій літоцикл (пласти 43-51) – лагунний однорідний. Потужність – 9,8 м. У нижній і середній частині літоцикла розвинений алювій пониззя й гирл річок з ослабленою діяльністю вод (пласти 44, 47). Він складається з дрібно-,

середньозернистих пісковиків, алевролітів з дрібною косою шаруватістю й більшим вмістом мусковіту, що характерно для, так званих, «сріблястих пісковиків», розвинених у середній частині верхньої вугленосної підформації.

Вище, з поступовим переходом, розміщені грудкуваті аргіліти, з вертикально орієнтованими апендиксами, часто заміщеними жовнами сидериту, стигмаріями. Ще вище по розрізу вони переходять у аргіліти з пошаровим нагромадженням рештків рослин (пласти 49-50). На болотних аргілітах залягає вугільний пласт n_7^B потужністю 0,48 м, у покрівлі якого залягають алевроліти сильно глинисті, зі слюдою, дрібною лускою риб, численним обвугленим детритом, фрагментами каламітів, кордаїтів, поодинокими стрічкоподібної форми апендиксами на площинах нашарування (пласти 51, 52).

Четвертий літоцикл (пласти 51-56) – лагунно-морський, трансгресивний. Потужність – 5,4 м. Регресивна частина літоцикла – пласти 51-55; трансгресивна – пласт 56.

У основі літоциклу містяться охарактеризовані раніше сильно глинисті алевроліти приморських озер верхньої частини четвертого літоцикла (пласти 51, 52). Вгору по розрізу вони переходять у грудкуваті аргіліти заболочених приморських низовин (пласти 53, 54, 55) із численними стигмаріями й вертикально орієнтованими апендиксами. Серед них є листуватий аргіліт з численними обвугленими залишками плауноподібних, кордаїтів, розміщених на площинах нашарування (пласт 54).

Верхня частина четвертого літоцикла представлена морськими аргілітами, тонкоплитчастими з лінзоподібними прошарками сидериту потужністю від 0,5 до 3,0 см і поодинокими відбитками морських двостулочок (фація глинистих та карбонатних осадків прибережного мілкого моря (пласт 56). Цей аргіліт є верхньою межею четвертого літоциклу 1-го порядку.

Утворення охарактеризованих вище літоциклів 1-го порядку відбувалося за умов трансгресивної спрямованості осадконакопичення. Трансгресія моря досягла свого максимуму під час утворення аргілітів пласта 56. У зв'язку із цим

поєднання першого – четвертого літоциклів 1-го порядку утворює літоцикл 2-го порядку. Нижньою й верхньою межею є морські відклади.

Серед піщано-алевритових відкладів гирл та пониззя річок містяться горизонтально-хвилястоверстовуваті глинисті алевроліти приморських озер з обвугленим детритом і слюдою (пласти 45, 46). Як і у попередніх літоциклах, верхня частина літоцикла другого порядку (морський однорідний) спочатку представлена відкладами заростаючих водойм (пласт 48). Це – дрібнозернисті ясно-сірі пісковики з численними апендиксами, що січуть породу й іноді заміщеними сидеритом; з прошарками замулювання, стигмаріями, слідами сповзань, ходами мулоїдів і нірками риючих тварин [131, 141, 150].

3.1 Тектоніка

Положення західної та південно-західної меж СЕП на заході України умовно встановлюється по Белз-Милятинській зоні насувів (надвигова дислокація, відображена в фундаменті Белз-Балуцьким розломом) (Рис. 3.2).

Територія між Белз-Балуцьким та Рава-Руським насувами розглядається як найдавніший елемент обрамлення платформи, фундаментом якого є складчастий комплекс рифею. Тут значно збільшуються потужності ранньопалеозойських та девонських комплексів, склад осадків більш глибоководний [74, 96].

В межах басейну є декілька глибинних розломів: Рава-Руський, Володимир-Волинський, Радехівський.

Рава-Руське порушення (Рис. 3.3.) відділяє Східно-Європейську платформу на південному заході від каледонської складчастості. Зона порушення вирізняється смугою згущення аномалій сили тяжіння й локальними аномаліями магнітного поля (Рис. 3.2.), які інтерпретуються як уступоподібне занурення фундаменту. За даними сейсмозвідки кореляційним методом заломлених хвиль (КМЗХ), амплітуда порушення по фундаменту близько 1300 м, а за даними глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ), воно прослідковується в земній корі й досягає поверхні Мохо. Порушення датується як докаледонське.

У девоні й карбоні Рава-Руське порушення знаходить прояв у вигляді конседиментаційного скиду, наприкінці палеозою по ньому були насунуті в північно-східному напрямку інтенсивно дислоковані відклади нижнього палеозою, силуру й девону, а в неогені (міоцені) воно активізувалося по системі дрібних порушень, що ускладнюються глибинним порушенням, з утворенням в осадовому чохлі флексур, які іноді знаходять відображення в рельєфі.

Володимир-Волинське порушення – Північний скид візейського віку (Рис. 3.3.) обмежує басейн з півночі (обмежує Ковельський виступ), має складну будову і сумарну амплітуду до 2500 м. У фундаменті представлений скидами, а в нижньопалеозойських відкладах – крутою й складнобудованою флексуєю. Ширина зони порушення коливається від 2 до 5-6 км. Скид відзначається в гравітаційному й магнітному полях, а на крайнє слабкому магнітному полі (КС МП) – у вигляді східного закінчення лінеамента, що простягається через міста Варшава, Коцьк на території Польщі й Володимир-Волинський в Україні. Далі, в східному напрямку, це порушення простежено сейсмічними роботами приблизно до перетину з Радехівським порушенням (Рис. 3.2.), де воно розгалужується на два-три порушення субширотного й північно-східного простягання. З цим розломом контактують тільки девонські нижчезалягаючі горизонти, відклади кам'яновугільної системи частково накладаються на Волинський виступ та інші підняті, а потім знівельовані структури.

Ратнівський горстоподібний виступ обмежують Північний і Ратнівський розломи (Рис. 3.2.).

Радехівське порушення знаходиться на межі двох областей: моноклінального схилу Волино-Подільської плити на сході й Львівсько-Волинської западини на заході. Воно представлено, як і Володимир-Волинський розлом, у фундаменті скидовою зоною і флексуєю в палеозойських відкладах з опущеним західним крилом. На північ від міста Буськ Радехівське порушення розгалужується на східний – Озютичі-Олесківський і західний – Хобухтов-Буський розломи.



Рис. 3.3. Тектонічна схема Львівсько-Волинського вугільного басейну за [5]

1 – Львівсько-Волинська западина і Варшавсько-Люблінський прогин; 2 – найбільш занурена частина западини з основною промисловою вугленосністю в межах України; 3 – південно-східне крило палеозойського прогину (Волино-Подільська монокліналь); 4 – західне крило палеозойського прогину; 5 – Український щит; 6 – Волинський або Ковельський виступ; 7 – Передкарпатський прогин; 8 – Карпатський складчастий комплекс; 9 – Словацько-Ратнівський горст; 10 – Пінська або Поліська улоговина; 11 – Підлясько-Брестська западина; 12 — великі тектонічні порушення; 13 – межі структурних підрозділів

Його закладання пов'язується приблизно з рифейским часом, незначні рухи по ньому відзначені у верхньокрейдовий і неогеновий час. На профілях глибинного сейсмічного зондування (ГСЗ) порушення простежується у земній корі до мантії і досить добре відбивається на КС МП у вигляді пучка фотолінеаментів.

Продовження Радехівського порушення у межах Волинського підняття, узгоджується з порушенням, що є східною межею Ковельського валоподібного підняття [128].

На південь від Володимир-Волинського розлому розташовані системи порушень Рогожано-Суходольська і Нововолинсько-Бубнівська, що утворюють зону шириною 5 км [27, 104] і розломи простежуються на суміжній території Польщі до р. Хочви.

Разом із Володимир-Волинським, Рогожансько-Суходольське і Нововолинсько-Бубнівське порушення відбивають північну границю Волинського підняття.

Красносельсько-Тартаківське порушення першого порядку й Мурованське другого порядку утворюють тектонічну зону, що збігається з трансконтинентальним розломом, виділеним І. Д. Гофштейном [27] з назвою «Субширотний лінеамент мантійного закладення». Красносельсько-Тартаківський і Мурованський розломи виражені в рельєфі як південна границя Волинської височини у вигляді денудаційної сходинки.

Великомостівсько-Добротвірський розлом складається із двох куліс, що заходять одна за одну у вигляді відрізків у місці перетину їх із Цебрівсько-Кам'янка-Бузьким розломом. Західний, Великомостівський відрізок, проходить уздовж широтної частини долини р. Рати. Східний, Добротвірський, по всьому простягання – до Радехівського розлому збігається з космолінеаментом.

Нестерівсько-Дернівський розлом виділений за лінійними морфоструктурними ознаками сучасного й домезозойського рельєфу, і збігається з протяжним космолінеаментом [47].

3.1.1 Тектоніка вугленосної товщі

За характером порушень територія басейну поділяється на два райони із загальною границею по Белз-Милятинському розлому: південно-західний (субгеосинклінальний із зануренням фундаменту на захід і південь, переважним розвитком розломів ортогональної системи) і північно-східний (субплатформний) [67].

На південно-західний блок мали вплив активні рухи, що проходили в Карпатській геосинклінальній області на заключному етапі герцинської складчастості. У сучасному вигляді територія є чергуванням валоподібних піднять і западин, які за простяганням мають витриманий карпатський напрямок головних структурних елементів.

З від'ємних структур південно-західного блоку виділяються Межиріченська, Тяглівська синкліналі, Карівська (Любельська) монокліналь, у межах яких вугільні відклади становлять промисловий інтерес.

Тяглівська синклінальна складка. Її обмежують валоподібні підняття: Бутиньське – із заходу, і Куличків-Милятинське – зі сходу. Складка, замкнена на південному сході, простежується у північно-західному напрямку на 20 км до кордону з Польщею; поперечні розміри її змінюються від 3 км на півдні до 8 км на півночі. Трохи зміщена до західного крила вісь складки поринає на північний захід під кутом 1-2°. Падіння північно-східного крила має кут 6-9°, південно-західного – 3-4°. У північній і південній частинах вісь синкліналі зазнає розгалудження, обумовленого наявністю двох брахіантиклінальних підняття. Вони простягаються в північно-західному й південно-східному напрямках на 3 км при ширині крил до 2 км. Падіння пластів на крилах не перевищує 3°. На кордоні з Польщею вісь синкліналі поринає на максимальну глибину з утворенням замкненої складки розмірами 1,5 км по простягання й 0,5 км – у діаметрі. У крайній північно-західній частині крило синкліналі ускладнене двома паралельними й близько розташованими один до одного складками від'ємного і додатнього знаків. До півдня від кордону з Польщею вони прослідковуються в

південно-східному напрямку до 3 км. Складки асиметричні з падінням крил 2-3 і 3-5°. У північній частині синкліналі її північно-західне крило ускладнене насувом з амплітудою до 10 м, а приосьова частина східного крила – Тяглівським скидом з амплітудою до 15 м. Значні тектонічні розриви зафіксовані також на валоподібних підняттях. Так, на Бутинському піднятті простежена Хлевчанська зона насувів, а на західному крилі – Куличків-Милятинський, Белз-Куличківський насуви.

Структурне положення Тяглівської синкліналі не виключає присутності й інших тектонічних порушень із невеликими амплітудами, але здатними впливати на геолого-технологічні умови відпрацювання вугільних пластів.

Карівська (Любельська) монокліналь розташована між Бутинським валоподібним підняттям на сході й Нестерівським – на заході. Загальний нахил її пластів на південний захід порушується двома негативними й однією позитивною складками, виявленими геологорозвідувальними роботами на пошуковій стадії. Усі три складки мають лінійний характер і витягнуті вздовж простягання монокліналі. Найбільш протяжна й чітко виражена в заляганні вугільних пластів синклінальна складка проходить біля західного краю структури. Вона простягається на 22 км, розширюючись у північно-західному напрямку від 2,5 до 6,0 км. Східна гілка простежується уздовж північно-східного краю, перериваючись у північній частині. Північно-східне крило круте (6-8°), південно-західне – полого (2-3°). Між цими двома синклінальними складками розташовується вузьке (0,8 км), але також протяжне (9 км) підняття. У північній і південній частинах монокліналі виділяються два флексурних регіони, що перетинають її в широтному напрямку [16, 135].

Виходячи з вищевикладеного й оцінюючи Карівську структуру в цілому, слід віднести її в сучасному вигляді до типу прирозломних негативних складок.

Платформна частина басейну (північно-східний блок фундаменту) слабо дислокована, однак різноманітність форм і орієнтувань тут більша. Чіткість їхнього вираження в кам'яновугільних відкладах не однакова. Виділяються протяжні лінійні системи зближених дислокацій, групи обмежених розмірів і

розосереджених складок. Розривні порушення ускладнюються системами зближених розривів і поодинокими лініями. Орієнтовані складчасті й розривні форми в діагональному, ортогональному напрямках ускладнюють структуру басейну в поздовжньому й поперечному напрямках. З негативних структур на площі поширення вуглепромислової товщі виділяються Межиріченська синкліналь і Волинська монокліналь, а з позитивних – Забузьке підняття, що їх розділяє. Обидві негативні структури звужуються на півдні й замикаються по широті міст Соснівки й Сокаля. Забузьке підняття замикається на північному заході, біля кордону з Польщею, а у південно-західному напрямку залишається відкритим приблизно до широти м. Червоноград.

Межиріченська синкліналь простежується в північно-західному напрямку на 27 км за ширини від 10 км на півдні до 16 км на півночі. Частина її, розташована на південь від Муровано-Красносельського розлому, перебуває у Червоноградському блоці, північна належить до Сокальського блоку. У зоні Муровано-Красносельського розлому складчасті форми й розриви перериваються і мають іншу будову й напрямки.

Вісь складки складається з трьох меридіонально орієнтованих відрізків.

На схід від осі меридіональної синкліналі приосьова частина ускладнюється Центральним флексуроподібним підняттям. Ширина підняття 1,5 км, воно простягається в субмеридіональному напрямку на 7 км. Воно має круте (до 5°) західне крило, ускладнене малоамплітудним, але витриманими по простяганню скидами у вигляді грабенової структури, і пологіе (2°) – східне. По всій довжині підняття збігається із західною частиною зони Центрального розлому фундаменту. Склепіння Центрального підняття на північ від стовбурів шахти Великомоствська №8 помітно підняте, утворює замкнене підняття асиметричної форми, з більш крутим і вузьким східним крилом. Розмір складки – 750 м по простяганню й 400 м нахрест його, амплітуда 10 м. Склепіння і крила Центрального підняття порушені великою кількістю малоамплітудних порушень.

Розглядаючи в цілому будову склепіння південної частини Межиріченської синкліналі, її можна уявити у вигляді складнобудованої близькоосьової зони шириною 4 км, ускладненої підняттям. Збіг багатьох її структурних елементів з розломами фундаменту вказує на її формування переважно під впливом Центрального, меншою мірою, Белз-Милятинського розлому.

Нижньосолокійське підняття розташоване на 1 км на південь нижньої течії р. Солокії й проходить паралельно їй від східних виходів робочих пластів на підмезозойську поверхню в західному напрямку до центральних стовбурів шахти ВМ №10. Вісь підняття поринає на захід, у зв'язку із чим ерозійний зріз має максимальну глибину на східному крилі синкліналі. Тут у склепінні робочі пласти й вищезалягаючі відклади карбону розмиті, а на підмезозойській поверхні виступають, підстилаючи безвугільні горизонти бужанської світи. Від західної границі шахти ВМ №1 до центральних стовбурів шахти ВМ №10 вузькою смугою розмиті тільки башкирські відклади. Склепіння підняття на границі шахт ВМ №4 і ВМ №10 ускладнено двома локальними брахіантиклінальними складками. Вони мають асиметричну будову з розмірами 10 км по довгій і 7 км по короткій осям, і амплітуду, що не перевищує 10 м. Нижньосолокійське підняття контролюється широтними й субширотними розломами фундаменту високих порядків і обумовлене наявністю піднятого блоку фундаменту, обмеженого ними, принаймні, у межах шахт ВМ №№1, 2. Склепіння підняття ускладнене малоамплітудними розривами широтного й північно-західного простягання.

Муровано-Вербівське підняття з південного сходу на північний захід перетинає поле шахти ВМ №10 і простежується трохи східніше центрального стовбура. Підняття складається із чотирьох антиклінальних складок північно-західного простягання. Три з них перебувають у межах Червоноградського блоку в районі с. Муроване. Дві складки мають структуру, близьку до симетричної з розмірами по довгій і короткій осям 1100 і 500 м, висотою 8 м. Вербівська антиклінальна складка розташована в с. Вербове й має складну будову. З

південного краю, розташованого в зоні Муровано-Красносельського розлому, і до кордону з Польщею, воно ускладнене прирозломною негативною складкою Цебрівського скиду. Структура має довжину 6 км при загальній ширині 2,5 км.

Східне крило Межиріченської синкліналі характеризується моноклінальним падінням порід на захід. Воно дислоковане вкороченими складками широтного простягання і підлягає порушенню тектонічними розривами. Найбільші серед них з амплітудою до 15-20 м, переважно північно-західного простягання, перетинають поля шахт ВМ №№ 1, 3, 5 і ЧГ № 2. Красносельський скид перетинає по діагоналі поле шахти ЧГ №2.

Інтенсивність дислокування збільшується в південному напрямку. На крайньому південному сході (шахти ВМ №№5-9), поряд із широтними складками, набувають розвитку складчасті форми меридіонального й північно-західного простягання.

Північно-східний блок: *Забузьке підняття* понад 30 км простягається в північно-західному напрямку і є продовженням північно-східного крила Межиріченської синкліналі. По всій довжині воно кулісоподібно складається з декількох антиклінальних складок, що заходять одна за одну на ділянках перетину його із Правдинським і Тартаківським флексурними перегинами. Місця кулісоподібної форми ускладнюються додатковими недовгими складками. У південно-східній частині склепіння зазнають глибокого розмиву, у зв'язку із чим на підмезозойську поверхню виходять нижні горизонти бужанської світи серпуховського ярусу. Із збільшенням занурення склепіння на північний захід глибина ерозійного зрізу зменшується, і розріз поступово нарощується вищезалягаючими пластами башкирського ярусу. По всій довжині підняття склепіння порушено поздовжніми Забузьким, Павлівським і Межиріченським скидами, а також Дібровським насувом, що так само, як і складки, мають кулісоподібну будову. Забузьке підняття не підтверджене в розломах фундаменту.

Волинська монокліналь у цілому має менше дислокацій ніж Межиріченська синкліналь. Характеризуючись у цілому моноклінальним падінням верств на

захід, вона місцями ускладнюється локальними формами. Серед останніх на півдні виділяється Сокальська синкліналь. Аналіз дислокованості південної частини монокліналі, яка розташована південніше субширотного відрізка р. Західний Буг, указує на більш складну її структуру.

Сокальська синклінальна складка характеризується відсутність яскраво вираженої осі. Складка за характером дислокацій поділяється на дві частини – східну й західну. Східна частина дислокована вузькими, порівняно тривалими (до 3-7 км) складками позитивного й негативного знаку широтного простягання. Стил і орієнтування дислокацій повністю відповідають роздробленості фундаменту розломами широтного простягання, що пересікають у цій частині Іваницький розлом і Сокальську синкліналь. Судячи з розташування осей локальних складок, найбільш занурена частина її зміщена до півдня, ближче до зони Тартаківського розлому. Західна частина синкліналі дислокована складками меридіонального простягання. Границями її на заході й сході є Центральний і Трудолібовський розломи фундаменту.

Сокальський розлом, виділений у фундаменті за даними сейсмічних і гравіметричних робіт, і розташований під середньою частиною Сокальської синкліналі, не знаходить підтвердження в тектоніці кам'яновугільних відкладів.

Уздовж північної окраїни Сокальської синкліналі, до перетинання із Забузьким підняттям, проходить Правдинське широтне підняття, якому у фундаменті відповідає однойменний розлом. У результаті глибокого розмиву склепіння на підмезозойську поверхню вузькою смугою виходять безвугільні верстви лишнянської і бужанської світ серпуховського ярусу.

На північ від Правдинського підняття вугленосні відклади трохи підняті, однак моноклінальне падіння на захід у цілому зберігається. Спостерігається лише більше опускання кам'яновугільних відкладів у північній частині Забузького підняття та наявність двох невеликих складок північно-західного орієнтування в східній частині.

Волинська флексура розділяє територію між двома широтними відрізками р. З. Бугу на півночі басейну на різні за тектонічною будовою східну й західну

частини. Помітно опущена східна частина уздовж осі флексури виражена у заляганні вугільних пластів у вигляді западин. Майже по всьому простяганню вона представлена ланцюжком симетричних брахісинкліналей з більш крутими північно-західними ($3-5^\circ$) і пологими ($1-2^\circ$) північно-східними крилами. На півночі в Рогожано-Суходольському розломі, западина переривається й далі простежується у вигляді невеликих окремих занурень. На схід від западини до виходів робочих вугільних пластів вугленосна товща порушена незначними за розмірами складками широтного простягання. Це переважно асиметричні відкриті на захід синклінальні й на схід антиклінальні складки довжиною від 1,0 до 3,0 км при ширині від 0,3-0,5 до 1,0, рідше 2,0 км. Більш протяжні (3-5 км) складки спостерігаються північніше стовбурів шахти НВ №8, які за морфологією перебувають ближче до флексурних перегинів. Розривні порушення представлені загалом малоамплітудними скидами й підкидами північно-західного, рідше – широтного простягання.

У західній частині монокліналі більшою дислокованістю характеризується площа, що межує з віссю флексури. Складчасті форми представлені короткими (0,5-1,0 км) відкритими пологими складками із широтним простяганням осей. Тектонічні розриви, побудовані у вигляді куліс, ускладнюють перегин флексури і частину її західного крила. Представлено розривні порушення скидами, орієнтованими в північно-західному напрямку. Інша частина західного крила флексури під крутішим кутом ($3-5^\circ$) має моноклінальне занурення в західному напрямку. Рівномірне занурення порушується витривалими (3-5 км) з витриманими у широтному простяганні відкритими складками й малоамплітудними розривними порушеннями північно-західного, рідше – північно-східного орієнтування.

Густа мережа розмивів вугленосної товщі часто співпадає у плані з зонами виділених різнопорядкових ортогональних розломів у фундаменті, вказує на досить нестійкий тектонічний режим цієї частини басейну, що відбивався у вугленосній товщі у вигляді надрозломних флексурних перегинів.

Переміщення розломами були причиною утворення не тільки складчастих дислокацій, але й розривних. Невисокі амплітуди диференціальних переміщень блоків по розломах, що їх обмежують, значна глибина залягання поверхні кристалічного фундаменту платформної частини басейну відобразились у широкому розвитку малоамплітудних розривних форм.

Тектонічні розривні порушення малої амплітуди (до 10, рідше 15-20 м), залежно від простягання, належать до діагональної й ортогональної систем. З розривів діагональної системи найбільший розвиток одержали поздовжні, представлені загалом скидами й невеликою кількістю насувів і підкидів. Скиди діляться на дві серії – основну і таку, що обрамляє. Основна серія – це скиди, що мають вертикальні або круті ($70-90^\circ$) кути падіння, значну довжину (5-10 км), чітку прямолінійність і орієнтування $320-350^\circ$. Їхньою особливістю є смуговий розвиток по близько розташованих лініях, у яких падіння скидів часто спрямовані у середину опущеної ділянки, обмеженої ними, з утворенням грабенової структури. Як правило, розриви що обмежують грабен представлено від 2- до 5-східчастими скидами в зоні шириною 10-50 м. Протягом всієї довжини скиди неодноразово перериваються, згасають, але відразу на продовженні їх напрямків виникають нові зі швидким відновленням приблизно колишніх елементів залягання. При цьому окремі ланки скидів кулісоподібно заходять один за одним із зовнішньої та з внутрішньої сторони грабена.

Амплітуда окремих скидів коливається від 1-3 до 5-10 м, рідше – 15-20 м. На кінцевих частинах скидів віялоподібно розщеплюються, за рахунок чого простір між ними нерідко буває повністю порушений дрібними скидами, швидко виположуються, міняють падіння на зворотні і загасають. У поперечнику грабени не перевищують 250-400 м і збільшуються до 500-1000 м на ділянках зчленувань скидів з більшими розривами або загасанням грабена. Характерними прикладами можуть бути грабени Червоноградського блоку (шахти ВМ №4 і ЧГ №2). Східчасті структури, утворені скидами, частіше зустрічаються на крилах грабена й мають елементи залягання, аналогічні скидам, описаним вище. Одні з розривів основної серії присутні тільки на схід від зони Центрального розлому, і

тоді вони загасають усередині нього або в перехідній зоні, інші продовжуються і на захід, ускладнюючи підняття, що розділяє синклінальні складки, треті кулісоподібно зчленовуються в Межиріченський складчастій зоні з великими розривами, що діагонально перетинають крила складок. Важливою властивістю для тектонічних розривів основної серії поздовжньої системи є розташування ділянок перерв з кулісоподібно будовою окремих ланок, відгалужена і розщеплень у ряди, орієнтовані в широтному або меридіональному напрямку.

Серія розривів, що оперяють, тісно пов'язана з основними і знаходяться під кутом до них, представлена скидами невеликої довжини (50-500 м) звивистого або ламаного виду, що й проявляються у вугільному пласті переривчасто. Максимальні амплітуди (1-2 м) спостерігаються ближче до основного розриву або середньої частини своєї довжини. Кути падіння скидів пологі – 20-50°. Скиди, що оперяють інтенсивно вражають внутрішню частину грабенів, ділянки різких вигинів і зломів основного блоку.

Менший розвиток мають системи розривів, які перетинають басейн із південно-заходу на північний схід із частотою, що збільшується в південному і південно-східному напрямках. Вони однаково прямолінійні й витримані на великих відстанях незалежно від амплітуди, яка коливається в межах від 0,5-3,0 м до 10,0-16,0 м. Представлена ця система зближеними, переривчастими кулісо подібними скидами із простяганням (30-40°) північно-західного падіння (80-90°). Ділянки кулісо подібного залягання, розщеплення й загасання розташовуються на виділених по поздовжніх розривах широтних і меридіональних рядах, скорочують їхню переривчастість і вказують на те, що розташування кулісо подібних ділянок у ряди – явище широкое й розвинене в басейні і є характерним для його тектонічних розривів.

Дослідження показали, що ділянки, які зазнали активного прояву ортогональної системи розривів мають інтенсивні розмиви, завдяки чому їх вплив на тектоніку вугільного пласта зареєструвати важко. У найвиразнішому вигляді широтні розриви присутні в межах шахт ВМ №№ 5, 8, 9, де вони представлені п'ятьма зонами. У кожній із зон налічується 2-7 скидів північного й

південного падіння під кутом $30-50^\circ$ з амплітудою 0,5-6,0 м і азимуту простягання $70-90^\circ$ і $270-280^\circ$. Скиди малопотужні, часто переривчасті, кулісоподібної. Вони утворюють грабени, сходи й хвилясті лінії складного виду [37].

Меридіональні розриви представлені скидами невеликих амплітуд (0,2-3,5 м) з кутом падіння $30-50^\circ$ і орієнтуванням по простяганню $345-360^\circ$ і $0-10^\circ$. Їхня присутність виявлена гірськими виробками на крилах і продовженні субмеридіональних розмивів. Окремими лініями довжиною від 1,5 до 3,0 км вони розвиваються у вигляді зон зближених скидів. Ортогональні розриви суттєво доповнюють кулісоподібні ряди, перетворюючи окремі їхні ланки в безперервні лінії.

За ступенем тектонічної порушеності (кількість порушень на одиницю площі, їх протяжність та амплітуда зміщення) є прості, відносно складні і складні типи шахтних ділянок [32]. Більшість шахтних ділянок має просту і відносно складну тектонічну будову (19 із 21 шахти). Складними є дві ділянки: шахти ВМ № 1 і 5. Через шахтне поле ВМ № 1, яке має найбільшу тектонічну порушеність, протікає річка Рата.

Достовірні реконструкції тектонічних рухів у період формування вуглегазоносною формації мають велике значення для правильного розуміння процесів, внаслідок яких можливе утворення техногенних систем.

3.2 Гідрогеологічні умови

Львівсько-Волинський – закритий басейн із потужністю покривних відкладів 300-450 м і тому розробка родовищ тут пов'язана з проходкою шахтних стовбурів великої початкової глибини (до 400-500 м). Під час будівництва шахт проходження обводненої товщі сеноману здійснюється спеціальними методами – водопониженням, заморожуванням, цементацією та бурінням.

Значно ускладнюють розробку вугільних пластів та видобутку газу-метану водоносні горизонти четвертинних, крейдових, юрських та кам'яновугільних відкладів. Водоносність горизонту залежить від гіпсометричного положення шахтних полів та впливає на газоносність вуглепородних масивів басейну, змінюючи газоносні горизонти на водогазоносні чи не газоносні.

Обводненість вуглепородних масивів також впливає і на денну поверхню, що проявляється в утворенні озер та боліт в районах відпрацьованих виробок [31, 35, 85, 115].

Гідродинамічні та гідрохімічні характеристики поверхневих вод [85, 111]. На території вугільного району у північному напрямку протікає р. Західний Буг (З. Буг) з чисельними притоками, із яких основні – Рата і Солокія.

Річка З. Буг бере початок на Волино-Подільській височині, на відмітках +290 м над рівнем моря, у с. Устилуг відмітка знижується до +173 м. протяжність ріки від витoku до досліджуємої території близько 180 км. Від с. Устилуг ріка тече по кордону між Україною та Польщею. У Польщі вода із З. Бугу використовується для господарсько-питних потреб. Водозбірна площа для гідрологічного посту в м. Сокаль – 6250 км². Загальний напрямок течії річки північно-західний. Місцями простежуються меандри і стариці. Русло ріки прокладено у товщі четвертинних відкладів, подекуди воно прорізує крейдові відклади. Ширина русла у межень (найменший рівень води) – 25-70 м, глибина – 1,1-1,7 м, середня швидкість течії 0,45-0,65 м/с. Сток ріки зарегульований греблями Добротвірської державної районної електричної станції (ДРЕС) і Сокальського хімкомбінату.

У долині З. Бугу експлуатуються Соснівський та Межиріченський водозабори. Під час повені вода ріки затоплює долину, доходить до I поясу санітарної охорони. З погляду відновлення ресурсів – це позитивне явище, але у цей же час змивається увесь бруд з поверхні, зносяться фільтраційні води з-під породовідвалів і шламонакопичувачів, що сприяє забрудненню водоносних шарів.

Фонова мінералізація рік басейну Західного Бугу біля 400 мг/дм³. Максимальне забруднення ріка отримує в м. Буську після впадіння в неї р. Полтви. Нижче по течії за Добротвірською ДРЕС стан річки дещо поліпшується – розчинений кисень збільшується до 11 мг/дм³, безпечний рівень концентрації (БРК) і окислюваність зменшуються до 6,7 мг/дм³ і 9,5 мг/дм³ відповідно.

У районі хвостосховища дещо збільшується сухий залишок (з 368 до 595 мг/дм³), що пояснюється фільтрацією з хвостосховища, цим же пояснюється збільшення у воді натрію (з 15 до 69,5 мг/дм³), сульфатів (з 32,1 до 107,8 мг/дм³), бромю (з 0 до 0,67 мг/дм³), поліфосфатів (з 0 до 1,75 мг/дм³), а головне – поява у воді поверхневоактивних речовин (0,053 мг/дм³), фенолів (0,013 мг/дм³) і нафтопродуктів (8,14 мг/дм³). Нижче по течії поступово ріка очищується.

Річка Рата – ліва притока Західного Бугу, витікає з території Польщі поблизу м. Рава-Руська, впадає в Західний Буг між с. Межиріччя і м. Червоноградом. Загальна довжина річки 67 км, вона протікає через шахтні поля ВМ №№1, 3, 8. Водозабірна площа 1942 км², середній уклін потоку 0,00062. Ширина русла по течії змінюється від 3 до 30 м, глибина – від 0,36 до 1,42. Середня швидкість течії 0,26-0,71 м/с. Видаток води від витoku до устя збільшується з 0,58 до 5,3 м³/с. Модуль поверхневого стоку 2,74 л/с з 1 км², коефіцієнт стоку 0,11.

Річка Солокія – ліва притока р. Західний Буг, бере початок на території Польщі. Від м. Угніва до впадіння в Буг у м. Червонограді ріка тече в східному напрямку. Загальна довжина ріки 50 км; водозабірна площа – 793 км², нахил русла незначний. Повільна течія обумовлює формування в її долині заболоченості.

Ширина русла в нижній течії – 7-10 м, глибина – 0,58-0,74 м; швидкість течії 0,4-0,6 м/с; витрата води – 2-3,2 м³/с. Модуль поверхневого стоку ріки 4 л/с з 1 км², коефіцієнт стоку – 0,2. Ріка протікає в межах шахт ВМ №10, ЧГ №2 по границі шахт ЧГ №1 та ВМ №1.

Окрім цих основних водотоків є ще невеликі річки і потоки, серед яких: р. Білосток, права притока р. Західний Буг; потік Савчинський, ліва притока р. З. Буг; потік Нумерний, права притока р. З. Буг та р. Стасівка.

На території Червоноградського геолого-промислового району побудовані чисельні штучні водоймища, водо- та мулонакопичувачі; утворилися накопичувачі інфільтраційних стоків біля породовідвалів і за греблями мулонакопичувачів: мулонакопичувач Центральної збагачувальної фабрики (ЦЗФ) (пожежне водоймище м. Соснівка) поділений греблею уздовж на дві частини: права (східна) ближча до З. Бугу не заповнена, оскільки з неї досить висока фільтрація в ріку і вода не тримається; ліва (західна) заповнюється скидами шахтних вод Великомоствістких шахт. Вода використовується на технологічні потреби ЦЗФ. Помітних змін у колодязях і свердловинах від накопичувача не зафіксовано: забруднення четвертинного водоносного горизонту відбувається із стоків з відвалу гірничих порід ЦЗФ та шламонакопичувачів; старий шламонакопичувач на лівобережжі р. Рати, заповнений (шлам використовується для виготовлення цегли і блоків); нове хвостосховище ЦЗФ, розташоване на межиріччі при впадінні Рати у З. Буг; водосховище шахт ЧГ №№ 1, 2 (використовується для котелень, під час повені скидається у З. Буг).

У гідрологічному відношенні територія району входить до складу Волино-Подільського артезіанського басейну у його північно-західній частині.

Підземні води мають розповсюдження в усіх стратиграфічних відкладах, але практичне значення мають водоносні горизонти і комплекси від четвертинних до девонських.

Гідрогеологічні умови району досить складні. Тут виокремлюються: четвертинний (сенонський), верхньокрейдовий і юрсько-кам'яновугільний водоносні горизонти [67, 100].

Четвертинний водоносний горизонт приурочений переважно до пісків, супісків, пилюватих суглинків, які розповсюджені по всьому басейну. Найбільше водонасиченим є пісок, найменше – супіски і зовсім мало суглинки. Водопір – щільні четвертинні суглинки.

Сенонський водоносний горизонт – найбільш водомісткий у басейні – приурочений до верхньої тріщинуватої зони мергелів. Типовий напірний горизонт тріщинного типу має велику потужність та поширення. Відмінністю сенонського горизонту є непостійність його водозбагачення як у площинному поширенні, так і у вертикальному розрізі, що зумовлено характером тріщинуватості, яка є мінімальною на вододілах і значно більшою у пониженнях рельєфу: у балках, долинах річок. Амплітуда крайніх значень питомих дебітів свердловин на території басейну змінюється від 0,10 до 25 л/с.

Водозбагаченість сенонських відкладів у пониженнях ділянках рельєфу також нерівномірна і обумовлена тектонічною будовою і неотектонічними процесами. Так, верхні підвищені блоки і блоки, які мають тенденцію до руху вгору, де потужність четвертинних відкладів мінімальна, характеризуються максимальними значеннями водопровідності і у їхніх межах розвідані водозабори та господарсько-питні води, які експлуатуються. Висока пустотність цих порід обумовлена ступенем їх вилуговування прісними водами атмосферного живлення. Поширення пустот та тріщин поверхнею досягає значних глибин, не є суцільним, і визначається у різних інтервалах.

Тріщинувата зона у вертикальному розрізі та за площею розвинена вкрай нерівномірно. Найбільш ефективна тріщинуватість сприятлива для міграції води на глибині 30-75 м. Нижче – поступове згасання тріщинуватості (100-110 м), на глибині 140-150 м – товща мергелю стає практично монолітною та безводною.

Тріщинуватість у північній частині (Волинське вугільне родовище) розвинена до глибини 140-145 м, у південному напрямку відбувається поступове

підняття нижньої границі інтенсивної тріщинуватості і вже на Межиріченському вуглегазовому родовищі ця межа знаходиться на глибині 35-50 м. За геохімічною характеристикою води віднесено до гідрокарбонатно-кальцієвих.

Водоносний горизонт четвертинних відкладів розповсюджений у долинах річок та балках; на вододілах виявляється у вигляді верховодки під час дощів та танення снігу. Ґрунтові води приурочені до алювіальних та водно-льодовикових дрібно-, тонко-, різнозернистих пісків, супісків, торфу, рідше пилуватих відмінностей суглинків. Потужність горизонту від 0,5-2,0 до 15-25 і більше м, переважно 6-12 м, максимальна – в долині З.Бугу. Горизонт безнапірний або слабонапірний на окремих ділянках, глибина рівня у залежності від рельєфу 0,2-1 до 5-7 м і більше, з амплітудою коливання 0,7-2,7 м. напрямок руху ґрунтових вод у загальних рисах повторює контури рельєфу поверхні і простежується від вододілів до Західного Бугу і його приток.

Фільтраційні властивості порід різноманітні – водопровідність горизонту в межах 1,5-10 м²/д, коефіцієнт фільтрації змінюється від 0,001 до 8-10 м/д, а питомі дебіти свердловин – 0,003-0,6 л/с, причому різні відклади порід характеризуються різними параметрами. Піски, що залягають серед товщі суглинків, мають різну потужність, коефіцієнт фільтрації 2-5 м/д, рідше – 10-12 м/д. Водозбагачення пісків різне і найбільше у долинах річок і балок, де питомі дебіти дорівнюють 0,5-0,6 л/с. пилуваті водонасичені різновиди пісків проявляють псевдопливунні властивості, що ускладнює проходження шахтних стовбурів, гірничорозкривних робіт, закладення фундаментів через опливання стінок з утворенням бокових каверн.

Супіски сірі, темно-сірі, буро-коричневі, середньопористі, твердопластичні. Водозбагаченість супісків у цілому дуже низька, питомий дебіт свердловини обчислюється сотими і десятими частинами літрів за секунду (0,01-0,2). Суглинки значно поширені та представлені зеленувато-сірими, вохристо-бурими відтінками. Водозбагаченість суглинків дуже низька, питомий дебіт становить 0,006-0,02 л/с, коефіцієнт фільтрації не перевищує 0,0003-0,17 м/д на

вододілах суглинки безводні, у низинах вони деякою мірою водонасичені і при закритті їх шурфами приплив води дорівнює 0,6 л/с.

Четвертинні відклади поступово дреноються експлуатаційними свердловинами водозаборів і стовбурами шахт, що підтверджується осушенням торф'яних масивів у долині р. Студянки, у верхів'ях балки Русиновської.

Водостійкі породи горизонту – щільні суглинки або елювіальні мергелі сенонського над'ярусу. Живлення водоносного горизонту відбувається за рахунок атмосферних опадів; у долинах річок і балок має місце перетікання підземних вод верхньокрейдових відкладів, що відображається в хімічному складі ґрунтових вод.

За сольовим складом ґрунтові води району належать до гідрокарбонатних кальцієвих, гідрокарбонатно-хлоридних кальцієвих, магнезієво-кальцієвих і характеризуються низькою мінералізацією (0,1-1,0 г/дм³), зрідка хлорно-кальцієві, натрієво-кальцієві з мінералізацією до 1,9 г/дм³. Вони досить м'які, постійна твердість у середньому – 0,64-3,29 мг-екв/дм³.

За фізичними властивостями води четвертинних відкладів ще у недавньому минулому характеризувались як достатньо прозорі з відсутністю запаху, кольору, стороннього присмаку. Іноді у заболочених місцевостях води мали неприємний присмак, жовтуватий відтінок, що обумовлювалось присутністю поверхневої органіки та заліза. У водах підвищений і високий вміст нітратів (від 20,64 до 516 мг/дм³). Можливо, нітрати є результатом окислення амонійних солей, які надходять до зони вільного водообігу з підживлюючими глибинними водами.

Район підпадає під вплив підземних вод глибоких горизонтів, насамперед, девонського. Це пов'язано з тектонічними особливостями території і в першу чергу з Белз-Милятинським антиклінальним підняттям, в склепінні якого у девонських відкладах накопичується горючий газ і супроводжуючі його хлоридно-натрієві розсоли з великим вмістом йоду, бром, бору, алюмінію і інших елементів. Тектонічними розломами (насувами, скидами) за певних умов

відбувається дегазація горизонту і перелив вод у вищі горизонти до четвертинного включно.

Умови, що сприяють появі у зоні вільного водообігу вод хлоридно-натрієвого типу з характерними мікроелементами (J, Br, V, F, NH₄), визначаються сукупністю геолого-структурних (тектонічна порушеність порід), гідродинамічних (наявність високого натиску глибинних вод) і гідрохімічних (вертикальна зональність вод різного складу).

У шістдесяті роки XX ст. співробітниками тресту «Львівнафтогазрозвідка» проведено водно-газову, гідрохімічну і мікробіологічну зйомки. Проби відбирались з колодязів населених пунктів: Великі Мости, Кам'янка-Бузька, Бузини, Хлівчани (четвертинний водоносний горизонт). Як висновок – широкий розвиток вод хлоридкальцієвого, хлоридно-натрієвого типів в усіх відкладах вище карбону говорить про наявність зв'язку поверхневих з глибинними девонським та силурійськими водами. Контури газових, бактеріальний та хімічних аномалій, що виникають над газовою частиною структури або поблизу її в ґрунтових водах, перевищують за розміром поклади і зсунуті вбік. Таке переміщення аномалій пояснюється рухом підземних вод в бік їх розвантаження. Саме це явище спостерігається, коли аналізується склад підземних вод на території Червоноградського геолого-промислового району, в бік якого відбувається рух від Великомоствського газового родовища і Белз-Милятинської антикліналі.

За зміною мінералізації і складу води, ступенем активності розвитку різних фізіологічних груп бактерій, окислюючих метан, пропан і бутан, а також окислюючих вищі гомологи, визначені перспективні на газ і йодо-бромну сировину структури. У цілому такою структурою є Белз-Милятинська антикліналь, ускладнена зоною скидів і насувів.

Склепіння Белз-Милятинської зони супроводжується у четвертинних відкладах водоносним горизонтом з водами хлоридно-карбонатного кальцієвого, натрієво-кальцієвого типів з мінералізацією, в основному, від 0,5 до 1 г/дм³.

На південний захід від цього району розповсюджуються води гідрокарбонатні кальцієві і знову на Хлевчанській антикліналі з зоною Хлевчанських насувів з'являються води хлоридно-сульфатно-гідрокарбонатного кальцієвого типу.

На південний схід від Белз-Милятиської структури в ґрунтових водах спостерігається підвищений вміст сульфатів і води набувають сульфатно-гідрокарбонатний натрієво-кальцієвий (на південний схід р. Рати) і сульфатно-хлоридно-гідрокарбонатний кальцієвий склад (на північ і північний схід р. Рати). Далі на північ води переважно гідрокарбонатного кальцієвого, магнеєво-кальцієвого типів, з мінералізацією нижче і вище $0,5 \text{ г/дм}^3$. Але і на цьому полі з'являються смуги хлоридно-гідрокарбонатних натрієво-магнеєво-кальцієвих вод, які відповідають тектонічним розломам (Цебрівський, Петровський, Забузький скиди, Дібровський насув).

На фоні природного розповсюдження типів ґрунтових вод у останні десятиріччя з'явилися техногенні зміни якості води, які відповідають ступеню техногенного навантаження на територію. Насамперед, це води з високим вмістом нітратів. Більшість нітратних плям виявлено у хлоридно-гідрокарбонатних водах, тобто таких, що пов'язані з впливом глибинних вод. У цих випадках походження нітратного забруднення може бути пов'язане з окисленням амонійних солей, які надходять з підживлюючими глибинними водами, або з органічним забрудненням, пов'язаним з господарською, насамперед, сільськогосподарською, діяльністю. Таке забруднення було зафіксоване уже в 1966-1973 рр., коли вплив вуглевидобутку ще не відчувався так гостро. На забруднених ділянках зафіксоване підвищення мінералізації до $1,2-1,85 \text{ мг/дм}^3$. Такі ж ділянки, віддалені від площ вуглевидобутку, були відмічені і під час проведення робіт у 1996 р. Окрім підвищеного вмісту нітратів, у воді цих колодязів виявлено високий вміст бромиду ($0,6-2,0 \text{ мг/дм}^3$ при ГДК – $0,2 \text{ мг/дм}^3$). Високий вміст йоду і бромиду зафіксований і на площі максимального техногенного навантаження – у межиріччі Рати і Західного Бугу, але у даному випадку не пов'язане з відходами гірничих порід у відвалах і шламосховищах.

Так, у калюжі під відвалом ЦЗФ (інфільтровані, розбавлені атмосферними опадами води) йоду виявлено 11,99 мг/дм³, а бром у – 16 мг/дм³, у такій самій калюжі на шламі старого хвостосховища йоду – 18,34 мг/дм³, бром у – 8,24 мг/дм³. У 12 пробах води з нового хвостосховища вміст бром у складає 4,45 мг/дм³. Це є свідченням високого вмісту йоду і бром у у вугіллі і вміщуючих породах. У східних шахтних водах бром виявлений у кількості 12,6 мг/дм³, йод – менше 0,4 мг/дм³. У водоносному горизонті четвертинних відкладів поблизу ЦЗФ і ВМ №8 у с. Вільшина у воді колодязів: йоду – 5,50 мг/дм³, бром у – 2,67 мг/дм³; у свердловині 2 в 40 м від дамби нового водосховища: йоду – 1,06 мг/дм³, бром у – 4,01 мг/дм³. У колодязях с. Вільшина: під відвалом породи ЦЗФ: йоду – 0,85 мг/дм³, бром у – 0,80 мг/дм³; в іншому колодязі: йоду – 0,94 мг/дм³, бром у – 2,00 мг/дм³. Такий вміст є аномальним, значно перевищує гранично допустимі концентрації (ГДК) по бром у (0,2 мг/дм³). За аналогією – і по йоду.

Отже, є усі підстави вважати високий вміст цих елементів у даному районі явищем техногенного забруднення. Зауважимо, що води у вказаних колодязях і свердловинах характеризуються високою мінералізацією (2,36-3,14 г/дм³) і за типом є сульфатно-хлоридними (хлоридно-сульфатними) кальцієвими, кальцієво-натрієвими з підвищеним вмістом магнію, що свідчить про вплив фільтраційних вод з водосховища ЦЗФ, відвалів шахт та ЦЗФ на їхнє формування.

Техногенне забруднення ґрунтових вод четвертинних відкладів є максимальним у межиріччі Рати і З. Бугу та прилеглий площі у зв'язку з надмірним техногенним навантаженням території (шахти ВМ: №№ 5, 8, 9, ЦЗФ, старий і новий шламонакопичувачі, водосховище технічної води, відвали шахтних порід і збагачувальної фабрики). Саме тут виявлене максимальне забруднення важкими металами: майже скрізь марганцем – с. Вільшина, поблизу ВМ № 8 і відвалу ЦЗФ; у воді з колодців кількість марганцю сягає 11,5 мг/дм³, заліза – 27,17 мг/дм³ [31].

Має місце значне перебільшення вмісту фосфору у воді. Максимальний вміст цього елемента зафіксований у с. Груда – 4,957 мг/дм³ і в с. Городище у

водосховищі ЦЗФ – $3,20 \text{ мг/дм}^3$, у інших пробах вміст фосфору у межах $0,096\text{--}1,780 \text{ мг/дм}^3$. У більшості проб виявлений берилій. Суцільно забруднені ґрунтові води літєм. Найбільше літій надходить з шахтного водовідливу, з хвостосховищ і фільтрату з-під відвалів. У колодязях максимальна кількість літію спостерігається поблизу шламосховищ і породних відвалів – $0,09\text{--}0,23 \text{ мг/дм}^3$ (гранично допустимі концентрації (ГДК) – $0,03$). Мінімальна кількість літію – за межею промислового району.

Ртуть у кількості, що перевищує ГДК ($0,0005 \text{ мг/дм}^3$), зафіксована у колодязі с. Межиріччя і свердловині біля старого шламосховища.

Максимальні кількості заліза (ГДК – $0,3 \text{ мг/дм}^3$) виявлені у колодязі в с. Вільшина поблизу породовідвалу ЦЗФ – $27,17 \text{ мг/дм}^3$, свердловині 21 поблизу шламосховища ЦЗФ – $22,2 \text{ мг/дм}^3$ та самому шламосховищі – $21,77 \text{ мг/дм}^3$.

Спостерігається перевищення ГДК по алюмінію ($0,5 \text{ мг/дм}^3$): вода колодязя школи с. Межиріччя – $1,75 \text{ мг/дм}^3$ і у свердловинах поблизу хвостосховища – $1,5\text{--}1,54 \text{ мг/дм}^3$. Надходження алюмінію у ґрунтові води простежується через інфільтрацію з породовідвалів і шламонакопичувачів (у старому шламосховищі вміст металу – $2,03 \text{ мг/дм}^3$, у новому – $1,81 \text{ мг/дм}^3$) [31].

У ґрунтових водах району є значний вміст стронцію, хоча перевищення ГДК (7 мг/дм^3) не зафіксовано, але підвищені значення є (більше 2 мг/дм^3) у хвостосховищах: новому – $94,8 \text{ мг/дм}^3$, старому – $3,5 \text{ мг/дм}^3$. Перевищення барію у порівнянні з ГДК ($0,1 \text{ мг/дм}^3$) від 1,06 до 2,2 рази.

Спостерігається значне забруднення ґрунтових вод органічними речовинами. Феноли виявлені (при ГДК $0,001 \text{ мг/дм}^3$): у колодязі с. Межиріччя – $0,01 \text{ мг/дм}^3$; в с. Муроване – $0,008 \text{ мг/дм}^3$, у школі с. Межиріччя і у свердловині 1 – $0,005 \text{ мг/дм}^3$, у свердловині 21 – $0,004 \text{ мг/дм}^3$. У с. Межиріччя – нафтопродуктів у воді колодязів від $1,56$ до $10,2 \text{ мг/дм}^3$, при ГДК – $0,3 \text{ мг/дм}^3$. Максимальна кількість нафтопродуктів у свердловині 15 за водосховищем у с. Городище – $25,87 \text{ мг/дм}^3$ і у колодязі – $32,93 \text{ мг/дм}^3$. Значна кількість нафтопродуктів спостерігається у водоймищах, шламонакопичувачах, річках Західний Буг і Рата до $8,8 \text{ мг/дм}^3$. Очевидно, що нафтопродукти надходять разом

зі скидами ЦЗФ, де вони задіяні у технології збагачування вугілля. Таким чином, доквілля отримує поліакриламід (максимальна кількість 16 мг/дм³ – в колодязі с. Борятин). Виявлені також поверхневоактивні речовини, але у кількостях, нижчих від ГДК.

Верхньокрейдові води розповсюджені по площі всього басейну, представлені потужним горизонтом тріщинних вод, пов'язаних із зоною вивітрювання і вилуговуванням сеноманських мергелів. Води напірні та гідрогеологічно пов'язані з верховодкою і алювіальним потоком річкових долин. Максимальна водозбагаченість приурочена до північної частини басейну, де розташована область розвантаження сеноманського водоносного горизонту.

Глибина розповсюдження верхньокрейдового водоносного горизонту 120-130 м, водоприплив у виробки 1500 м³/добу, що значно ускладнює проходку стовбурів шахт і потребує застосування спеціальних методів проходки. Води слабкомінералізовані (до 0,5 г/л), гідрокарбонатно-кальцієвого складу. У нижній частині мергельної товщі, нижче 100-180 м, тріщинуватість зникає і мергель стає практично монолітним і безводним.

Водоносний комплекс верхньокрейдових відкладів значно розвинутий у межах Волино-Подільського артезіанського басейну, є основним на території басейну. Він приурочений до мергелів сеноману, крейди турону, пісковиків сеноману. Залягає під четвертинними відкладами, глинисті різновиди яких слугують верхньою водотривкою покрівлею горизонту. У знижених елементах рельєфу (долинах річок, балках) верхня частина карбонатних порід елювійована на глибину до 20 м і також є відносно водотривкою покрівлею («зона замулювання»).

Сеноманський водоносний горизонт розповсюджений у зоні вилуговування мергелів сенонського над'ярусу, характеризується значною потужністю, широким територіальним поширенням і може бути віднесений до напірного. Безнапірний характер простежується на вододілах, а величина напору менша за водоносну потужність відкладів. П'єзометричні рівні у свердловинах, в залежності від рельєфу місцевості, встановлюються на відмітках від 3 м вище

від поверхні землі до 30-40 м нижче її. У долинах річок та балок водоносний горизонт розвантажується чисельними джерелами, що обумовлює напрямок течії підземного потоку від вододілів до долини р. З.Буг і його приток.

Глибина підосви горизонту і його потужність зменшуються у напрямку з півночі на південь. Так, якщо у Волинській області горизонт розповсюджений до глибини 110-120 м, то на півночі Львівської – глибина залягання зменшується до 70-80 м, а на півдні басейну (р-н м. Соснівка) до 55-60 м і вище з відповідним зменшенням потужності.

За ступенем вилуговування порід, їх тріщинуватості і хімічного складу приурочених до них вод, у розрізі басейну виділяються, в основному, три інтервали.

Інтервал І гідрокарбонатно-кальцієвих вод, низької мінералізації (0,25-0,6 г/дм³) характеризуються найефективнішою для руху вод відкритою потужністю порід за рахунок вилуговування (зона інтенсивного водообігу). Саме у цьому інтервалі має місце основний прилив найякіснішої для господарсько-питних потреб води. Водопроникність порід сенону на вододілах у межах 10-50 м²/д, а на окремих найбільш підвищених ділянках і на вододілі між Західним Бугом і р. Жолдець (правою притокою Рати) від 1 до 10 м²/д. Схили долини басейну р. Західний Буг мають водопроникність 50-150 м²/год, а сама долина – 100-250 м²/д. Окремі ділянки цих долин мають водопровідність у межах 250-500 м²/д, а невеликі відрізки – до 500-1000 м²/д.

На ділянках, які характеризуються значеннями водопровідності більше 250 м²/д, розвідані і експлуатуються водозабори підземних вод для централізованого господарсько-питного водопостачання: Нововолинський, Сокальський, Жвирковський, Бендюзький, Межиріченський, Борятинський, Ванєвський, Соснівський.

Нижче вказаних глибин простежується значне зменшення пористості, що пов'язано з різким скороченням процесу вилуговування (зона значного або більш-менш сповільненого водообігу). Інтервал розповсюдження цієї зони глибше першого інтервалу на 30-40 м, і до нього приурочені води хлоридно-

гідрокарбонатного (менш сповільнений водообіг), гідрокарбонатно-хлоридного (більш сповільнений водообіг) натрієвого типу з мінералізацією 1 г/дм³. У воді зафіксовано підвищений вміст таких мікроелементів, як йод (до 0,26 мг/дм³), бром (до 0,20 мг/дм³), фтор (до 2-3,5 мг/дм³). Вказані значення мікроелементів отримані у змішаних водах з водами першого інтервалу, в якому ці елементи присутні у значно меншій кількості (йод – до 0,005-0,007 мг/дм³, фтор – до 0,5 мг/дм³). Таким чином, у воді збільшується кількість хлориду натрію і фтору, вміст яких перевищує норми Державних стандартів України (ДСТУ) для питних вод при відносному зменшенні гідрокарбонату кальцію (II зона тріщинуватості).

Між цими зонами існує перехідна зона з водою гідрокарбонатно-натрієвого типу і мінералізацією 0,7-0,82 мг/дм³. У даній зоні вилуговування не відбувається, а має місце процес катіонного заміщення кальцію натрієм.

Ще нижче за розрізом, до глибини 175-180 м, залягає нижньосеноманський водоносний горизонт, приурочений до слаботріщинуватої мергелистої товщі, тріщинуватість якої зумовлюється переважно характером тектонічних процесів (III інтервал тріщинуватості). Питомі дебіти свердловин у цьому інтервалі дорівнюють 0,000001-0,1 л/с, коефіцієнти фільтрації – 0,002-0,04 м/д (водопровідність порід – 0,2-13 м²/д), а на півдні басейну ще нижчими показниками. Тип води наближається до хлоридно-натрієвого з мінералізацією 1-3 г/дм³ (зона сповільненого водообігу).

Тріщинуватість порід в усіх інтервалах не суцільна – тріщинуваті породи перемежуються із щільними монолітами. У зонах інтенсивного тектонічного розчленування тріщинуватість всіх зон порід збільшується, що обумовлює гідравлічний зв'язок усіх зон, по-різному ускладнений на окремих ділянках.

Інтервали (зони) тріщинуватих порід розділяються між собою щільними породами. Води II та III інтервалів тріщинуватості на окремих ділянках зонами тектонічних розломів виводяться на підчетвертинну поверхню, а іноді і у четвертинні водоносні горизонти.

Нижче глибин 175-180 м нижньосеноманські мергелі або вапнякова товща турону представлені щільними, міцними, монолітними відкладами і

взаємозв'язок з глибинними водоносними комплексами може мати місце тільки через зони тектонічних порушень.

Напрямок руху підземних вод сеноманського водоносного комплексу простежується від Подільської і Волинської височин до долини р. З.Буг. найвищі позначки дзеркала підземних вод зафіксовані на Головному Європейському вододілі і досягають 360-380 м (Гологори), знижуючись до 220-230 м на вододілах між З. Бугом, Стиром і Сяном. У долині Західного Бугу відмітки змінюються від 300 (верхів'я Західного Бугу) до 180 м на кордоні Львівської і Волинської обл. з Польщею. На цьому фоні простежуються крупні депресії від водозаборів, які стягують усі техногенні забруднення і збільшують перетоки мінералізованих вод з підвищеною кількістю мікроелементів і деяких металів з глибших горизонтів [117].

Напори підземних вод збільшуються від вододілів (рівні нижче покрівлі крейдяних відкладів) до русел рік, де вони досягають значення 20-30 м, залежно від потужності четвертинних відкладів і зони замулювання. У найбільш знижених місцях долин свердловини переливаються, а рівень встановлюється до 3-3,5 м вище поверхні. Із заглибленням свердловин і досягненні II та III інтервалу тріщинуватості статичні рівні підвищуються, що свідчить про перетік глибших мінералізованих вод у верхні горизонти. У процесі експлуатації водозаборів і виникнення депресивної лійки такий перетік збільшується, що призводить до певних змін хімічного складу води і збільшення у її складі мікроелементів та різних сполук, характерних для глибокого залягання.

Зони тектонічних розломів вносять корективи у вертикальну зональність підземних вод, виводячи з більших глибин мінералізовані води різних типів на підкрейдову поверхню, у зв'язку з чим з'являються площі гідрокарбонатно-натрієвих, хлоридно-гідрокарбонатно-натрієвих та інших типів вод. Вказані площі не співпадають з тектонічними порушеннями і знаходяться на деякій відстані від них, що пов'язане з міграцією флюїдів у верхніх верствах підземних вод і є наслідком їх переносу у напрямку руху підземного потоку. В межах

розповсюдження цих аномальних вод різко зменшується водопровідність крейдових відкладів, бо ці води не вилуговують кальцієві породи.

Хлоридно-гідрокарбонатні натрієві води з підвищеним вмістом мікроелементів (F, J, Br) та із зменшеним вмістом кальцію розповсюджені на півдні Червоноградського геолого-промислового району і простежуються смугою, яка проходить від м. Белз через м. Соснівку, с. Добротвір, м. Кам'янку-Бузьку і до м. Буська, і співпадає з розповсюдженням йодобромних вод і природного газу у девонських відкладах.

Максимальний вміст фтору спостерігається на Соснівському водозаборі з поступовим зниженням абсолютних значень з півдня на північ (Межиріченський, Ванівський, Червоноградський, Бендюзький, Борятинський, Правдинський, Сокальський водозабори). У тому ж напрямку зростає вміст кальцію і знижується вміст натрію, хлору і сульфатів. Фтор, як і деякі інші елементи, переноситься від Белз-Милятинської зони за потоком підземних вод. Пульсуючий характер вмісту фтору пов'язаний з розвантаженням глибинних вод девонського горизонту у водоносний горизонт верхньої крейди. У водах крейдових покладів на більшості території вміст йоду і бромну незначний.

На всій площі Львівсько-Волинського басейну крейда є практично безводна, виконує роль водоупору, що розділяє сенонський та кам'яновугільний горизонти.

У тих місцях, де тріщинуватість та обводненість крейдових відкладів сягає глибини 150-190 м, газонасність шахт складає до 5 м³/т.д.д., а у місцях, де тріщинуватість верхньокрейдових відкладів сягає глибини 30-50 м, складає 40-70 м³/т.д.д.

Юрсько-кам'яновугільні води – це повністю відокремлений горизонт високонапірних пластово-тріщинних вод, які не зв'язані з зоною циркуляції.

Водоносний комплекс юрських відкладів не має суцільного поширення, адже відклади збереглися лише у вигляді останців у заглибинах поверхні карбону. Зверху вони перекриті потужною товщею верхньокрейдових порід, нижня частина яких щільна, монолітна і водонепроникна. У північній частині

басейну води приурочені до верхньої товщі світло-сірих дрібнозернистих пісковиків, потужність яких сягає 16 м і більше.

Не маючи між собою постійного площинного водообміну, ці води набувають гідрохімічних рис, характерних для вод карбону, з якими вони гідравлічно пов'язані завдяки прямому контакту через юрські пісковики, які впливають і на заводнення карбону. Так, у межах Волинського родовища (північ басейну) води належать до хлоридно-гідрокарбонатно-натрієвого типу, на півдні вони часто хлоридно-натрієві, слаболужні. Збільшення мінералізації також простежується від 0,74 г/дм³ на півночі, до 5,06 г/дм³ – на півдні басейну. Підвищення мінералізації відбувається за рахунок хлору і натрію. Вміст лужних земель і сульфатів у цих водах незначний. Виявлено бром – 35-45 мг/дм³, йоду – 0,22-0,27 мг/дм³.

Нагромаджуючись у вигляді статичних запасів у пісковиках, конгломератах і пісках, юрський водоносний горизонт характеризується наявністю малої кількості води. Величини питомих дебітів свердловин змінюються від 0,002 до 0,004 л/с коефіцієнт фільтрації пісковиків становить 0,052-0,15 м/д у південній частині басейну водозбагачення юрського горизонту дещо підвищується, що зумовлено збільшенням потужності та зміною літології відкладів, а також підтоком вод із карбонових відкладів. Коефіцієнт фільтрації порід змінюється від 0,082 до 0,083 м/д.

Юрські води – сингенетичні, реліктові поховані під потужною товщею верхньокрейдових відкладів. За геохімічною характеристикою води віднесено до хлоридно-карбонатно-натрієвих.

Кам'яновугільні води утворюють горизонт високонапірних пластово-тріщинних вод і пов'язані з пісковиками, вапняками і пластами вугілля. Водозбагаченість порід карбону невелика і води концентруються у пісковиках, розбитих поодинокими дрібними тріщинами. У разі розкриття гірничими виробками шахт водоносні горизонти карбону швидко дрениуються до повного осушення і водоприплив у виробки не перевищує 5-7 м³/год, і тільки в зонах

тектонічних порушень іноді досягає 60-80 м³/год. Мінералізація вод становить 0,5-2,5 г/л, склад – гідрокарбонатно-хлоридно-натрієвий.

Води намюрського (серпуховського) ярусу приурочені до пісковиків та вугільних пластів. Найвищі позначки поверхні відмічені на сході Волинського вугільного родовища, найнижчі – на Забузькому. В цьому напрямку простежується рух вод. Серед пісковиків найбільш обводнений «сріблястий», що залягає нижче робочих вугільних пластів. За геохімічною характеристикою води віднесено до хлоридно-гідрокарбонатнонатрієвих (переважно на півночі).

Серпуховський горизонт на глибині 237-433 м представлений пісковиками і вугіллям, які розділяються водотривкими прошарками. Води серпуховського горизонту напірні. Водозбагачення порід зумовлюється тектонічною тріщинуватістю відкладів, глибиною та умовами залягання вугільних пластів. Самі вугільні пласти водонасичені слабо. Дебіти свердловин характеризуються максимальним значенням 3-5 м³/год і не створюють перешкод для нормального видобутку вугілля. Води концентруються у тріщинах пластів вугілля, які при розкритті їх стовбурами шахт, а також підготовчими і очисними виробками діючих шахт, швидко дренуються.

Найбільш водозбагачені «сріблясті» пісковики, що залягають стратиграфічно нижче робочих шарів вугілля серпуховського ярусу, приплив води з яких у скіповому стовбурі шати ВМ №4 дорівнює 80 м³/год, а питомий дебіт – 0,005-0,006 м³/год [88].

Візейські води приурочені до тріщинуватих пісковиків і вапняків (глибина 500-600 м), високонапірні. Обводненість відкладів візе у порівнянні з серпуховськими значно вище, мінералізація вища у декілька разів, води переважно, хлориднонатрієві.

Візейський водоносний горизонт на глибинах 500-600 м і більше характеризується водоносними відкладами, які літологічно виражені тріщинуватими пісковиками та вапняками. Води цього горизонту належать до високонапірних пластово-тріщинуватих. П'єзометричні рівні встановлюються на 10-14,5 м вище поверхні землі, що відповідає 197-204 м абс. Водоносність

відкладів візейського ярусу порівняно з серпуховським дещо вища, а мінералізація вища у декілька разів. Води візейського горизонту становлять інтерес з точки зору можливості підвищеного вмісту мікроелементів, особливо броміду і фтору. Води цього горизонту характеризуються великою мінералізацією, яка збільшується з півночі на південь і відповідно дорівнює 20-35 г/дм³. У всіх випадках різко виражений їхній хлоридно-натрієвий склад. Вони слаболужні (рН 7,2-8,0), дуже солоні та гірко-солоні. Показовим є високий вміст лужних земель, який зберігся у площинному поширенні. На противагу лужно-земельним елементам, карбонати є у значно менших кількостях (до 200 мг/дм³). Сульфатів або зовсім нема, або є у незначній кількості. Вміст броміду може досягати 50-75 мг/дм³. Водонесний комплекс кам'яновугільних відкладів є основним, що заводить відклади кам'яного вугілля в басейні. Водонесні відклади представлені пісковиками, вапняками, пластами вугілля і мають шарувату будову. За умовами залягання це пластово-тріщинні води, які мають значні напори. Суттєва різниця глибин залягання візейського і серпуховського горизонтів, а також різна водозбагаченість порід та сольовий склад вод дають право розглядати окремо ці горизонти.

З початку освоєння вугільних родовищ гідрологічний режим кам'яновугільних відкладів на окремих ділянках дещо змінився. Порушення режиму викликане, насамперед, системою розробки вугілля і буровими роботами. При цьому є випадки перетікання крейдяних вод у карбоні, що змінює якісну і кількісну характеристики кам'яновугільних вод (НВ №8). На півночі басейну тип води переважно хлоридно-гідрокарбонатний натрієвий з мінералізацією до 2,5 г/дм³. У центральній частині басейну мінералізація вод підвищується до 3-4 г/дм³, збільшенні натрію до 1,5-1,7 г/дм³ і хлоридів – 1,0-1,5 г/дм³. На півдні басейну концентрація солей досягає свого максимуму – 5-10 г/дм³ (за сухим залишком). Гідрокарбонати, які на півночі є переважаючим компонентом серпуховських вод, у південних районах утримуються в межах 280-450 мг/дм³ і знаходяться у зворотній залежності від кількості хлоридів. Води такого типу приурочені до зон метанових газів. Мікроелементи розподіляються

так: бром у північній частині басейну не перевищує 4-5,5 мг/дм³, у південній – 30-60 мг/дм³, йод відповідно: 0,01-0,09 і 0,1-0,25 мг/дм³, фтор: 0,32-1,48 мг/дм³ [32].

Між водами кам'яновугільних відкладів та природними газами є певний взаємозв'язок, виражений у гідрохімічній зональності [67, 108].

Водоносний комплекс девонських відкладів на Великомоствіській площі поділяється на три гідрохімічні зони: перша охоплює верхньодевонські відклади; друга – середньодевонські (без нижньолопушанської світи) і третя – нижньолопушанську підсвіту середнього девону, нижній девон і верхню частину силуру [4].

Верхньодевонський горизонт приурочений до кавернозних вапняків і доломітів франського ярусу на висоті 20-25 м над покрівлю середнього девону, ступінь водозбагаченості значно змінюється по площі. У північній частині притоки вод у свердловини становили декілька, іноді до 20, м³/д при динамічних рівнях 470-560 м, то далі на південний схід, вони різко збільшуються до 100-300 м³/д при динамічних рівнях близько 900 м.

Мінералізація вод верхнього девону коливається у досить широких межах: від 31 до 110 г/дм³, тип води хлоридний натрієвий, кальцієво-натрієвий. Відношення Na/Cl– від 0,73 до 0,85, хлор-бромні коефіцієнти, як правило, перевищують 200. Сульфатність досить висока – відношення SO₄*100/Cl більше одиниці, іноді сягає 9,5. Мікроелементи утримуються у кількостях: йод – від 2 до 15 мг/дм³, бром – 107-508 мг/дм³, амоній – 3,0-3,5 мг/дм³.

Середньодевонський водоносний горизонт приурочений до доломітів і вапняків з прошарками пісковиків і аргілітів. Ці відклади ізольовані від нижньодевонського комплексу водонепроникними породами середньолопушанської світи, під якою утворився газовий поклад. Водозбагаченість порід змінюється по площі: у північній частині вона досить низька – 0,4-20 м³/д при динамічних рівнях – до 2000 м, на іншій частині території колекторські властивості порід значно збільшуються – припливи вод у свердловинах складають 83-132 м³/д при динамічних рівнях близько 1000 м.

газонасиченість вод середнього девону складає $0,3-0,7 \text{ см}^3/\text{см}^3$. Відношення тиску насичення вод газами до пластового тиску дорівнює 0,3. Води цих відкладів характеризуються мінералізацією в межах $56-165 \text{ г/дм}^3$. Тип води хлоридний натрієвий, натрієво-кальцієвий. Коефіцієнт сульфатності вод $\text{SO}_4 \cdot 100/\text{Cl}$ змінюються від 0,4 до 2,5; відношення натрію до хлору – 0,69-0,75; хлору до броміду 127-223. Серед мікрокомпонентів визначені: йод – $7-10 \text{ мг/дм}^3$, бром – $407-588 \text{ мг/дм}^3$, амоній – $20-225 \text{ мг/дм}^3$.

У середній частині нижнього девону простежується горизонт потужністю біля 60 м практично безводних порід. Води верхньої частини нижнього девону є підшвою газового покладу. Водотривкими породами, які слугують покришкою для газового покладу і одночасно відокремлюють цю гідрохімічну зону від верхніх зон, є товща ангідритизованих доломітів середньолопушанської підсвіти. Водонесні горизонти, що містять ці води, характеризуються, як правило, невеликою водозбагаченістю. Приплив води у свердловини не перевищує $20-30 \text{ мг/дм}^3$ при динамічних рівнях 1700-2150 м.

Води високомінералізовані – $120-185 \text{ мг/дм}^3$, хлоридного натрієвого, натрієво-кальцієвого типів характеризуються низьким ступенем сульфатності, а іноді майже безсульфатні (відношення сульфатів до хлору не перевищує 1). Хлорбромні коефіцієнти представлені значеннями – 108-172. Вміст мікроелементів: йод – $6-28 \text{ мг/дм}^3$, броміду – $570-808 \text{ мг/дм}^3$, амонію – $70-100 \text{ мг/дм}^3$. Склад газів, розчинений у водах, метановий. Газонасиченість вод змінюється у межах – $0,5-6,0 \text{ см}^3/\text{см}^3$, а нижче на глибині 50-60 м під покладом знижується до $1,1-1,0 \text{ см}^3/\text{см}^3$ [71]. Досить велике значення має співвідношення між гелієм і аргоном (більше 1), розчинених у підземних водах даної зони. Вік газів (за гелій-аргоновим методом) – 26-32 млн років. Верхня частина силурійських відкладів, нижній девон і нижньолопушанська підсвіта середнього девону об'єднуються в одну гідродинамічну і гідрохімічну зону.

Дослідженнями виявлено, що сучасні гідрохімічні властивості водоносного горизонту відкладів верхньої крейди склались під впливом природних і потужних техногенних факторів, обумовлених розробкою родовищ

кам'яного вугілля та його збагаченням; інтенсивним промисловим та житловим будівництвом; введенням у експлуатацію водозаборів централізованого водопостачання.

У тих місцях, де тріщинуватість та обводненість крейдових відкладів сягає глибини 150-190 м, газоносність шахт складає до 5 м³/т.д.д., а у місцях, де тріщинуватість верхньокрейдових відкладів сягає глибини 30-50 м, складає 40-70 м³/т.д.д.

Закладення і введення до експлуатації водозаборів з глибокими свердловинами у районі, де якісні гідрокарбонатні кальцієві води поширені на незначній глибині (25-30 м), призвело до підтягування хлоридних натрієвих вод високої мінералізації, а також йоду, бром, фтору. Крім того, у депресійні лійки водозаборів стали стягуватись забруднені води з поверхні.

Найбільший вплив на стан геологічного середовища в районі мають техногенні процеси, які виникають внаслідок вуглевидобутку: забруднення атмосфери газо-пиловою сумішшю, просідання та обводнення денної поверхні над виробленим простором, зміни гідрогеологічного режиму, пов'язані з відкачуванням шахтних вод, скидом їх у поверхневі водостоки і забрудненням поверхневих та частково підземних вод.

Інтенсивність просідання денної поверхні на більшості шахт Червоноградського геолого-промислового району досягає 100 мм/рік. Максимальна амплітуда просідання спостерігається у районі шахт ВМ №№ 3, 5, 8 і досягає 4 м, площа таких зон 4 км². Мінімальні просідання зафіксовані на полі шахти ВМ № 9.

Найбільші глибини просідань відповідають ділянкам виробки найпотужніших пластів або з найбільшою сумарною потужністю декількох пластів: шахт ВМ № 3 і 5 – 60-80% виробленої потужності, в поодиноких випадках до 100% (шахта ВМ № 3 – глибина просадки 3,44 м); менші глибини просадок відповідають ділянкам, де вугільні пласти виробляються на великих глибинах – ВМ № 6, 7 і 10, де невеликий розмір виробок – ВМ № 10, північна частина шахтного поля ЧГ № 1; порівняно збільшені просадки у зонах

тектонічних порушень (де пласти вироблені) та на ділянках з «хибною» покрівлею пластів, навіть при великих глибинах виробок (шахта ВМ № 6 – 1,0 м) [1, 3].

У межах діючих водозаборів також проходять тектонічні зони, які можуть бути причиною нестабільного стану підземних вод, які встановлені бурінням чи за даними дешифрування аерокосмознімків.

Ослаблені тектонічні зони є шляхами міграції, з однієї сторони, забруднюючих компонентів від поверхневих техногенних об'єктів, з іншої – можуть сприяти підйому воднево-вуглеводневих флюїдів із більш глибоких горизонтів [9, 85].

У зв'язку з особливостями розташування водоносних горизонтів у вуглепородних масивах Львівсько-Волинського басейну значну увагу слід приділити при вивченні новоутворених техногенних колекторів у виробленому просторі діючих шахт. При прогнозуванні можливостей використання техногенних колекторів даного басейну як зон підвищеної газонасиченості, одним із головних чинників є обводненість горизонту [15].

3.3 Газоносність

На розподіл газів у продуктивній товщі кам'яновугільних відкладів впливають, насамперед, структурні особливості басейну. У найбільш занурених частинах синклінальних складок метаноносність у 2-3 рази вища, ніж у склепінні центрального підняття. Розривні порушення всередині вуглепородних масивів – основні шляхи розповсюдження газів по розрізу, а в розповсюдженні по площі значну роль відіграють літологічні особливості вміщуючих порід.

Відмінності газонасичення одновікових вугільних пластів північної і південної частин басейну зумовлені первинними геологічними факторами: у будові Львівсько-Волинського басейну беруть участь два успадковані від структури фундаменту тектонічні блоки, які розділяються широкими глибинними розломами. На процес вуглефікації органічної речовини вплинуло різне геологічне положення блоків: на регіональний метаморфізм вугілля на

півночі, на півдні – додався динамометаморфізм Прикарпаття, що вплинуло на формування вугілля різних марок [143]. Ділянки підвищеної газоносності приурочені до тектонічних порушень, субвертикальна міграція газів здійснювалась регіональними розломами субглибинного закладання. Гази, підіймаючись розломами, заповнюють тектонічні пастки диз'юнктивних зон, де колекторами є вміщуючі породи і вугілля порушених пластів [144].

Склад газу вугільних пластів типовий для вугільних басейнів світу: метан, азот, вуглекислий газ, важкі вуглеводні, водень, рідкісні гази.

Газ вміщуючих вугільні пласти порід має ті ж основні компоненти, що і газ вугільних пластів. Вміст метану у пісковиках і алевролітах майже вдвічі більший, ніж такий у аргілітах.

За характером газоносності басейну можна поділити на три регіони: північний (Волинське вугільне родовище); проміжний (Забузьке, Сокальське вугільні родовища); південний (Межиріченське, Тяглівське, Любельське вугільні родовища, Великомоствівське газове родовище) [67].

За даними Ю.З. Крупського [63 – 65] на території Польщі у Люблінській западині у відкладах середнього девону відкрито газове родовище Комарув, а в її центральній частині – газове родовище Цецежин, де поклади газу на глибині 3750-3850 м пов'язані з тріщинуватими і кавернозними доломітами франського ярусу. За А.Я. Радзівіллом, І.А. Майдановичем, ці поклади вторинні, їхні перспективи, як і перспективи антиклінальних структур району в цілому, ймовірно, незначні. Основні перспективи басейну на газ слід пов'язувати з глибокими горизонтами синклінальних вугленосних структур типу Межиріченської, Тяглівської та ін. (глибини 3-4 км) [96], що знаходяться в зонах глибинних розривних порушень (3-5 км).

Ступінь газоносності вугільних пластів й співвідношення компонентного складу газів значно змінюються по площі й у вертикальному розрізі вугленосної товщі [105, 106].

Північний регіон – Волинське газове родовище. Як показують дослідження В. О. Кушнірука [72] і В. Я. Караваєва [51], вугільні пласти Волинського

родовища залягають у трьох зонах: метано-азотній, азотно-метановій й метановій.

Вугільні пласти b_1 , b_4 , b_7 відмічаються тільки в метано-азотній зоні, глибина поширення якої від 342 до 382 м. До складу газів зони входять азот (47,0-99,4 %), невелика кількість вуглекислого газу (0,6-8,4 %) і метан (0-49,0 %).

У азотно-метановій зоні залягають ті ж вугільні пласти, глибина поширення зони змінюється від 432 до 497 м. Основним компонентом зони є азот, але його вміст зменшується майже удвічі (26-55 %), значно збільшується кількість метану (21-61 %), і майже вдвічі зростає кількість вуглекислого газу (2,3-15,5 %).

Характеристика газових зон вугільних родовищ Львівсько-Волинського басейну наведена у таблиці 3.1. Метанова зона, яка підстиляє азотно-метанову, розширюється у південному напрямку при зануренні вугільних пластів і поширюється на глибинах від 500 до 600 м. У ній залягають основні промислові вугільні пласти (n_8 , n_7^B , n_7), а також пласти нижньої вугленосної підформації (v_2 , v_5 , v_6). У газових сумішах цієї зони, за даними В. Я. Караваєва [47, 54] переважає 53-96 % метану. Основним компонентом метанової зони є метан з вмістом 64-88 % для вугільних пластів n_8 , n_7^B , n_7 і 62-81 % – для вугільних пластів v_2 , v_5 , v_6 . Зміст азоту в зоні різко зменшується – від 5 до 27 %, помітно знижується й вміст вуглекислого газу – 1,9-7,4 %. Площі й глибини поширення газових зон різні. Перші дві утворюють зону газового вивітрювання, верхня межа якої скрізь збігається з підкрейдяною поверхнею карбону.

Максимальна потужність зони припадає на крайову частину промислово-вугленосної смуги й поступово зменшується в західному й південно-західному напрямках, зокрема, на площі Волинського родовища – від 300 до 120 м.

У північній і східній частинах Волинського родовища вміст метану в газах вугільних пластів мінімальний. Основним компонентом газів у вугільній товщі є азот, вміст якого становить 48-94 %, а метану – 2,0-48,0 %. У нижньовугільних пластах, що залягають, у складі газових сумішей, вміст азоту знижується до 2,0-47,0 %, метану збільшується до 50,0-81,0 %.

Характеристика газових зон вугленосних відкладів на родовищах кам'яного вугілля
Львівсько-Волинського басейну

№ п/п	Найменування вуглепромислового (вугленосного) району, родовища	Газова зона	Синоніміка вугільного пласта	Компонентний склад газу, %			Природна газонасність, м³/т.с.б.м. від - до
				CO ₂	CH ₄	N ₂	
1	2	3	4	5	6	7	8
	Нововолинський вуглепромисловий район Волинське родовище	Метано азотна	$b_4, b_{I}, n_8, n_7^B, n_7$	0,6-8,4	1,0-49,0	47,0-94,0	0,10-0,63
		Азотно метанова	$b_4, b_{I}, n_8, n_{7\theta}, n_7$	2,3-15,5	21,0-61,0	26,0-65,0	0,5-1,4
		Метанова	n_8, n_7^B, n_7	3,1-3,4	64,0-88,0	5,0-6,0	3,9-6,1
			v_6	1,9-7,4	62,0-85,0	15,0-28,0	2,5-7,3
	Червоноградський вуглепромисловий район Забузьке родовище	Метано азотна	$b_3- b_6$	0,3-16,0	1,1-83,2	1,4-96,8	0,1-2,5
		Азотно метанова	n_9, n_8^B, n_8, n_7^B	0,5-9,3	4,8-94,7	2,3-97,2	0,25-7,90
		Метанова	n_7	1,1-8,2	70,6-94,7	1,5-9,9	1,5-9,9 -18,3
			v_6	0,5-5,2	68,0-97,4	1,8-28,0	3,0-20,8
		Азотно метанова	b_3, b_{I}, n_9	0,1-10,7	6,0-74,0	12,0-90,0	2,0-7,0
		Метанова	n_8^B	0,3-12,0	56,5-95,3	1,1-32,0	2,1-12,0
			n_8	0,5-6,2	59,3-95,0	1,5-30,0	3,0-10,0
	Межиріченське родовище	Метанова	n_7^B	0,6-9,2	63,2-94,1	2,10-30,0	5,0-13,3
			n_8	0,4-9,2	74,0-92,0	1,4-14,0	3,0-17,4
			n_8^H	0,4-9,3	67,4-96,0	1,1-24,5	3,2-17,4
			v_6	0,5-5,7	69,3-99,0	1,9-23,0	5,0-27,0
		Метанова	v_6	1,0-5,0	73,0-98,0	5,5-16,7	8,0-22,3
	Південно-Західний вугленосний район Межиріччя-західна	Азотно метанова	b_4	0,60-0,70	0,19-48,7	46,5-96,5	0,17-8,20
	Тягівське родовище	Метанова	b_I	0,12-0,60	53,7-99,6	0,21-43,9	2,1-12,4
		Азотно метанова		0,72-0,94	0,06-44,20	50,4-97,8	0,21-6,20
		Метанова		0,02-0,58	50,2-97,4	2,16-46,5	5,3- 14,55
	Тягівське родовище	Метанова	n_9	0,1-5,4	64,5-98,7	4,2-33,7	3,5-22,1
			n_8^B	0,03-3,20	61,2-97,3	3,8-35,9	5,0-28,0
			n_8	0,05-2,70	73,7-99,3	5,6-23,4	5,5-24,2
			n_7^B	0,32-2,60	69,8-98,9	1,5-35,6	4,9-30,0
			n_7^I	0,34-2,90	64,0-98,0	1,8-35,8	5,8-30,3
			n_7	0,30-2,70	66,0-95,3	3,1-16,5	10,4-31,8
			v_6, v_6^4	0,5-0,8	90,0-98,7	1,2-10,0	25,0-30,0
	Любельське родовище	Метано азотна	b_I	0,5-1,2	0,03-5,00	95,0-98,0	0,01-0,20
			n_9	0,2-1,2	1,3-7,0	65,0-98,7	0,62-0,20
			n_8^B	0,4-1,6	3,1-28,1	66,6-97,1	0,01-0,60
			n_8^0	0,5-1,6	3,2-8,2	91,2-96,8	0,01-0,05
			n_8	0,5-3,0	0,3-28,1	66,6-98,2	0,05-0,40
			n_7^B	0,2-2,4	0,5-16,5	65,5-99,5	0,08-3,00
			n_7^I	0,2-10,2	0,3-14,4	65,5-99,5	0,09-3,50
			n_7	0,2-16,5	0,9-28,0	61,5-99,3	0,1-5,0
		Метанова	n_7^B, n_7, n_7^*	0,1-1,0	85,0-93,8	12,6-33,2	1,3-20,0
		Азотно метанова	n_0^{6**}	0,05-2,00	0,9-28,0	80,1-99,3	1,2-3,8
		Метанова	n_0^6	0,5-1,5	52,8-93,8	5,6-42,3	5,0-20,0
			v_6	1,0-2,0	69,05-86,6	9,6-23,4	6,0-25,3

* Вугільні пласти n_7^B, n_7, n_7 у північній частині родовища (поля шахт «Любельська» №№ 4 і 5) залягають у метановій зоні

**таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

На захід від Волинського скиду азот переважає над іншими компонентами в газовій суміші верхніх пластів вугленосної товщі (33,0-92,0 %), зміст метану всього 1,0-5,0%. В основних промислових вугільних пластах (n_8 , $n_{7в}$ і n_7) вміст азоту в газовій суміші 3,0-49,0 %, а метану – збільшується від 40 до 88 %.

У природних газах вугільних пластів вміст метану перебуває в прямій залежності від глибини залягання. По вугільному пласту n_8 , на глибинах 318-380 м вміст метану змінюється від 4,2 до 46,1 % (поля шахт НВ №№ 4, 8, 9); на глибинах 380-390 м збільшується до 54,5-61,2 % (поля шахт НВ №№ 1, 9); на глибинах 505-516 м – 71,0-84,2 % (поля шахт НВ №№ 1 і 10). По нижньому промисловому пласту n_7 на глибинах 314-357 м вміст метану становить 1,0-42,5 % (поля шахт НВ №№ 4, 8, 9), а на глибинах 454-580 м досягає 56,2-67,8 % (поля шахт НВ №№ 1 і 10).

У найнижчому вугільному пласті v_6 , розкритому на Волинському родовищі одиничними свердловинами в інтервалі глибин 418-799 м (абс. відм. –184-608 м), вміст метану в газовій суміші варіює від 30 до 85 %. Пласт, безсумнівно, залягає в метановій газовій зоні, а порівняно невисокий вміст метану, ймовірно, пояснюється впливом активної дегазації всієї продуктивної вугленосної товщі. Природна газонасність вугільного пласта в межах родовища змінюється від 2,5 до 7,3 м³/т с.б.м (тонна сухої беззольної маси). З півночі на південь і зі сходу на захід з наростанням потужності кам'яновугільних відкладів і зануренням пласту газонасність його зростає.

Загалом, шахти на території Волинського вугільного родовища знаходяться в зоні вивітрювання, звідси низька газонасність вугільних пластів – 0,01-1,40 м³/т с.б.м. Лише на великих глибинах у західній частині родовища, у межах поширення метанової зони, газонасність вугільних пластів зростає, досягаючи значень 3,3-5,0 м³/т с.б.м., що сприяє збільшенню газозбагаченості вугільних шахт.

За абсолютною метанозбагаченістю (кількістю метану, що виділяється в шахті за добу (м³/доба)), і відносною метанозбагаченістю (кількістю метану, що виділився відносно добового видобутку вугілля (м³/т добового видобутку), усі

шахти в межах Волинського родовища розміщені в загальній деметанізованій зоні, і є малогазовими по метану. Завдяки цьому їх відносять до першої категорії. За двадцять років експлуатації шахт газозбагаченість не перевищувала $4,2 \text{ м}^3/\text{т}$ добового видобутку (д.в.), і лише з переходом на відпрацювання глибоких горизонтів вугільного пласта n_7^H шахтою НВ №1 значення сягнуло $14,8 \text{ м}^3/\text{т д. в.}$

Характеристика діючих шахт і межі середньорічних коливань метанозбагаченості наведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2*

Метанозбагаченість шахт на території Волинського вугільного родовища

Назва шахти	Глибина очисних виробок від поверхні карбону	Межі середньорічних коливань відносної метанозбагаченості, $\text{м}^3/\text{т. добу видобутку}$ ($\text{м}^3/\text{т. с.д.}$)	Категорія шахти по газу
НВ № 1	30-85	0-14,8	3
НВ № 2	35-78	0-2,1	1
НВ № 3	1142	0-3,5	1
НВ № 4	9-28	0-0,3	1
НВ № 5	2-27	0-0,9	1
НВ № 6	5-30	0	1
НВ № 7	2-20	0	1
НВ № 8	12-55	0	1
НВ № 9	840	04,2	1

**таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Проміжний регіон – Забузьке вугільне родовище. Вугільні пласти Забузького, як і Волинського вугільного родовища, залягають у трьох газових зонах: метано-азотній, азотно-метановій й метановій. Пласти b_1 і b_3 залягають тільки в метано-азотній зоні, де основним компонентом, як і в аналогічній зоні Волинського родовища, є азот (21-64 %), але його вміст значно нижче. Вміст вуглекислого газу в зоні змінюється від 0,5 до 6,1 %, що також нижче в порівнянні з Волинським родовищем, і в 1,5-2,0 рази збільшується кількість метану – 3-64 %. Природна газонасність вугільних пластів цієї зони, у якій залягають також вугільні пласти n_{12} і n_9 , варіює від 0,1 до $2,4 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ Найвища газонасність по родовищу становить $3,6 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ на півночі, $14,6 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ – на півдні, збільшуючись з півночі на південь.

В азотно-метановій зоні перебувають тільки вугільні пласти n_{12} і n_9 . Основним компонентом зони також є азот – 26-90 %, що трохи вище в порівнянні з аналогічною зоною Волинського родовища. Вміст вуглекислого газу – 0,3-2,5 % і метану 14-80 %, що значно нижче, ніж в азотно-метановій зоні Волинського родовища. Природна газонасиченість вугільних пластів у зоні змінюється від 0,3 до 3,9 м³/т с.б.м.

Основні вугільні пласти родовища (n_7 , n_7^B , n_8 , n_9) залягають у метановій зоні, головним компонентом якої є метан з вмістом 53-94 %. У порівнянні з попередньою зоною тут майже удвічі збільшується вміст вуглекислого газу (0,5-5,1 %) і різко знижується вміст азоту (4-56 %). Природна газонасиченість вугільних пластів у зоні змінюється від 2,5 до 12,33 м³/т с.б.м., що в цілому перевищує значення такої у метановій зоні Волинського родовища.

Пласт v_6 , належить до метанової газової зони й характеризується найвищою природною газонасиченістю – від 3,05 до 20,60 м³/т с.б.м., у т.ч. на полях шахт ЧГ: №1 – 2,18-8,50; №2 – 5,85-20,83; №5 – 3,69-9,60; №6 – 3,05-6,61 м³/т с.б.м.

Пласт n_7 вивчений на газонасиченість недостатньо, але за наявним даними середні значення газонасиченості становлять для поля шахти ЧГ №3 – 9,2 м³/т с.б.м., а ЧГ №4 – 3,3 м³/т с.б.м. Переважно майже втричі більші значення природної газонасиченості для поля шахти ЧГ №3 пояснюються збільшенням занурення вугільного пласта убік кордону з Польщею.

Пласт n_7^B є найбільш газонасиченим, його газонасиченість змінюється в північній частині родовища від 1,35 до 3,6 і в південній – від 1,8 до 1,83 м³/т с.б.м. Слід уточнити, що значення газонасиченості від 5-10 м³/т с.б.м. зустрічаються на обмеженій площі родовища в крайніх західній й східній частинах і приурочені до зон більш інтенсивної тектонічної порушеності, пов'язаних, зокрема, із Красносельським і Русинівським скидами. Більша частина площі пласта характеризується значеннями газонасиченості 5 м³/т с.б.м. і нижче, і тільки в межах поля шахти ЧГ №3 виявлені площі з газонасиченістю 10 м³/т с.б.м. і більше. Тут

з'являються зони з газоносністю 15,8-18,3 м³/т с.б.м. Середній вміст метану в пласті по полю шахти ЧГ №3 – 72,2 %, а по полю шахти ЧГ № 4 – 49,8 %.

Пласт n₈ має помірну газоносність, що змінюється від 0,7 до 10,0 м³/т с.б.м. Найвища газоносність пласта – у середньому 6,9 м³/т с.б.м. – на полі шахти ЧГ №3. Значення газоносності для різних частин площі родовища неоднакова. Так, якщо в північній частині поля шахти ЧГ №3 вона не перевищує 5 м³/т с.б.м. до глибини нижньої технічної границі (абс. відм. -390 м), то в південно-західній частині на цих же глибинах досягає вже 10 м³/т с.б.м. Підвищена газоносність пласта пов'язана в більшості випадків з тектонічними порушеннями. Так, у межах поля шахти ЧГ №3 виділяється площа поширення ізогази у вигляді вузької смуги уздовж скиду № 5 зі значенням 10 м³/т с.б.м. на фоні загального повільного збільшення газоносності убік занурення пласту. Аномально висока газоносність пласта – 10,5 м³/т с.б.м. на глибині 585 м (абс. відмітка -360 м) простежується на обмеженій площі в центральній частині шахтного поля. Основна частина запасів вугільного пласта (приблизно 2/3) належить до площ, які характеризуються газоносністю 5-10 м³/т с.б.м.

Пласт n₈^в, як і нижче залягаючі вугільні пласти, цілком перебуває в метановій зоні. Природна газоносність пласта вивчена досить рівномірно в межах площі родовища. В інтервалі випробуваних глибин – 516-675 м (абс. відмітка – -292 – -429 м) – вона змінюється від 0,9 до 13,8 м³/т с.б.м. і в цілому по площі родовища розподілена нерівномірно. Найменш газонасичений пласт біля крайньої північної частини родовища, де до глибини нижньої технічної границі (абс. відмітка -370 м) він має газоносність менше 5 м³/т с.б.м. Південніше, у районі серії скидів Першотравневого № 3, Русинівського № 2, Цебрівського ізогаза 5 м³/т с.б.м. проходить по відмітці – 320 м, трохи поринаючи в Русинівський скид до горизонту 350 м. Найвищі значення газоносності пласта відзначаються на півдні родовища на відмітках 330-370 м і становлять 12,2 (св. 3701) і 13,8 м³/т с.б.м. (св. 3708), при цьому ізогази пласта в плані на цій ділянці повторюють ізогіпси його підосви, а максимум значень припадає на антиклінальні перегини пласту. Локальні підвищення значень

газоносності (8,1-13,2 м³/т с.б.м.) відзначаються й на інших ділянках поширення вугільного пласта, які приурочені, як правило, до тектонічних порушень, зон дроблення й підвищеної тріщинуватості порід, що їх оперяють. Поряд із загальною тенденцією підвищення газоносності в напрямку з півночі на південь на окремих локальних ділянках спостерігається її зменшення до 5-10 м³/т с.б.м. у місцях заміщення вугільного пласту вуглистими аргілітами або аргілітами. Деяке зменшення газоносності пласту спостерігається в східному напрямку убік Сокальського насуву. В цілому ж загальна частина запасів вугільного пласта, як і пласта п₈, зосереджена на площах з газоносністю 5- 10 м³/т с.б.м.

Вміст метану в газах пласту п₈^В становить 73,5 % для поля шахти ЧГ №3 і 43,9 % для поля шахти ЧГ №4, що також підтверджує тенденцію збільшення метану в газах вугільного пласта в південному напрямку.

Пласт п₉ характеризується низькою газоносністю – до 5 м³/т с.б.м. – на більшій частині родовища. Газоносність пласту в межах поля шахти ЧГ №3 становить у середньому 2,8 м³/т с.б.м., а в межах поля шахти ЧГ №4 – майже в 4 рази менше – 0,75 м³/т с.б.м. Деяке збільшення газоносності пласта відзначається в широтному напрямку, де має місце загальне занурення пластів убік Люблинського басейну в Польщі. Середній вміст метану в газах пласту становить 55,2 % при коливаннях від 23,8 до 85,9 %.

Отримані дані не дають можливість установити чітку залежність зміни природної газоносності й вмісту метану із глибиною, що, можливо, пояснюється недостатньою кількістю вимірів і якістю аналізів. І тільки по полю шахти ЧГ №3 тенденція збільшення газоносності й вмісту метану у вугільних пластах із глибиною прослідковується досить чітко.

Газоносність вміщуючих порід Забузького родовища: на полях шахт ЧГ №№1 і 2, (південна частини родовища), змінюється від 0,03 до 0,60 м³/т і при збільшенні глибини зростає до 1-3 м³/т. Залишкова газоносність вміщуючих порід не перевищує 0,1-0,5 м³/т при вмісті метану в пробах – 20-40 %. Склад газу й природна газоносність вугільних пластів Забузького родовища наведені у таблиці 3.3.

Склад газу й природна газонасність вугільних пластів Забузького родовища

Найменування поля шахти	Синоніміка вугільного пласта	Глибина залягання пласту, м	Склад газу, %			Природна газонасність, м ³ /т с.б.м.
			CO ₂	CH ₄	N ₂	
ЧГ № 1	n_8^B	390	7,1	23,1	66,1	0,35
	n_8	398	10,7	49,1	37,2	0,45
	n_7^B	413	2,5	42,7	48,8	0,35
ЧГ № 2	n_9	468	3,7	65,1	27,7	3,3
	n_8^B	492-531	3,2	77,2	7,7	4,8-8,8
	n_8	403	1,0	85,1	10,6	4,20-5,75
	n_7^B	518	2,2	78,8	15,8	3,7
	n_7	525	2,4	70,3	20,8	5-7
ЧГ № 3	b_3	437-453	2,0	23,2	42,7	0,5
	b_1	439-511	3,4	35,9	54,0	1,5
	n_{12}	479-568	1,4	47,4	48,2	2,2
	n_9	434-572	1,8	60,4	32,2	3,0
	n_8^B	533-624	1,6	63,6	32,0	4,7
	n_8	544-661	1,6	80,2	10,6	6,3
	n_7^B	563-652	1,6	78,9	16,2	7,1
ЧГ № 4	b_3	378-423	2,0	4,0	92,6	0,20
	b_1	346-504	2,7	20,8	73,8	0,90
	n_{12}	473-544	3,0	38,6	52,7	0,90
	n_8^B	438-474	2,4	32,4	61,2	0,80
	n_8	443-610	2,3	67,1	26,8	2,1
	n_7^B	379-620	2,3	50,8	42,9	1,1
	n_7	552-576	10,3	41,7	51,2	2,1

Примітка: по шахті «ЧГ № 2» наведені дані природної газонасності
За вимірами у гірських виробках шахти 2004-2005 рр.

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Породи щільні, слабо пористі й слабо проникні. Переважна пористість порід на полях шахт ЧГ №№1,5,6 Забузького родовища становить 0,4-5,0 %, при максимальних значеннях 7,86-11,83 %. Переважна газопроникність – 0-0,2 Мд при максимальних значеннях 0,05-0,28 Мд.

Фактори, що впливають на присутність і розподіл газу в продуктивній вугленосній товщі родовища:

- плікативні й диз'юнктивні тектонічні структури;
- літологічний склад і колекторські властивості вміщуючих порід;
- водоносні горизонти й ступінь обводнення вугільних пластів.

На Забузькому родовищі в окремих пунктах простежується зв'язок газоносності з геологічними факторами, що її сформували:

- горизонти, з хорошими колекторськими властивостями утримують значну кількість газу з вмістом метану до 93,7 % (св. 2201, 2224, 2265 на глибинах 480 і 510 м);
- зони розривних порушень, в яких зафіксовані виділення газу при перетині вугільних пластів, порушених розривною тектонікою;
- водоносні горизонти, до яких відносять посилені газові виділення, супроводжувані фонтануванням води, різке підвищення рівня або самовиливи води з виділенням газу і т.д.

На підставі викладеного можна зробити такі висновки:

1. Вугленосні відклади Забузького родовища дегазовані нерівномірно. Більш глибокої дегазації зазнала крайня північна частина, де верхня межа метанової зони співпадає з границею поділу шахтних полів ЧГ №№3 і 4. На сході вона проходить по абсолютних відмітках -300 – -320 м.

2. Основні промислові вугільні пласти родовища n_7 , n_7^6 , n_8 , n_8^6 мають помірну газоносність, яка поступово зростає з глибиною у напрямку з півночі на південь.

3. Основна частина запасів вугільних пластів n_8 , n_8^B тяжіє до площі з газоносністю 5-10 м/т с.б.м.

4. Зони підвищеної газоносності у вугільних пластах ($12,2-18,3 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$) мають локальний характер і обмежене поширення.

При відпрацюванні вугільних пластів джерелом надходження метану в гірські виробки шахти може слугувати не тільки вугільний пласт, але і вміщуючі його гірські породи [10, 91]. Відпрацювання вугільних пластів може ускладнюватися суфлярними виділеннями метану, особливо в зонах тектонічних порушень і підвищеної тріщинуватості порід.

Південний регіон – Межиріченське вугільне родовище. Вугільні пласти Межиріченського родовища, на відміну від Забузького, залягають у двох газових зонах – азотно-метановій й метановій. При цьому чотири верхні пласти n_7^B , n_8 , n_8^B , n_9 перебувають в азотно-метановій і метановій газових зонах, а нижні пласти v_6 , n_7^H , n_7 – у метановій зоні. В азотно-метановій зоні основним компонентом є азот, де його вміст змінюється від 12 до 90%; метан утримується в кількості від 6 до 40-74%, а вуглекислий газ – від 0,1 до 10,7%. У метановій зоні значну роль відіграє метан зі вмістом від 60 до 97%. Кількість азоту не перевищує 40%, а вуглекислого газу – 9,2%. Окрім вказаних компонентів, у газовій суміші присутні водень і гелій. Вугільні пласти Межиріченського родовища розробляються дев'ятьма діючими шахтами. Усі шахти на території Межиріченського вугільного родовища понадкатегорійні по газу, крім шахти ВМ № 2, яка належить до третьої категорії по метану. Відомості про вугільні пласти Межиріченського родовища та категорійність шахт по газу дані в табл. 3.4, 3.5.

Пласт v_6 має високу газоносність. У західній частині родовища газоносність пласта становить $14,7-21,9 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$. У межах поля шахти ВМ №7 вона змінюється від 14,0 до $25,1 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, а на поле шахти ВМ № 4 – від $13,9-27,0 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ У південній частині поля шахти ВМ №10 газоносність пласта трохи знижується – до $11,8-17,9 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, ще нижчою вона є уздовж Великомоствівського насуву. У східній частині родовища газоносність пласта змінюється від 5,0 до $8,5 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, а в центральній – досягає $15 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ і трохи вище. У цілому на родовищі газоносність пласта змінюється від 5,0 до $27,0 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ при середній величині $15,7 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Характеристика вугільних пластів Межиріченського родовища

Синоніміка вугільного пласта	Назва поля шахти	Глибина залягання, м, від- до	Потужність вугільного пласта м, від-до (середня)	Будова вугільного пласта	Ступінь витриманості	Морфологічні особливості й інші дані
1	2	3	4	5	6	7
v ₆	BM №1	692-810	0,20-0,45	Проста	невитриманий	
	BM №2		0,15-0,42	Проста	невитриманий	
	BM №3		0,60-1,65 0,76	Проста, складна	невитриманий	
	BM №4		0,54-1,26 0,69	Проста, складна	невитриманий	
	BM №5		0,20-0,45	Проста	невитриманий	
	BM № 6		0,52-1,05 0,58	Проста, складна	невитриманий	
	BM №7		0,56-1,370 0,86	Переваж. складна	Відносно витриманий	
	BM №8		0,60-1,12 0,86	Переваж. складна	Відносно витриманий	
	BM № 9		0,15-0,32	Проста	невитриманий	
	BM №10		0,40-1,10 0,77	Проста, рідше складна	невитриманий	
n ₇ ^H	BM № 1	421-475	0,95-1,53 1,23	Проста	Витриманий	Характерні син- і епіторфяні заміщ.
	BM №2	392-436	0,55-1,55 0,97	Проста	Витриманий	Пласт відпрацьований шахтою
	BM №3	454-502	0,50-1,69 1,27	Проста	Витриманий	Характерні син- і епіторфяні заміщ.
	BM №4	519-565	0,65-1,92 1,49	Проста	Витриманий	Пласт відпрацьований шахтою
	BM №5	417-448	0,65-2,00 1,44	Проста	Відносно витриманий	Характерні син- і епіторфяні заміщ.
	BM №6	446-539	0,60-2,25 1,56	Проста	Витриманий	Відзначаються син- і епіторфяні заміщ
	BM №7	484-516	0,58-2,67 1,40	Проста	Витриманий	Відзначаються син- і епіторфяні заміщ
	BM №8	440-490	0,70-2,15 1,27	Проста	невитриманий	Характерні син- і епіторфяні заміщ.
	BM №9	398-418	0,75-2,20 1,22	Проста	Витриманий	Відзначаються син- і епіторфяні заміщ
	BM №10	523-551	0,60-1,85 1,0	Проста, рідше складна	Витриманий	Характерні син- і епіторфяні заміщ.
n ₇	BM № 1					Пласт розмитий

	BM №2					Пласт розмитий
	BM №3		0.50-1.25 0,72	Проста, рідше складна		
	BM № 4		0.50-0.90 0,59	Проста, рідше складна		
	BM №5					Пласт розмитий
	BM № 6					Пласт розмитий
	BM №7					Пласт розмитий
	BM №8		0.64-1.36 0,74	Проста, рідше складна		
	BM № 9	383-414	0.60-1.76 0,90	Проста, складна, двопачечна	Відносно витриманий	Характерні син- і епіторфяні заміщ.
	BM № 10		0.45-1.40 0,62			
	BM № 1	412-459	0.60-1.60 0,98	Складна, двопачечна	Витриманий	
n_7^B	BM №2	371-411	0.66-1.23 0,97	Складна, двопачечна	Витриманий	
	BM №3		0.48-1.25 0,72	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM № 4		0.50-1.00 0,65	Складна, переважно двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №5	402-435	0.55-1.47 0,85	Переважно двопачечна, рідше проста	Відносно витриманий	
	BM № 6		0.50-1.23 0,72	Проста, іноді двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №7	485-513	0.50-1.95 0,81	Проста, іноді двопачечна	Витриманий	
	BM №8	426-459	0.50-1.50 0,80	Проста, рідше двопачечна	Витриманий	
	BM № 9					Пласт розмитий
	BM № 10		0.50-2.10 0,73	Проста, рідше двопачечна	Відносно витриманий	
	BM № 1	445-463	0.50-1.43 0,85	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
n_8	BM №2	360-393	0.52-1.50 1,05	Складна, двопачечна	витриманий	
	BM №3	444-476	0.50-1.79 0,75	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM № 4	468-538	0.50-1.35 0,63	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №5		0.50-0.83 0,57	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM № 6		0,50-0,75 0,55	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №7		0,50-0,85 0,54	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №8		0.50-0.78 0,55	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM № 9					Пласт відсутній

	BM № 10		0.57-0.75 0,54	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
n ₈ ^B	BM № 1	415-462	0.50-2.03 0,85	Складна, двопачечна	витриманий	
	BM №2	351-375	0.50-1.54 0,80	Складна, двопачечна	невитриманий	
	BM № 3	418-467	0.59-2.05 1,06	Двопачечна, рідше трипачечна	витриманий	
	BM № 4	452-519	0.50-1.81 1,01	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №5	382-407	0.52-1.42 1,04	Двопачечна, рідше проста	витриманий	
	BM № 6	437- 502	0.59-1.82 1,08	Від дво- до п'ятипачечн ої	Витриманий	
	BM №7	434- 491	0.58-1.70 1,00	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №8	394- 443	0.63-1.50 1,07	Від дво- до чотири пачечної	Витриманий	
	BM № 9	375- 390	0.68-1.35 1,09	Складна, двопачечна	Витриманий	Пласт відпрацьований шахтою
	BM № 10	482- 490	0,57-1,65 1,08	Складна, дво- трипачечна	Витриманий	
n ₉	BM № 1	388-458				Пласт розмитий
	BM №2					Пласт розмитий
	BM №3		0.58-0.90 0,71	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM № 4		0.50-1.26 0,74	Складна, двопачечна	невитриманий	
	BM №5					Пласт розмитий
	BM № 6		0.50-1.43 0,69	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №7	388-458	0.60-1.12 0,81	Складна, двопачечна	Відносно витриманий	
	BM №8		0.59-1.10 0,69	Складна, двопачечна	Невитриманий	
	BM № 9					Пласт відсутній
	BM № 10		0.50-1.20 0,70	Складна, двопачечна	невитриманий	

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Таблиця 3.5*

Відносна метаноносність вугільних шахт Червоноградського
геолого-промислового району і їх категорія по газу

Назва шахти	Глибина очисних виробок від поверхні	Межі середньорічних коливань відносної метаноносності за даними десятилітніх спостережень м ³ /т.с. д.	Категорія шахти по газу
ВМ № 1	65-80	10,9-23,7	п/к
ВМ № 2	40-60	10,7-14,7	III
ВМ № 3	100-105	20,3-38,2	п/к
ВМ № 4	15-170	30,8-66,8	п/к
ВМ № 5	70-75	14,4-36,2	п/к
ВМ № 6	115-135	20,8—41,9	п/к
ВМ № 7	120-160	20,0-25,0	п/к
ВМ № 8	70-75	20,0-52,5	п/к
ВМ № 9	30-50	10,3-38,0	п/к
ВМ № 10	100-140	до 27,5	п/к

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Пласт n_7^H характеризується значно меншою газоносністю в порівнянні із пластом v_6 , яка змінюється від 0,4 до 17,4 м³/т с.б.м. при середній величині 5,7 м³/т.с.б.м. Найнижча газоносність – 0,4-5,6 м³/т с.б.м. спостерігається в східній частині родовища. У межах поля шахти ВМ №9, поблизу виходу пласта на поверхню карбону, газоносність коливається від 0,4 до 2,2 м³/т.с.б.м., а при віддаленні від нього зростає до 2,7-5,6 м³/т с.б.м. Така ж закономірність спостерігається й у вмісті метану в газовій суміші, що варіює від 45,5 до 89,0 %. У середній частині східного крила Межиріченської синкліналі, у межах поля шахти ВМ №2, газоносність рівна 1,5 м³/т с.б.м. при вмісті метану в газовій суміші 41,3%. У центральній частині родовища, у межах поля шахти ВМ №4, газоносність підвищується від 2,7 до 8,3-13,6 м³/т с.б.м., а в межах поля шахти ВМ №7 становить 8,7-17,4 м³/т с.б.м. Пласт розробляється шахтами ВМ №№1-10 (3.5). На східному крилі синкліналі n_7^H розробляється шахтами ВМ №№1,2,5 і 9, і метаноносність лав по них становить 1,0-4,9 м³/т с.д. Метаноносність лав шахт, розташованих на західному крилі синкліналі, змінюється від 2,0-9,0 до 16,7 м³/т с.д., якщо не вважати надзвичайний стан шахти ВМ №6, лави якої характеризуються аномальними значеннями цього показника: №38 (абс. відм. -

195 м) – 27,4 м³/т с.д., № 13 (абс. відм. -320 м) – 21,0 м³/т с.д. і № 24 (абс. відм. -355 м) – 24,2 м³/т с.д.

Пласт n_7 характеризується газоносністю трохи меншою, ніж у нижче залягаючого. Ізогаза, рівна 5 м³/т.с.б.м., у західній частині родовища проходить близько виходу пласта під покривні відклади на глибинах, відповідних до абсолютних оцінок -300- -325 м, а на східному крилі – -240- -340 м. У цілому на площі родовища газоносність пласта змінюється від 1,0 до 17,4 м³/т.с.б.м. при середньому значенні 7,1 м³/т с.б.м. Локальні підвищення значень газоносності пласта досягають 10,0-12,6 м³/т с.б.м. (св. 3707, 3854, 3878, 3884, 3968, 5600 і ін.).

Пласт n_7^B характеризується також порівняно високою газоносністю. Ізогаза 10 м³/т с.б.м. проходить на глибинах, відповідних до абсолютних оцінок -340- -425 м у західній частині родовища й -330 – -375 м – у східній. Найбільш газоносними є поля шахт ВМ №6 і 7, газоносність яких перебуває в межах 6,0-13,3 м³ /т.с.б.м. і лише в центральній і південно-східній частинах знижується до 4,9-5,8 м³/т с.б.м. Зона підвищеної газоносності (7,2-8,5 м³/т с.б.м.) відзначається в південно-східній частині поля шахти ВМ №10. У північно-східній частині згаданого поля спостерігається зниження газоносності до 2,8-5,3 м³/т с.б.м. У центральній і західній частинах поля вона рівна 6-7, а на крайньому північно-заході – 8,2-11,5 м³/т.с.б.м. У межах поля шахти ВМ №4 газоносність зростає з півдня на північ від 4,3 до 5,8 м³/т с.б.м. Вміст метану в газовій суміші становить 70,8 %. Пласт розробляється вісьмома шахтами району, крім ВМ №№9 і 10. Метаноносність лав східного крила синкліналі дорівнює 1,0-3,7 м³/т с.д., виключення становлять лава №41 (абс. відм. -253 м) шахти ВМ №1, де метаноносність – 4,3 м³/т с.д., і лави №400 (абс. відм. -205 м) і № 429 (абс. відм. -234 м) колишньої шахти ВМ №5 з метаноносністю 6,8 і 6,5 м³/т с.д. відповідно. Лави шахт, розташованих на західному крилі синкліналі, вирізняються трохи більшою метаноносністю, що становить 8,6 м³/т с.д. по лаві №9 (абс. відм. -2997 м) шахти ВМ №7. Різко підвищеною метаноносністю виділяються лави шахти ВМ №6, величини якої досягають 10,0-28,6 і навіть 46,9 м³/т с.д. Так, по лавах №473 (абс. відм. -273 м) і №520 (абс. відм. -320 м) метаноносність

становить відповідно 28,6 і 28,1 м³/т с.д., а в лаві №4 – 46,9 м³/т.с.д. У напрямку до центральної частини синкліналі метаноносність лав стрімко знижується до 2,0-4,0 і 5,5 м³/т с.д. (лава №446 шахти ВМ № 3: абс. відм. – 249 м), а південному напрямку знову збільшується до 12,4 м³/т с.д. (лава №436 шахти ВМ № 8: абс. відм. -240 м).

Пласт n₈. вивчений за представницькою кількістю вимірів, розробляють у шести вугільних шахтах за винятком ВМ №№6,8,9 і 10. У цілому метаноносність лав по згаданому пласту нижча, ніж у пласті n₈^В. Характерним для нього є зниження газоносності уздовж усього контуру виходу пласта на поверхню карбону. Так, у східній частині родовища вона мінімальна й становить 1 м³/т с.б.м. при вмісті метану в газовій суміші 49,1 %, а в межах поля ВМ №9 змінюється від 1,3 до 4,9 м³/т с.б.м. при вмісті метану 45,6-85,1 %. У західній частині родовища, уздовж західного виходу пласта, газоносність трохи вища й становить 3,0-5,3 м³/т.с.б.м. Площа підвищеної газоносності (6-10 м³/т с.б.м.) простягається з півночі на південь, захоплюючи центральну частину поля шахти ВМ №10, північно-західну частину поля шахти ВМ №4, північну частину поля шахти ВМ №6 і більшу частину поля шахти ВМ №7. На іншій частині родовища газоносність порівняно невисока й змінюється від 3 до 6 м³/т с.б.м. У середньому по родовищу газоносність пласта дорівнює 5,8 м³/т с.б.м.

Метаноносність лав шахт ВМ №№1, 2, 3 і 4 становить до 2,1 м³/т с.д. або трохи вище, за винятком лав №434 (абс. відм. -255 м) і №476 (абс. відм. -274 м), які перебувають у зоні тектонічного порушення, і їхня метаноносність становить 3,3 і 3,6 м³/т с.д. відповідно. Метаноносність лав колишньої шахти ВМ №5 рівна 1,5 - 2,1 м³/т с.д. Метаноносність лав шахт, розташованих на західному крилі й у центральній частині синкліналі, трохи вище в порівнянні з лавами шахт на східному крилі. Так, метаноносність лав шахти ВМ № 4 рівна 1-2 м³/т с.д., а по лаві №447 (абс. відм. -330 м) вона становить 13,1 м³/т с.д. Зниження метаноносності до 0,8 м³/т с.д. відзначається по лаві №402 (абс. відм. -263 м), яка перебуває в зоні тектонічного порушення. Найбільші значення метаноносності пласта відзначаються на шахті ВМ № 7, що становлять 4,0-1,2 м³/т с.д.

Пласт n_8^B вивчений за представницькою кількістю вимірів, основний робочий пласт, який розробляється всіма шахтами, що обумовлено, в основному, розташуванням шахтних полів вздовж найбільш зануреної частини синклінальної складки. У східній частині родовища газоносність пласта невисока, змінюється від 1,0 до 8,8 м³/т с.б.м. на півночі й від 2,1 до 4,6 м³/т с.б.м. – на півдні (поле шахти ВМ №9). У західній частині родовища для пласта характерна підвищена газоносність. Ця зона підвищеної газоносності (6-9 м³/т с.б.м., а іноді й до 10-15 м³/т с.б.м.) проходить майже все поле шахти ВМ №6 і через центральні частини полів шахт ВМ №№7 і 10. Неширока зона підвищеної газоносності (6,9-17,4 м³/т с.б.м.) виділяється також у північній частині поля шахти ВМ №4 і простежується далі в північно-західному напрямку на поле шахти ВМ №10, досягаючи значень 7,0-11,9 м³/т с.б.м. Зниження газоносності до 3,6 м³/т с.б.м. спостерігається в східній частині поля шахти ВМ № 10, у центральній частині поля шахти ВМ №4 і в північній частині поля шахти ВМ № 7, а також уздовж західного й південного контурів виходу пласта під крейдові відклади.

Збільшення метаносності лав спостерігається від крил складки до центральної частини, причому метаносність лав шахт західного крила синкліналі вище, ніж східного. Метаносність лав шахт, які розробляють східне крило синкліналі (шахти ВМ №№1,2,9), невисока й, в основному, рівна 1,0-3,6 м³/т.с.б.м. Метаносність дорівнює 6,9 м³/т с.д. і відзначається в зоні тектонічного порушення лави №49 (абс. відмітки -199 м) колишньої шахти ВМ №5. Метаносність лав західного крила й центральної частини синкліналі (шахти ВМ №№3,4,6,7,8,10) значно вища, тому що ці лави розташовані уздовж осі західного занурення в активній тектонічній зоні, і мають від 2,2-2,7 до 10,0-34,3 м³/т с.д. Підвищені значення метаносності відзначаються в лавах цих шахт, як у зонах газопровідних розривних тектонічних порушень, так і при моноклінальному заляганні порід і вугільних пластів.

Пласт n_9 у цілому низькогазоносний. У північній частині родовища про газоносність пласта можна судити по контуру поширення ізогази 5 м³/т с.б.м. на

глибинах, відповідних до абсолютних оцінок -300- -350 м. У західній частині родовища на площі полів шахт ВМ №№6,7 і 10 газоносність пласта низька й варіює в межах $2,1-3,1 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, у центральній частині вона також незначна, не перевищує $2,9 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ На відміну від інших вугільних пластів трохи вища газоносність відзначається в східній частині родовища, досягаючи $6-7 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

На родовищі досить чітко проявляється тенденція збільшення природної газоносності й вмісту метану у вугільних пластах із глибиною. Визначення природної газоносності вугільних пластів у гірських виробках діючих шахт на родовищі також підкреслює тенденцію збільшення цього показника із глибиною практично по всіх шахтах.

Аналіз даних метаноносності гірських виробок шахт Межиріченського та Забузького родовищ (Червоноградський вуглепромисловий район) дає можливість зробити висновки:

- метаноносність шахт, розташованих на західному крилі Межиріченської синкліналі й у її центральній частині, вища, ніж у лавах шахт, розташованих на східному крилі структури;
- різна метаноносність лав того самого пласта в межах одного шахтного поля в більшості випадків зумовлена наявністю розривних тектонічних порушень;
- у межах усіх шахтних полів метаноносність лав, що розробляють пласти n_8^B та n_8 , нижча в порівнянні з лавами, які розробляють пласти n_7^B та n_7^H , тому слід вважати, що найближчим джерелом надходження метану в гірські виробки на ділянках вугільних пластів n_7^B та n_7^H є природні пласти-супутники й породи, які їх вміщують [46];
- у зв'язку з відсутністю в газах вугільних пластів важких вуглеводнів можна припустити, що метан з газових і нафтових колекторів, розташованих на глибині 1500 м і нижче вугленосної товщі, не надходить у гірські виробки шахт, а генерується в самих вугільних пластах і вміщуючих їх породах.

Газоносність Межиріченського родовища збільшується в напрямку до Великомоствського газового родовища, не виключено взаємозв'язок газоносних

структур Великомоствського газового та Межиріченського вугільного родовищ. Вивчення Великомоствської складки як частини Куличківсько-Милятинського валу дає можливість визначити деякі тектонічні закономірності розвитку та взаємодії вугільних та газоносних структур: міграція Куличківським надвигом газів Великомоствського родовища у гірські виробки Межиріченського родовища та, очевидно, їхнє змішування з метаном вугілля; припливи газу із силурійських шаруватих відкладів міогеосинклінальної зони початкового етапу розвитку Передкарпатської герцинської крайової системи.

Не виключено, що у девонські відклади Великомоствського газового родовища газ мігрував з вугільних товщ карбону, що гіпсометрично залягають нижче. Вуглевміщуючі породи, як правило, характеризуються невисокою газоносністю. Однак, у зв'язку з великою потужністю вони вміщують значну кількість природних газів, які перебувають у вільному, сорбованому або водорозчиненому стані, рідше – у вигляді скупчень вільного газу в різного роду пастках, при знижених температурах – у формі кристалогідратів.

В табл. 3.6 наводиться склад газу й природна газоносність вугільних пластів по основним полям шахт Межиріченського родовища.

Газоносність вміщуючих порід на родовищі вивчалася різними методами й не в однакових обсягах на різних площах, але переважно прямим способом за допомогою газокерновідбірників. Газоносність вміщуючих порід становить: у пісковиках – від 0,20-0,36 до 0,80 м³/т, в алевролітах – від 0,04-0,30 до 1,0 м³/т, в аргілітах – від 0,10-0,70 до 0,90-1,40, а в аргілітах покрівлі вугільного пласта v6 – до 3,2 м³/т і в вуглистих аргілітах – 1,60-2,90 м³/т.

За даними В. О. Кушнірука, концентрація метану в пісковиках і алевролітах коливається від 3,7 до 56,1 %, а в аргілітах – від 14,1 до 74,4 %.

Вміст азоту змінюється від 29,1 до 92,1 % у пісковиках і алевролітах і зменшується від 11,9 до 83,2 % в аргілітах. Кількість метану в газах залежить від вмісту вуглистої речовини у вміщуючих породах, а також від глибини їх залягання. Цим же обумовлена загальна газоносність вміщуючих порід.

Склад газу й природна газонасність основних вугільних пластів Межиріченського родовища

№ п/п	Найменування поля шахти	Синоніміка вугільного пласта	Глибина залягання пласта, м	Склад газу, %			Природна газонасність, м³/т с.б.м.
				CO ₂	CH ₄	N ₂	
1	ВМ № 4	<i>n₉</i>	431-451	2,3	78,8	10,6	2,9
2		<i>n₈^B</i>	456-488	1,9	82,4	11,0	5,5
3		<i>n₈</i>	464-499	1,9	82,8	9,8	5,8
4		<i>n₇^B</i>	485-513	1,7	86,7	7,6	6,5
5		<i>n₇</i>	487-521	1,7	87,5	6,9	7,7
6		<i>n₇^H</i>	495-530	1,8	78,0	15,7	5,7
7	ВМ № 6	<i>n₉</i>	458-488	0,4	85,2	9,8	2,8
8		<i>n₈^B</i>	461-517	2,4	82,0	11,2	5,6
9		<i>n₈</i>	498-533	2,0	85,8	7,0	6,6
10		<i>n₇^B</i>	485-513	1,7	86,7	7,6	6,5
11		<i>n₇</i>	487-521	1,7	87,5	6,9	7,7
12		<i>n₇^H</i>	495-530	1,8	78,0	15,7	5,7
13	ВМ № 7	<i>n₉</i>	429-450	0,5	80,5	16,5	2,1
14		<i>n₈^B</i>	449A84	1,3	88,1	8,2	4,7
15		<i>n₈</i>	466-484	2,2	73,0	21,4	6,2
16		<i>n₇^B</i>	469-506	1,9	82,6	13,2	6,7
17		<i>n₇</i>	475-504	2,1	74,8	19,7	11,2
18		<i>n₇^H</i>	489-509	1,6	82,2	14,0	5,0
19	ВМ № 9	<i>n₈^B</i>	383-384	23,0	76,6	15,2	2,6
20		<i>n₈</i>	383-393	3,6	64,2	25,7	2,6
21		<i>n₇</i>	374-413	2,2	70,9	21,6	2,3
22		<i>n₇^B</i>	377-430	2,4	75,3	20,0	2,6
23	ВМ № 10	<i>n₉</i>	435-533	2,1	75,5	22,5	3,1
24		<i>n₈^B</i>	417-576	2,2	76,9	16,8	6,0
25		<i>n₈</i>	437-582	2,1	79,3	17,9	5,8
26		<i>n₇^B</i>	441-598	1,4	81,4	17,0	6,2
27		<i>n₇</i>	525-608	2,4	70,3	20,8	6,6
28		<i>n₇^H</i>	460-611	1,4	79,4	16,1	5,8

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Численні суфлярні виділення метану, часто з водою, зафіксовані в гірських виробках шахт, а газопрояви в шахтних стовбурах слугують непрямим підтвердженням можливості локальних скупчень метану у вміщуючих породах родовища, особливо в зонах тектонічних порушень. Концентрація метану при цьому досягає 97,3%. Розкриття таких зон гірськими виробками може супроводжуватися раптовим інтенсивним припливом метану, загазуванням виробок і створенням газонебезпечних ситуацій.

Газопродуктивна ділянка Межиріччя-Західна розміщена в зоні антиклінального підняття Бутинь-Хлевчанської зони насувів безпосередньо над Великомоствівським газовим родовищем. В розрізі кам'яновугільних відкладів ділянки виявлено промисловий пласт v_6 , його газоносність коливається в межах від 2-3 до 22,3 м³/т с.б.м. прогнозні ресурси (метану) на ділянці Межиріччя-Західна у вугільних пластах оцінено в 0,3 млрд м³, у пісковиках (v_4-v_5) – 1,8 млрд м³ [32].

По Межиріченському родовищу дається природна газоносність вугільних пластів (табл. 3.7), наводяться дані з вивчення газоносності по п'ятьом полям шахт (табл. 3.8).

Тяглівське родовище розміщене на південний захід ділянки Межиріччя-Західна. Тут встановлено найвищу газоносність вугільних пластів басейну. Головні геологічні передумови розподілу природного газу на Тяглівському родовищі [134]: щільний потужний (499-680 м) вапняково-мергельний екран верхньої крейди, газонепроникний в непорушному стані; циклічна будова вугленосної товщі; поширення газоводонасних пісковиків-колекторів.

У тріщинно-порові різнофаціальні пісковики (колектори вільного газу вміщуючих порід) газ надходить переважно шляхом вивільнення із сорбованого і водорозчинного станів за певних термодинамічних умов, а також у процесі метаморфізму вугілля [45]. Природна газоносність вугільних пластів Тяглівського родовища: від 5 м³/т с.б.м у покрівлі карбону до 31 м³/т с.б.м. – на глибині.

Таблиця 3.7.*

Характеристика природної газонасності вугільних пластів Межиріченського родовища

Назва шахти	Синоніміка вугільного пласта	Глибина розробки, м	Потужність вугільного пласта, м		Природна газонасність, м³/т.с.б.м.	Марка вугілля	Категорія за викиднебезпечністю
			загальна	корисна			
1	2	3	4	5	6	7	8
ВМ №1	n_8^B	391-445	1,16	0,9	1,0-3,6	Г	Не властиві викиди газу й пилу
	n_8	387-450	0,8	0,8	1,0-3,6	Г	-/-
	n_7^B	408-469	1,0	0,9	4,4-5,4	Г	-/-
	n_7	421-487	1,46	1,46	4,4-5,4	Г-Ж	-/-
ВМ №2	n_8^B	345-390	0,86	0,74	1,0-3,6	Г	-/-
	n_8	350-415	1,27	1,01	1,0-3,6	Г	-/-
	n_7^B	360-109	1,05	1,00	4,4-5,4	Г	-/-
	n_7	370-430	1,30	1,30	4,4-5,4	Г-Ж	-/-
ВМ №3	n_9	412-440	0,62-0,73	0,62-0,73	-	Г	-/-
	n_8^B	438-470	0,71-1,25	0,65-1,14	2,1-9,0	Г	-/-
	n_8	453-180	0,62-1,15	0,62-1,15	2,1-9,0	Г	-/-
	n_7^B	467-198	0,65-0,84	0,65-0,84	4,1-7,5	Г	-/-
	n_7	472-506	0,66-0,89	0,66-0,89	4,1-7,5	Г	-/-
	n_7^H	479-512	0,96-1,37	0,96-1,37	5,4-10,0	Г	-/-
ВМ №4	n_9	435-485	0,66-0,76 0,70	0,66-0,76 0,70	1,8-6,1	Г	-/-
	n_8^B	465-510	1,37-1,45 1,43	0,90-1,0 0,91	2,5-9,6	Г	-/-
	n_8	470-530	1,60 1,60	0,60 0,60	1,0-9,6	Г-Ж	-/-
	n_7^B	480-550	0,65-0,73 0,69	0,63-0,73 0,69	4,6-9,1	Г-Ж	-/-
	n_7	495-560	0,60-0,68 0,65	0,60-0,68 0,65	5,4-10,8	Ж	-/-
	n_7^H	520-540	1,60 1,60	1,34-1,70 1,55	5,3-13,2	Ж	-/-
ВМ №6	n_9	420-463		0,61-0,71 0,66	4,2	Г	-/-
	n_8^B	430-463	1,25-1,47 1,42	1,25-1,47 1,42	5,8	Г	-/-
	n_8	440-530	0,62 0,62	0,62 0,62	7,2	Г	-/-
	n_7^B	450-540	0,71 0,71	0,71 0,71	7,7	Г-Ж	-/-
	n_7	440-560	1,58-1,71 1,61	1,58-1,71 1,61	7,3	Ж-Г	-/-

ВМ №7	n_9	415-465	0,6-1,0 0,80	0,6-1,0 0,80	1,1-3,6 2,1	Г-Ж	-/-
	n_8^B	457-462	0,66-0,96 0,82	0,56-0,84 0,77	2,0-6,6 4,3	Г-Ж	-/-
	n_8	474	—		3,9-8,6 6,2		-/-
	n_7^B	481-497	0,64-0,85 0,76	0,64-0,85 0,76	2,6-13,3 6,7	Ж	-/-
	n_7	503-510	1,07-1,35 1,18	1,07-1,35 1,18	3,4-7,7 5,0	Ж	-/-
ВМ №8	n_8^B	392-445	0,83-1,35 1,22	0,68-1,20 1,00	1,1-4,4	Г	-/-
	n_8	397-158	0,49-0,53 0,52	0,49-0,53 0,52	4,2-5,4	Г	-/-
	n_7^B	410-470	0,60-0,84 0,78	0,60-0,84 0,78	5,7-7,2	Г-Ж	-/-
	n_7	414-475	0,65-0,85 0,70	0,65-0,85 0,70	5,7-7,2	Г	-/-
	n_7^H	434-485	1,20-1,40 1,35	1,20-1,40 1,35	5,7-7,2	Г	-/-
	n_6	380-390	0,60-1,12 0,86	0,52-1,08 0,78	11,7-13,8	Ж	-/-
ВМ №9	n_8^B	380-385	1,0-1,14 1,02	0,90-0,94 0,92	1,0-3,6	Г	-/-
	n_7	385-415	1,0-1,2 1,01	0,90-1,18 0,96	1,0-5,4	Г	-/-
	n_7^H	395-430	1,16-1,20 1,18	1,16-1,20 1,18	4,4-5,4	Ж	-/-
ВМ №10	b_1	405,65- 481,60	0,50-0,65 0,53	0,50-0,65 0,53	2,0	Г	-/-
	n_{11}	418,8490,6	0,50-0,88 0,57	0,50-0,88 0,57	3,1	Г	-/-
	n_9	410,35- 561,85	0,60-1,15 0,76	0,45-1,02 0,7	3,6	Г	-/-
	n_8^B	416,70- 587,83	0,57-1,65 0,95	0,55-1,35 0,95	6,6	Г	-/-
	n_8	425,4-602,2	0,38-1,18 0,54	0,30-0,55 0,55	6,8	Г	-/-
	n_7^B	419,7-617,7	0,60-1,10 0,70	0,60-1,15 0,68	7,2	Г-Ж	-/-
	n_7	425,50- 630,95	0,65-1,0 0,51	0,45-0,70 0,51	7,0	Г	-/-
	n_7^H	433,75- 634,10	0,60-1,85 1,40	0,60-1,85 1,40	7,9	Г	-/-

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Газоносність вміщуючих порід вугільних родовищ

Найменування поля шахти	Синоніміка вугільного пласта	Літологічний склад породи	Газоносність порід, м ³ /т		
			у покрівлі пласта	у підшві пласта	без певного положення
ВМ №4	n_9	Аргіліт	0,70		
		Вуглистий аргіліт		0,90	
		Алевроліт	0,06-0,08	0,60	
	n_8^B	Аргіліт	0,10-0,20	0,50	
		Алевроліт	0,18		
		Вуглистий аргіліт	1,60	1,60	
	n_8	Аргіліт	0,60		
		Вуглистий аргіліт	0,90-1,60		
	n_7^B	Аргіліт	0,80-0,90		
		Алевроліт		0,70-1,0	
	n_7^H	Аргіліт	0,80-0,90		
		Алевроліт	0,80		
ВМ №6	v_6	Вуглистий аргіліт		1,90-2,30	
	n_7^H	Аргіліт		1,40	
	v_6	Вуглистий аргіліт		2,30	
		Аргіліт			0,22-0,67
		Вуглистий аргіліт			1,60
		Алевроліт			0,10-0,84
ВМ №7	v_6	Пісковик			0,20
		Аргіліт	3,2		
		Пісковик			0,17-0,36
		Алевроліт			0,38-0,48
ВМ №9	n_7^H	Аргіліт			0,12-0,15
		Аргіліт	0,60-1,0	0,10	
		Аргіліт	0,60		
		Алевроліт		0,30	
ВМ №10		Пісковик (між пластами n_7 - n_7^H)			0,80
		Аргіліт			0,35-0,64
		Аргіліт із прошарками вугілля (0,06 м)			1,42
		Вуглистий аргіліт			2,90

*таблиця складена автором на основі опублікованих робіт та матеріалів геологічних звітів [5]

Збільшення природної газоносності з півночі на південь зберігається включно до Тяглівського родовища. Тяглівське вугільне родовище і ділянка Межиріччя-Західна містять декілька (3-4) потужних (30-35 м) пачки пісковиків, які є потенційними колекторами покладів газу. Покрівлею слугують слабкопроникні аргіліти та алевроліти. Поперечні тектонічні порушення сприяли утворенню тектонічних та структурних пасток, крім того присутні і літологічні пастки (зміна товщини виклинювання, фаціальні заміщення пісковиків) [32, 83].

Любельська площа знаходиться на південний захід від Тяглівського родовища. Любельське родовище є найбільш опущеною частиною басейну, воно складене девонськими, кам'яновугільними, юрськими, крейдовими і четвертинними відкладами. На території родовища верхня частина серпуховського і нижня башкирського ярусів найпродуктивніші на вугілля.

За вмістом метану, азоту і вуглекислого газу виділено дві газові зони: метаново-азотну (зона газового вивітрювання) і метанову. Усі вугільні пласти башкирського і серпуховського ярусів (за винятком поля шахти Любельська №3) залягають у зоні газового вивітрювання, де вміст метану від 0,0 до 28,55%. Вугільні пласти n_0^6 та v_6 по всій площі родовища залягають у метановій газовій зоні, де вміст метану коливається в межах 51,1-97,34%, зберігається тенденція збільшення його кількості з глибиною [135]. На площі полів шахт Любельська №1 і 2 є пісковики і конгломерати з хорошими колекторськими властивостями: максимальні значення пористості 9,2-15,8%, газопроникності – 2,92-6,36 мД [32].

Геологічні чинники утворення зони газового вивітрювання в межах Любельського родовища: підвищена тріщинуватість та обводненість кам'яновугільних порід. Фактори, що визначають ступінь сучасної природної газоносності родовища: інтенсивне диз'юнктивне порушення; присутність у покрівлі грубоуламкових теригенних відкладів верхньої юри (конгломератів, пісковиків з максимальною пористістю та газопроникністю), що сприяло активній дегазації вугільних пластів і вуглевміщуючих порід; складні гідрогеологічні умови родовища та висока обводненість порід.

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАГЕНЕТИЧНИХ ЗВ'ЯЗКІВ ВУГІЛЬНИХ ТА ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПОКЛАДІВ

Вугленосно-вуглеводневі формації західної частини України пов'язані з відкладами фанерозою, які характеризуються нерівномірним вмістом органічної речовини у різних структурах [34].

В межах басейну визначені вугільні пласти у палеозойських відкладах та малопотужні, поодинокі лінзи у юрських. Газові поклади у даному регіоні пов'язані з відкладами палеозою, мезозою та кайнозою. Вугільні та газові родовища регіону пов'язані з одновіковими відкладами та відповідно корелюються з герцинською, кімерійською та альпійською тектоно-магматичними активізаціями.

Підтік вуглецю та його сполук відбувався через вулкани та інші флюїдодинамічні системи, збагачуючи оксидами та гідроксидами вуглецю атмосферу та гідросферу. Періодам масового поховання органічної речовини передували етапи тектоно-магматичної активізації, які значною мірою впливали на формування осадовно-метаморфічної товщі [14, 23, 127].

Основна маса вулканічних порід сконцентрована у волинській частині структури, де вулканогенні утворення (табл. 4.1), за даними палеовулканологічних реконструкцій [34], представлені осередками центрального типу, потоками лав, покровами пірокластичних утворень. Розріз утворень волинської серії починається базальними верствами коричневих та різнобарвних аркозних пісковиків, гравелітів і конгломератів.

Початок вуглетворення (середній девон) характеризується в історії Землі величезною середньопалеозойською регресією Світового океану, а також переходом від здіймання до інтенсивного прогинання великих територій (табл. 4.2).

Порівняльна характеристика докембрійських відкладів
Львівсько-Волинського басейну і Межиріченського родовища

				ЛВБ		Межиріченське родовище
Система	Відділ	Комплекс	Серія	Літологічна характеристика	Потужність	Літологічна характеристика
Протерозой	Верхній	Вендський	Валдайська	Аргіліти, алевроліти, пісковики у тонкому перешаруванні; аргіліти темні, тонкошаруваті, з кулеподібними конкреціями фосфоритів, різнозернисті аркозові пісковики; гравеліти, строкаті конгломерати, що ритмічно переверстнуються	200	
			Волинська	Базальті, туфолави, туфобрекчії, що перемежуються з ефузивно-осадочними породами	450	Вулканогенні утворення заміщуються осадочними породами
		Рифейський	Поліська	Пісковики кварц-польовошпатові, дрібнозернисті, подекуди алевроліти, червоні, місцями жовтувато-сірі, у нижній частині з прошарками червоних і зелених глин	930	
Архей, нижній, середній протерозой				Біотит-плагіоклазові гнейси, палеопротерозойські сланці, граніти, гранітоїди, кварцити, пірофілітові сланці	520	

Порівняльна характеристика відкладів нижнього палеозою Львівсько-Волинського басейну та Великомоствіського газового родовища

					ЛВБ		Великомостівське газове родовище		
Система	Відділ	Ярус	Серія	Світа	Літологічна характеристика	Потужність	Літологічна характеристика	Потужність	
Девон	Верхній	Фаменський		Садівська, литовезька, торчинська	Перешарування доломітів, вапняків, аргілітів та алевролітів. Доломіти з пісками – низ, вапняки – верх	450 (сх)-900 (зх)	Монотонна товща вапняків, доломітизованих	350-400	
		Франський		Ремезівська золочівська			Монотонна товща вапняків з різним ступенем доломітизації, має характерне плямисте забарвлення, з прошарками темно-сірих доломітів	430-580	Збагачені тонкодисп. бітумінозною речовиною
	Середній	Живетський		Волчковецька	Перешарування доломітів, доломітизованих вапняків, аргілітів, алевролітів	140-200	Нижня (більша) частина складена доломітизованими вапняками з тонкими прошарками аргілітів, вище – пачка теригенних порід: аргіліти з прошарками алевролітів	15-28	
				Іваницька			Перешарування пачок карбонатних і теригенних порід: вапняків і доломітів. Світи мають переважно карбонатний склад. Вапняки доломітизовані	26-32	
				Батятицька				23-27	
				Ясенівська				34-40	
				Свірзька			Карбонатні і теригенні породи	15-20	

[illegible]

	Ордовик			Вапняки, мергелі, карбонатні сланці вулканічні туфи	50	Темно-сірі карбонатні і піщано-карбонатні відклади	76	
	Верхній							
	Середній							
	Нижній							
	Кембрій			Різноманітні пісковики, аргіліти, строкаті алевроліти, глини	520	Для кембрію в цілому - теригенні поклади, складені аргілітами, алевро-глинистими породами	680	
	Верхній							
	Середній							
	Нижній							
		Балтійська				Темносірі алевритисті аргіліти		
	Бережківська					Чередування переважно пісковикових чи переважно аргілітових пачок. Аргіліти темно- сірі до чорних, слабо алевритисті, щільні, слабослюдисті, невапнисті		Аргіліти з прошарками алевролітів є флюїдоупорами

У результаті герцинських тектонічних рухів сформувався Львівський палеозойський прогин. Поширення антиклінальних і синклінальних структур, а також досить високий рівень розвитку наземної рослинності, зумовили початок вуглеутворення в кінці девону, з якими пов'язані поклади графіту в Україні.

Палеогеографічні (морські) умови в межах Львівського прогину в девоні сприяють утворенню безвугільних верств [126]. Починаючи з карбону, Львівський палеозойський прогин змінює тектонічний режим і ця обставина сприяла розвитку процесів торфонакопичення на приморських ділянках (табл.4.3). У турнейсько-ранньовізейському етапі накопичення рослинного матеріалу відбувалося у торфовищах, розташованих на лагунно-заливному розчленованому узбережжі.

На пізньовізейсько-ранньосерпуховському етапі формування нижньої болотяно-морської вугленосної підформації торфонакопичення відбувалося у обводнених, періодично осушуваних, переважно, застійних лісових і багнистих болотах на відкритому узбережжі мілкого моря [3, 62, 132].

Пізньосерпуховський-ранньобашкирський етап, через більш пасивний тектонічний режим західного схилу УЩ, мав сприятливі умови для вуглеутворення верхньої високовугленосної підформації. Основні процеси торфоутворення відбувалися за умов заболочених приморських низовин, розташованих на лагунному, дельтовому узбережжі мілкого моря. Наприкінці цього етапу відбулася велика трансгресія моря.

У пізньому серпухові – ранньому башкирі в Львівсько-Волинський басейн через менший розвиток морських обстановок існували обводнені, періодично осушувані застійні і проточні палеоторфовища.

Пізньовізейський час, в порівнянні з ранньосерпуховським, характеризується частішими змінами фаціальних обстановок, що сприяло формуванню різноманітних типів візейського вугілля. Вугленосні відклади пізньобашкирського-московського етапу у Львівсько-Волинському басейні відсутні. Заклучний етап розвитку карбонової вугленосної мегаформації басейну відповідає пізньокам'яновугільному етапу.

Порівняльна характеристика відкладів мезо-кайнозою Львівсько-
Волинського кам'яновугільного басейну та Великомоствіського газового
родовища

				ЛВБ			Великомостівське родовище	
Система	Відділ	Ярус	Світа	Літологічна характеристика	Потужність		Літологічна характеристика	Потужність
Червертинна				Піски, глини, супіски, суглинки	0,5-35		Шар ґрунту, супіски, суглинки, піски	20
Неоген	Верхній	Тортон		Вапняки з прошарками мергелів і пісків				
	Нижній			Кварцити, піски, глини з чотирма пластами бурого вугілля	75	Буре вугілля		
Крейда	Верхній			Мергельно-крейдова товща	140-980		Глауконіт-кварцитові пісковики, у верх по розрізу переходять у піщані вапняки, на них – білі вапняки з кременями, заверш розрізу – сірі мергелі	420-476
Юра	Верхній			Вапняки, гіпси, ангідрити	Загальна потужність 430 м, середній відділ - 140		Теригенні відклади, поширені у понижених частинах домезозойського рельєфу	0-28
	Середній			Строкати піщано-глинисті утворення				

В межах Львівського прогину поширені кайнозойські буровугільні відклади (табл. 4.4). У порівнянні з кам'яним, буре вугілля сорбує гази в більших кількостях, але має більшу швидкість газовіддачі.

Зоною найбільшої метаноносності вважають товщі поширення кам'яного вугілля від жирного до напівантрацитів (центральна частина басейну) [34]. В той же час, основні перспективи Львівського палеозойського прогину на газ пов'язують, переважно, з глибокими горизонтами синклінальних вугленосних структур типу Межиріченської, Тяглівської [97].

4.1 Нафтогазоносність

Сучасна газоносність Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну пов'язана з багатьма геологічними факторами, найважливішими з яких є: ступінь метаморфізму вугілля, характер геологічних структур, наявність ерозійних процесів у вугленосній товщі, інтенсивність і вік розривних тектонічних порушень, потужність і літологічний склад покривних відкладів, а також присутність водоносних горизонтів підземних вод і умови їх циркуляції. Природні гази у вугленосній товщі досліджуваного басейну розподілені нерівномірно, що обумовлене впливом зазначених вище геологічних факторів, особливості яких видні з характеристики окремих родовищ басейну [44].

Великомостівське газове родовище знаходиться у внутрішній частині Львівського палеозойського прогину (рис. 4.1.), в північно-західній частині Белз-Милятинської лінії антиклінальних структур, пов'язане з Куличківським підняттям.

Відкриття відбулось у 1964 р. У Св. №6 з інтервалу 2391,6-2402,4 м (середній девон) дебіт газу становив 93 тис. м³/добу через 10-мм діафрагму при пластовому тиску 24,3 МПа. Промислові дебіти з відкладів середнього девону отримані лише в двох (6 і 7). У 1971 р. у склепінній частині Куличківської структури пробурена параметрична свердловина Великі Мости (ВМ) 30 глибиною 4800 м. По покрівлі продуктивної нижньолопушанської підсвіти

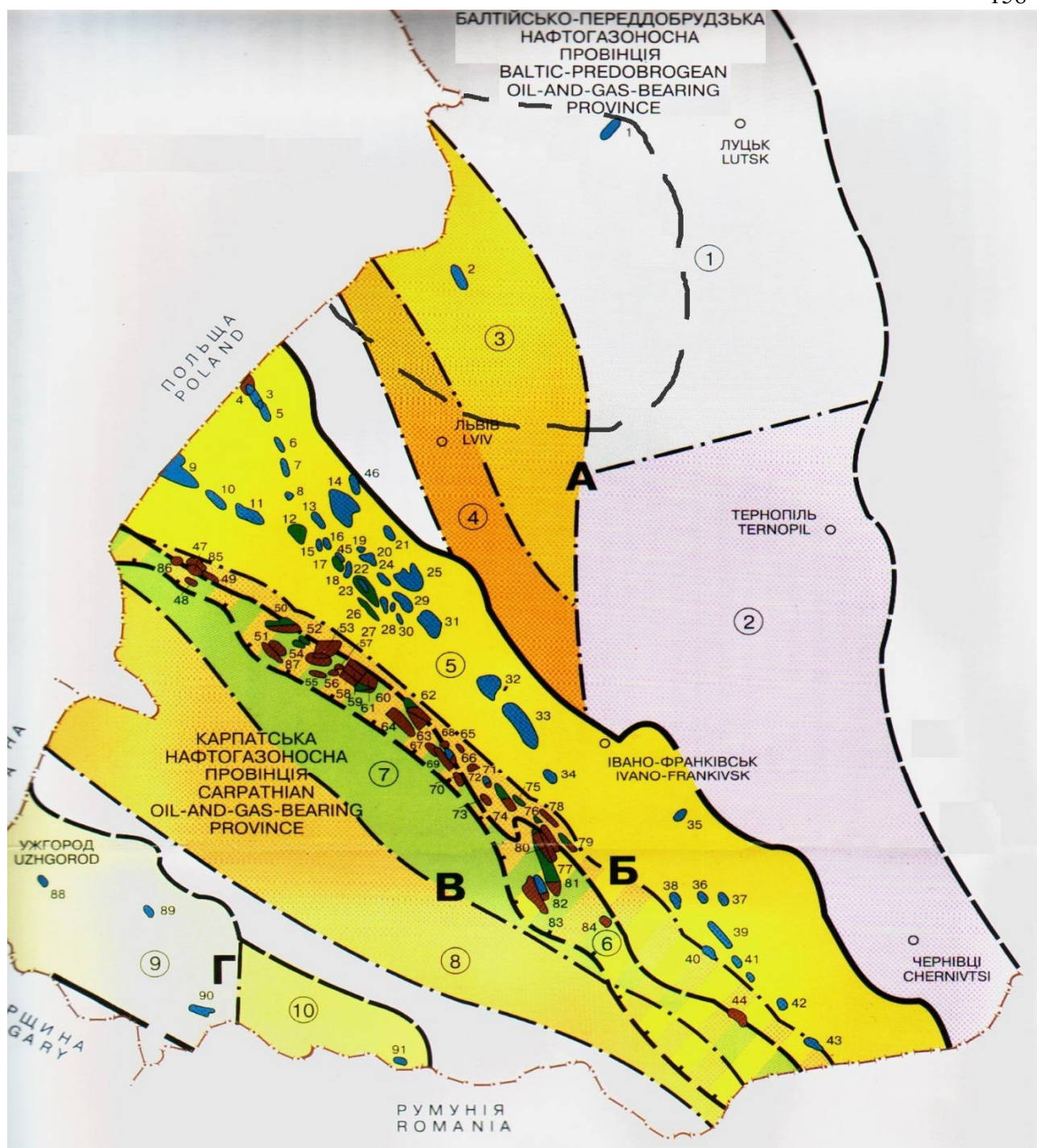


Рис. 4.1. Розташування ділянки досліджень на карті нафтогазогеологічного районування західного регіону України [5].

А. Волино-Подільська нафтогазоносна область (НГО): Цифри у кружках – нафтогазоносні райони (НГР): 1 – Волинський, 2. – Подільський; 3 – Бузький; 4. – Нестерівський; Б. Передкарпатська НГО: 5. – Більче-Волицький; 6. – Бориславсько-Покутський; В. Карпатська НГО: 7. – Скибовий; Кросненський; Г. Закарпатська газоносна область (ГО): 9. – Мукачівський газоносний район (ГР); 10 – Солотвинський ГР; Цифри біля родовищ: 1 – Локачинське газове, 2 – Великомоствівське газове

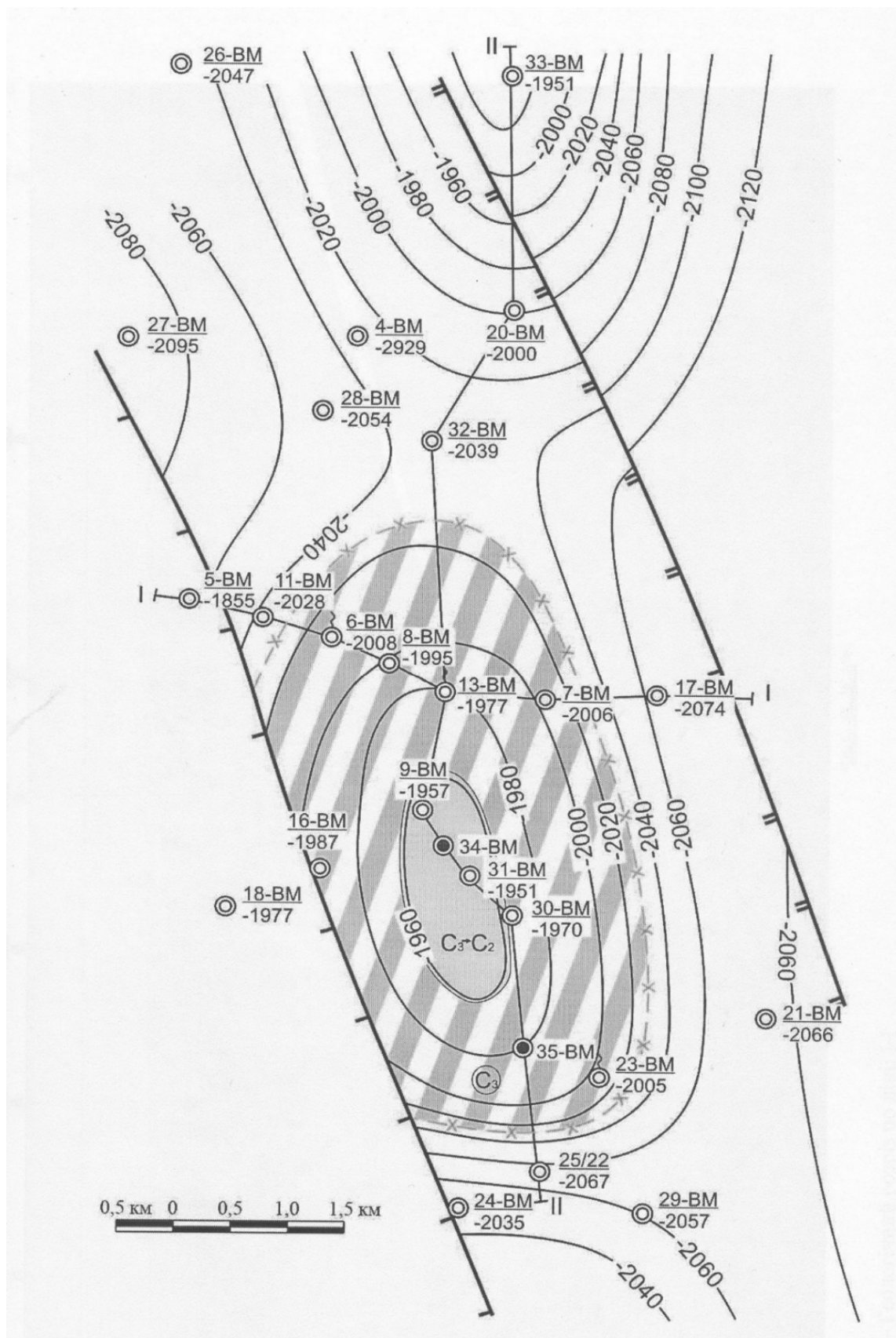


Рис. 4.2. Карта-схема Великомоствіського родовища за [44]

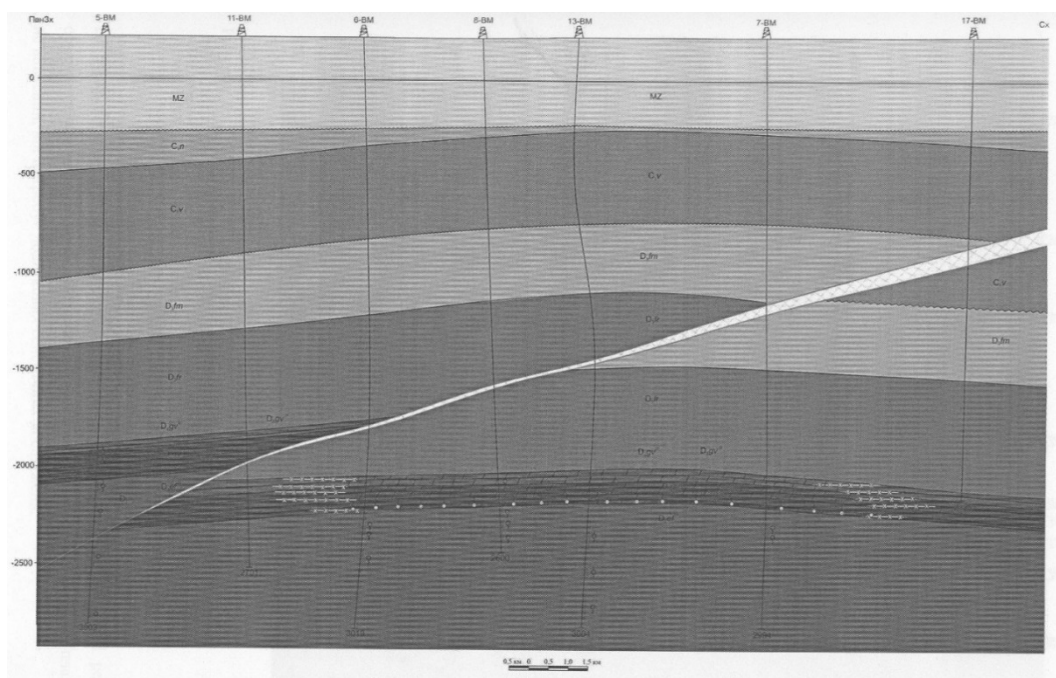


Рис. 4.3., а. Геологічний розріз по лінії I-I. Великомоствське родовище

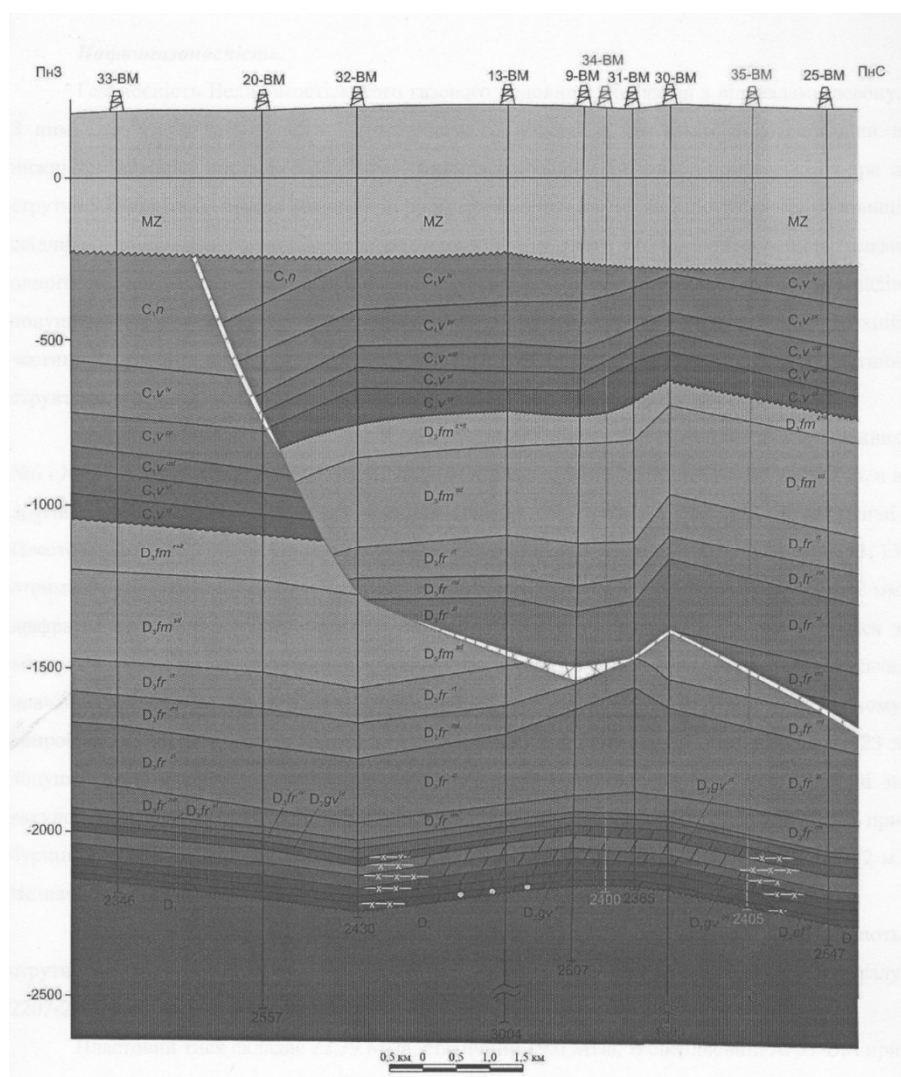


Рис. 4.3., б. Геологічний розріз по лінії II-II. Великомоствське родовище.

середнього девону Великомоствівське родовище має розміри 12,5 x 3,2 км і висоту 80 м. Це брахіантикліналь, західне крило якої полого (3-5°), східне – більш круте (5-8°). Виключення має західна частина, де місцями кути досягають 30°, що пов'язане з більшою деформацією цієї частини структури під час насування (Рис. 4.2.).

Родовище є багатопластове, промислові припливи газу отримано з піщано-алевролітових відкладів лопушанської, повчанської та струтинської світ. Газопрояви також відмічалися у верхній і нижній частині девону і по всьому розрізу середнього девону автохтонної частини структури. Поклади середнього девону пов'язані з теригенними відкладами, які представлені пісковиками і алевролітами зі значною зміною фільтраційно-ємнісних властивостей. Розріз середнього девону Великомоствівського родовища типовий для Львівського палеозойського прогину [3]. Гідродинамічна обстановка складна.

Покришкою є гіпсоангідритовий горизонт середньолопушанської підсвіти товщиною приблизно 20 м. Газо-водяний контакт не виявлений і контур газоносності береться умовно поблизу останньої замкнутої ізогіпси. Газ практично безконденсатний. Складається з метану (91-94%) при незначних домішках інших компонентів.

Інформація, отримана в результаті буріння опорної свердловини ВМ № 30 (Рис. 4.3.), свідчить про дислокованість кембрійської товщі (кути залягання порід від 15° до 75°). Її фільтраційно-ємнісні властивості на межі промислового значення 5-12%, розріз характеризується підвищеним вмістом газу. Під час буріння в св. № 31 інтервалу 2307-2187 м, що охоплює середньострутинську (батятицька світа) і нижньострутинську (ясенівська світа) підсвіти, повчанську (свірзька світа) світу і верхньолопушанську (підлипецька світа) підсвіту, отримано газ 63,5 тис. м³/д на 12,18 мм діафрагмі. При випробуванні пластовипробувачем нижнього девону отримано 99 тис. м³/д газу на 15,2 мм діафрагмі. На наявність декількох покладів вказують результати випробування свердловини № 9, де з інтервалу, який охоплює свірзьку і

ясенівську світи, отримано приплив (15 тис. м³/д) газу. Окрім того за даними ГДС в свердловинах №№ 8, 13, 16, 30 ці відклади також газонасичені.

У 1998 р. північній частині Великомоствіського родовища була пробурена св. № 32 глибиною 2433 м (Рис. 4.3.), розкритий розріз її безперспективний відносно нафтогазоносності, бо вона знаходиться в межах сідловини, яка поділяє Куличківську і Цебрівську локальні структури.

На сусідньому Цебрівському піднятті у 2003 р. була пробурена св. ВМ № 33 глибиною 2355 м з метою вивчення нафтогазоносності девонських та кам'яновугільних відкладів. За даними випробування під час буріння і даних ГДС розкритий розріз – обводнений. Виходячи з результатів виконаних робіт, Великомоствіське родовище, як і Локачинське, є багатопластовим родовищем, поклади якого потребують подальшого вивчення [5].

Площа газонасності Великомоствіського газового родовища обмежена Куличківською структурою, на якій пробурено за весь період пошуково-розвідувальних робіт 9 свердловин, з яких свердловини №№ 6-9, 11, 13, 23, 30, 31 розкрили газонаснений розріз середнього девону, починаючи від лопушанської світи і завершуючи струтинською світою.

Глибоке буріння 25 свердловин дало достатній матеріал для вивчення будови цієї площі. Літологічна витриманість мезо-палеозойської товщі дає змогу надійно співставляти розрізи пробурених свердловин і скласти уявлення про узагальнений геологічний розріз даної ділянки.

В теригенному кембрійському комплексі покришками над горизонтами можуть бути пачки глинистих (аргілітових) та алеврито-глинистих порід.

Аргіліти разом з прошарками алевролітів для продуктивних горизонтів бережківської серії кембрію є флюїдоупорами. Аргіліти темно-сірі до чорних, слабо алевритисті, щільні, слабослюдисті, невапнисті.

Палеозойські відклади, розкриті на площі, представляють майже всю ератему за виключенням пермської системи. Кембрійські, ордовіцькі, силурійські відклади і нижня частина нижнього девону розкрито тільки однією свердловиною ВМ № 30. Відклади кембрійської системи розкрито у

свердловині ВМ № 30 в інтервалі 4120-4803 м. За палеонтологічними даними вони представлені балтійською серією, складеною темно-сірими алевритистими аргілітами, і бережківською серією, складеною чередуванням переважно піщаних чи переважно аргілітових пачок. Кембрійські відклади залягають під кутами від 15° до 75° . У верхній частині розрізу, що відноситься до середнього відділу кембрію, переважають пісковики.

Кембрійські відклади в межах Великомоствівського родовища розкриті опорною свердловиною, мабуть, теж утворюють свій структурний поверх. Різке збільшення кутів падіння порід у відкладах кембрію (вони сягають $60-75^{\circ}$) порівняно з вищезалягаючими відкладами силуру і девону ($5-8^{\circ}$) дає можливість припустити наявність дислокованості у відкладах кембрію і докембрію. Природа її не з'ясована. Це може бути як локальна дислокованість, пов'язана з порушенням, так і регіональна, зумовлена каледонською складчастістю, що найімовірніше.

Кембрійські відклади – це регіональний нафтогазоносний комплекс південно-західної окраїни Східно-Європейської платформи, з яким пов'язана нафтогазоносність Балтійської синеклізи. На Волино-Поділлі при розкритті цих відкладів спостерігалися газопрояви, вміст метану у яких сягав 90%.

Ордовіцькі відклади розкриті у тій же свердловині в інтервалі 4044-4120 м. Основну уяву про літологію цього інтервалу дає промислово-геофізична інформація і два виноси керну (3,45 м) з верхньої частини інтервалу. Це темно-сірі карбонатні і піщано-карбонатні відклади. Фауністично не охарактеризовані, але вони лежать між фауністично визначеними відкладами нижнього силуру і кембрію.

Відклади силуру представлені 560-метровою товщею темно-сірих глинистих вапняків і аргілітів, іноді доломітизованих. Перспективи нафтогазоносності силурійського комплексу пов'язані з органогенними вапняками, що утворили біогермну гряду, яка по діагоналі пересікає Волино-Подільську плиту. Органогенні вапняки мають непогані колекторські

властивості: їх пористість змінюється від 4 до 29%. Глибина залягання органогенних споруд не перевищує 2000 м.

Нижньодевонські відклади залягають на породах силуру у складі тіверської (борщівський, чортківський, іванівський горизонти) і дністровської серій. У нижній частині це перешарування вапняків і аргілітів (борщівський горизонт). Уверх по розрізу вапняки поступово зникають і розріз представляє собою перешарування темно-сірих і чорних аргілітів, сірих пісковиків (чортківський горизонт). Верхня частина тіверської серії представлена перешаруванням дрібнозернистих пісковиків, алевролітів з прошарками аргілітів. Ця частина розрізу, в основному, сірозабарвлена. Дністровська серія характеризується переважно відкладами червоного кольору, які складені дрібнозернистими пісковиками, алевролітами і аргілітами. Товщина нижньодевонських відкладів досягає 570 м.

Середньодевонські відклади представлені теригенно-карбонатною товщею, де теригенна і карбонатна складові характеризуються стабільним співвідношенням і положенням у розрізі. Колектори середнього девону: пісковики, алевроліти і тріщинувато-кавернозні карбонатні породи. Відклади характеризуються циклічною будовою. Так, на заході вона складається з двох компонентів: карбонат - аргіліт, а на сході – з трьох: карбонат-глина-піскови́к.

Колекторські властивості середньодевонських порід погіршуються у південно-західному напрямку; відкрита пористість пісковиків у зануреній частині Львівського палеозойського прогину (ЛПП) не перевищує 7%, а кількість і потужність прошарків пісковиків зменшується до повного їх зникнення. Карбонатні порово-тріщипуваті колектори мають пористість 4%. Вони ізольовані один від одного пачками непроникних аргілітів, а зверху перекриваються сульфатизованими доломітами та аргілітами франського ярусу. Колектори у середньому девоні характеризуються добрими фільтраційно-ємнісними параметрами, оскільки дебіти води при їх випробовуванні сягають до 220 м³/добу, а у верхньому девоні – до 100 м³/добу.

Верхня частина товщі належить до живецького ярусу, а середньо- і нижньолопушанська підсвіти належать до ейфельського ярусу. Відклади ейфельського ярусу починають розріз середнього девону. Середньодевонські відклади лежать на різновікових утвореннях нижнього девону із стратиграфічним і кутовим неузгодженням і, ймовірно, з азимутальним неузгодженням.

Відклади живецького ярусу починаються з верхньолопушанської (підлипецька) підсвіти, яка має більш складну літологію. В її основі лежить пачка темних теригенних порід товщиною до 8 м, в будові якої беруть участь аргіліти, алевроліти і пісковики, в окремих випадках гравеліти (св. ВМ № 24). Співвідношення цих компонентів дуже коливається. У південній частині структури (свердловини 21, 23-25) переважають пісковики і алевроліти з прошарками аргілітів. Взагалі переважають глинисті різновиди, збагачені алевролітовим і піщаним матеріалом. Ці породи за складом, структурою і текстурою не відрізняються від порід базальної пачки ейфельського ярусу, за виключенням наявності глауконіту і карбонатного цементу.

Над теригенною пачкою лежить карбонатна товща, складена перешаруванням доломітизованих вапняків і доломітів. Співвідношення їх непостійне. У південній частині родовища переважають доломіти, на останній території – вапняки. Доломітизація вапняків зональна. Зустрічаються метасоматичні доломіти. Седиментаційні доломіти зонально сульфатизовані. У карбонатній товщі в різних свердловинах зустрічаються малопотужні прошарки (1-3 м) аргілітів, невитриманих по латералі.

Потужність верхньолопушанської підсвіти коливається від 27 до 35 м. Вище лежать літологічно близькі породи повчанської світи. В будові світи також беруть участь карбонатні і теригенні породи. В основі лежить 15-20-метрова пачка вапняків, місцями доломітизованих. У південній частині площі в основному – доломіти, а в низах світи присутні ангідрити. У деяких свердловинах у підшві світи зустрічаються малопотужні (1-1,5 м) прошарки дрібнозернистих кварцових пісковиків чи алевролітів. На карбонатних

відкладах лежить витримана по латералі теригенна пачка, складена перешаруванням аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків, кількість яких дуже змінна. Переважають у більшості випадків аргіліти. Товщина цієї пачки коливається від 3-5 м до 10-12 м. В свердловині ВМ №25 вона сягає 16-18 м. Завершується розріз світи карбонатними породами: доломітизованими вапняками і доломітами, перешарованими тонкими прошарками аргілітів. Товщина цієї пачки 8-10 м.

Основна маса порід, яка складає повчанську світу мало чим відрізняється від вище описаних осадових утворень. Варто зауважити появу серед вапняків органогенних і органогенно-уламкових видів, які складені з уламків і цілих черепашок та інших скелетних залишків зцементованих пелітоморфним кальцитом. Товщина світи витримана в межах 27-31 м.

Ясенівська, батятицька і іваницька світи, як і повчанська, складені чередуванням пачок карбонатних і теригенних порід, які мають постійне положення в розрізі. За фауною вони поділяються на три частини. Світи мають переважно карбонатний склад. У будові беруть участь вапняки і доломіти, співвідношення і кількість яких помітно змінюється по площі. Вапняки дуже часто органогенно-уламкові і тяжіють до верху розрізу. Як правило, вони доломітизовані. Зустрічаються ділянки повністю заміщені метасоматичним доломітом. Седиментаційні доломіти, кількість яких, імовірно сильно коливається, завжди мають дуже тонкі прошарки ангідриту.

Вапняки і доломіти утворюють пачки (15-20 м), які відокремлені менш потужними (0,3-3 м) прошарками чи пачками тонкого перешарування аргілітів алевролітів і пісковиків. Теригенні породи добре витримуються по площі і мають строго фіксоване положення в розрізі. Ясенівська світа має потужність 34-39,9 м, батятицька світа – 23-27 м, іваницька світа – 26-32 м.

Вище залягає малопотужна волчковецька світа, яка має двошарову будову. Більша, нижня, частина (12-20 м) складена доломітизованими вапняками з поодинокими тонкими прошарками аргілітів. На ній лежить пачка

(2-8 м) теригенних порід (аргіліти з прошарками алевролітів). Загальна товщина світи 15-28 м.

Розріз франського ярусу вище волчковоцької світи стає одноманітним. Літологічно це монотонна товща темних за кольором, іноді плямистих, бітумінозних порід, серед яких домінують доломітизовані вапняки. Серед вапняків широко розвинуті органогенні і органогенно-детритові різновиди, які складені з уламків крупних черепашок брахіопод, гастропод, кріноїдей, коралів, моховаток, водоростей, остракод і фораменіфер. Цей детрит зцементований пелітоморфним кальцитом.

Темний колір вапняків і доломітів пояснюється великою кількістю тонкодисперсної бітумної речовини, яка є первинним компонентом породи. Теригенні породи розвинуті мало – це малопотужні прошарки аргілітів.

Ремезівська світа характеризується потужністю від 52,8 м до 101,9 м. Товщини золочівської світи теж коливаються у значному діапазоні 200-250 м.

Фаменські відклади мало відрізняються від залягаючих нижче франських утворень. Це також монотонна товща вапняків, у різній ступені доломітизованих, з характерним плямистим забарвленням, з прошарками темно-сірих доломітів. Підвищений вміст теригенного матеріалу зафіксовано у верхній частині фаменського ярусу. Товщина відкладів ярусу від 350 до 400 м.

Розріз кам'яновугільних відкладів починають породи візейського ярусу (перешарування сірих і темно-сірих вапняків, темно-сірих аргілітів, подекуди алевритів і пісковиків), які залягають на еродованій поверхні фаменських відкладів. В основі лежить базальний горизонт товщиною 2-5 м, представлений крупнозернистими пісковиками і гравелітами. Ця частина розрізу карбону належить до олеськівської світи. Її товщина коливається від 68,9 м до 104 м, що пов'язано з розмивом верхньої частини.

На олеськівській світі трансгресивно залягають відклади володимирської, устилузької і порицької світ, які належать до середньовізейського під'ярусу. Володимирська світа складена перешаруванням вапняків і теригенних порід. Основні теригенні компоненти – аргіліти. Товщина світи від 39,9 до 52 м.

Устилузька світа літологічно подібна до володимирської. Це теж перешарування потужних пачок вапняків і аргілітів. Для неї характерне стратиграфічно фіксоване положення деяких пластів і пачок. Особливо виділяється у цьому відношенні потужний (18-25 м) пласт вапняків у покрівлі світи, який є надійним репером розрізу карбону. Товщина устилузької світи коливається від 74 до 93,8 м.

Порицька світа різко відрізняється за літологією від усіх відкладів, що лежать нижче. Вона складена в основному теригенними породами у вигляді перешарування прошарків різних товщин дрібно- і середньозернистих пісковиків, алевролітів і аргілітів. Вапняки присутні у вигляді окремих тонких прошарків. Суттєво присутні пісковики. Окрім того, зустрічаються тонкі прошарки вугілля. Товщина порицької світи 109-153 м. У свердловинах №№14 і 23 ці відклади частково розмиті, у свердловині №12 – повністю.

Завершує розріз візейського ярусу іваницька світа. Літологічно вона близька до порицької і складена перешаруванням аргілітів, алевролітів і, меншою мірою, пісковиками. Присутні малопотужні прошарки вапняків, деякі з них строго фіксовані в розрізі і є маркуючими. По одному з них проводиться підосва іваницької світи. Товщина світи коливається від 90 до 138 м.

Відклади візейського ярусу у повному обсязі зафіксовані у північній частині родовища. У південній частині вони збереглися тільки на крилах підняття. У склепінній частині вони значно розмиті.

Намюрські (серпуховські) відклади поширені в межах родовища нерівномірно. У більшості свердловин вони різною мірою еродовані. У склепінні подекуди залишилися нижні елементи намюрської товщі. Повністю вони відсутні у південно-східній частині родовища. Найповніше вони представлені на західному крилі структури. Літологічно це теригенна товща, у якій за фауною виділяються дві світи: лишнянська і бужанська. В основі першої лежить малопотужна пачка доломітизованих вапняків, які мають маркуюче значення для цього району. Вище лежить товща чергування пачок аргілітів, алевролітів і пісковиків. У нижній частині переважають аргіліти. Товщина

лишнянської світи досягає 190 м. Бужанська світа відрізняється від лишнянської переважанням пісковиків. У її підшві – малопотужний пласт вапняків. Товщина світи досягає 123 м. На еродованій поверхні кам'яновугільних відкладів трансресивно лежать відклади юрського і верхньокрейдового віку.

Юрські відклади на території родовища виділяються умовно. Керном вони охарактеризовані на сусідній Кам'янка-Бузькій площі в структурних свердловинах. На території родовища вони розкриті в північній частині у свердловинах №№ 10, 12, 14, 23. Судячи по каротажу це теригенні відклади. Товщина їх коливається від 0 м до 28 м. Імовірно вони поширені у цій частині Волино-Поділля у понижених частинах домезозойського рельєфу.

Верхньокрейдові відклади трансресивно перекривають відклади карбону і юри. Вони представлені монотонною товщею добре витриманою по площі. В основі її глауконіт-кварцові пісковики, які уверх по розрізу переходять у піщані вапняки. На них лежать білі вапняки з кременями і завершується розріз сірими мергелями. Товщина верхньокрейдових відкладів від 420 до 476 м.

Четвертинні відклади представлені ґрунтовим шаром, супісками, суглинками і пісками потужністю до 20 м.

Перспективними вважаються відклади, з якими можуть бути пов'язані ресурси вуглеводнів, від поліської серії рифею до карбону, зокрема, відклади середнього і нижнього девону (дністровська та тиверська серії), в яких отримано продукцію на Великомоствіському і Локачинському газових родовищах. Колектори дністровської серії є, в основному, поровотріщинуватими, вони характеризуються пористістю 7-8 %, незначною проникністю та ефективною потужністю до 8,2 м. З пісковиками тиверської серії, які залягають під екраном доломітово-евапоритового горизонту середнього девону, пов'язані поклади вуглеводнів на Локачинському родовищі, де пористість колекторів становить 7-18%, а проникність – до 147 мД [29].

Продуктивними є утворення нижнього (тіверська серія) і середнього (лопушанська, пелчинська і стругинська світи) девону.

Локачинська структура простежується в розрізі від рифею до крейди. Її розміри 11х3.5 км. Висота 75-100 м. +Складка асиметрична з більш крутим (4-6°) південно-східним крилом і пологим (до 1.5°) протилежним.

У межах Локачинського родовища майже кожен цикл вміщує у пісковиках і карбонатах пластові поклади газу: виявлено сім покладів: по одному в тіверській серії і лопушанській світі, два – в пелчинській і три – в струтинській світах. Поверх газонасності родовища в цілому складає 182 м., а в окремих горизонтах змінюється від 34 до 94 м. Поклади пластові склепінні, лише верхньострутинський – пластовий склепінний літологічно обмежений. У ньому головну роль відіграє мікрокавернозний карбонатний колектор. У пелчинській світі карбонати складанні, приблизно чверть об'єму колектора, а в цілому на родовищі переважають теригенні порові колектори з пористістю 9,4-19,8%, проникністю від декількох десятків до 355 мД. Газ, в основному, метановий (CH_4 – 89-97%). Поклади екрануються глинистими, карбонатними і карбонатно-сульфатними породами товщиною до 15-20 м. Дебіти свердловин коливаються від декількох до 165 тис.м³/добу.

Розріз середнього девону Великомоствського родовища типовий для Львівського палеозойського прогину. Він впевнено корелюється з основними розрізами регіону, зокрема, і з розрізом Локачинського родовища. де виділено 7 продуктивних горизонтів. Ці горизонти простежуються майже на всій східній території прогину. Продуктивні горизонти представлені дрібнозернистими пісковиками і алевролітами. У межах Великомоствської площі вони менш потужні (декілька метрів) і характеризуються низькими ємнісними властивостями. Це тріщино-гранулярні колектори з пористістю до 8-9%. Єдиною регіональною покришкою вважається доломіто-ангідритова товща великомостівської світи (середній девон).

Газонасність Великомоствського родовища пов'язана з піщано-алевритовими відкладами ейфельського ярусу середнього девону, газопрояви також відмічалися у верхній і нижній частині девону. Великомоствське родовище і подібні йому могли сформуватися у результаті притоку газу з

силурійських верстуватих відкладів (аргілітів і алевролітів із значним вмістом захоронених водоростей та іншої розсіяної органіки) міогеосинклінальної зони початкового етапу розвитку Передкарпатської герцинської крайової системи. Червоні девонські відклади, збіднені органікою, інтенсивно окислені, очевидно, не можуть продукувати значну кількість вуглеводнів. Не виключене надходження газу з глибоких горизонтів інтенсивно метаморфізованих вугленосних товщ візейського ярусу синкліналей західної частини крайової системи. Великомоствівське і Локачинське газові родовища приурочені до зон глибинних розломів, тут спостерігається газ-метан абіогенного генезису [7, 127].

4.2 Оцінка ресурсів вуглецевих та вуглеводневих покладів вуглепородних масивів

Балансові запаси станом на 01.01.2007 р. становили 1138,5 млн т за категоріями А+В+С1 та 259,2 млн т – за категорією С₂. Запаси оцінюються у 455,2 млн т. 49% балансових запасів знаходяться у Червоноградському геолого-промисловому районі. Діючі шахти недостатньо забезпечені промисловими запасами, незважаючи на досить високий ступінь освоєності та розвіданості (запаси по діючих шахтах та підготовлених до освоєння ділянках становлять 63,3% балансових запасів басейну за категоріями А+В+С1). Це пов'язано з відпрацюванням запасів та відсутністю протягом тривалого періоду (з 1978 р.) введення нових потужностей [32, 78].

Станом на 01.01.2012 р. запаси вугілля пластів нижньої вугленосної підформації за сумою категорій А+В+С1 і С₂ перевищують запаси вугілля діючих шахт басейну за категоріями А+В+С1 на 33,5%. По семи детально розвіданих пластах полів шахти «Любельська №1» і «Любельська №2» Любельського родовища – на 56,2% станом на 01.01.2013 р. [56].

Вугільна промисловість басейну має значні перспективи розвитку. Передусім це стосується території Південно-Західного вугленосного району, у межах якого на стадії будівництва знаходиться одна шахта – «Любельська №1»,

а на двох інших ділянках проведено детальну розвідку (вони є резервом для нового шахтного будівництва), що дасть змогу збільшити річне вуглевидобування до 4,5 млн т.

Глибина розробки вугільних родовищ вздовж польсько-українського кордону становить 400–580 м, середня потужність робочих вугільних пластів – 0,8–1,0 м, подекуди – перевищує 2 м. У цілому пласти характеризуються відносною витриманістю по площі, нестійкою потужністю, простою та середньою складністю будови. Широко розвинені розмиви, заміщення вугільних пластів тощо. Гідрогеологічні умови в цілому оцінюються як сприятливі [55].

За результатами проведеного аналізу матеріалів, отриманих при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на Великомоствівському газовому родовищі, прогнозується наявність на родовищі 5 покладів, приурочених до відкладів середнього та нижнього девону: нижньолопушанська, підлипицька підсвіти, свірзька, ясенівська і батятицька світи. Нижньолопушанський поклад частково уже розвіданий. Площа запасів категорії С₂ складає 2,5 км². Запаси при мінімальних підрахункових параметрах за даними промислової геофізики, складають 133,5 млн. м³, а перспективні ресурси на площі 10 км² складають 473,2 млн.м³. Поклади, які знаходяться гіпсометрично вище цього покладу, не розвідані і за попередньою оцінкою, при тих же параметрах, і відповідних площах (див. табл. 2) імовірно складають: підлипицька підсвіта – 344 млн. м³, свірзька світа – 381 млн. м³, ясенівська світа – 817 млн.м³, батятицька світа – 423 млн. м³. Таким чином загальні перспективні ресурси оцінюються 2438 млн. м³

По Львівсько-Волинському басейну у Державному балансі корисних копалин України обліковується 5,5 млрд м³ ресурсів метану. Оцінені ресурси метану складають понад 10,3 млрд. м³.

РОЗДІЛ 5

ГЕОЛОГО-ЕКОЛОГІЧНІ УМОВИ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОГЕННИХ ВУГІЛЬНИХ МАСИВІВ

Потужна структура комплексу вуглевидобутку, що формувалася в регіоні з середини минулого століття, складається з системи підприємств основного і допоміжного виробництв та суміжного обслуговування. Всі підрозділи системи впливають на довкілля.

Найбільший вплив на довкілля має видобуток вугілля:

- породні відвали шахт та Центральної збагачувальної фабрики (ЦЗФ), з яких у атмосферу і ґрунти розсіюється пил з вмістом компонентів різної токсичності, а під час горіння виділяються гази з високою концентрацією токсичних компонентів (оксидів вуглецю, сірки, азоту);
- джерела викидів вугільного пилу, сажі та газів – відкриті склади вугілля, вантажні ділянки, котельні, вентиляційні стовбури та дегазаційні свердловини;
- джерела забруднення поверхневих та підземних вод – системи водовідливу шахт з утворенням ставів-накопичувачів, системи шламонакопичувачів флотозбагачення вугілля ЦЗФ;
- зміни ландшафтів, порушення ходу природних екзогенних процесів, виникнення нових (просідання, підтоплення), природно не характерних для району рельєфів;
- інші забруднювачі: комунальні скидів шахт, автогосподарств з складами паливно-мастильних матеріалів та заправними станціями, комплекс залізниці з місцями для перевантаження та ін.

Вплив на довкілля мають також фактори розвитку сільського господарства, що потребує гідромеліоративних заходів з осушенням земель; відкриті і напівзакриті склади мінералів, хімічних речовин – пестицидів, гербіцидів та ін.; тваринницькі ферми і їхні склади; скотомогильники. Серед

інших забруднювачів: організовані та неорганізовані звалища побутових та виробничих відходів, зокрема, підприємств хімічної промисловості [30-32, 39].

5.1. Характеристики техногенних вуглепородних масивів

Інтенсивне використання природних ресурсів за останні роки стало причиною того, що техногенні наслідки використання геологічного середовища стають головним джерелом практично усіх видів викидів: газових, рідких, твердих [131]. Параметри і властивості геологічного середовища деформуються, негативно впливаючи на атмосферу, гідросферу, літосферу і біосферу, змінюючи екологічні фактори людського життя. Потреби суспільства зростають, відбувається постійний взаємний вплив природних і соціальних процесів, і вже варто говорити про геолого-екологічне середовище.

Основні природні фактори, що визначають стан геолого-екологічного середовища (ГЕС):

літологічні (інженерно-геологічні) властивості поверхневих відкладів та корінної основи в межах розробки покладів і циркуляції підземних вод, що використовуються;

геоморфологічні – рельєф та гідромережа;

гідрогеологічні – водоносні та водотривкі горизонти;

тектонічні – зони розломів та тріщинуватості;

екзогенні процеси, які обумовлені геологічною будовою і відбуваються за певних умов.

Оскільки, найінтенсивніше видобуток вугілля відбувається у Червоноградському геолого-промисловому районі, саме тут найяскравіше виражені наслідки дії техногенного навантаження [32, 80, 84, 111]. Населені пункти здебільшого зосереджені у долинах річок, в основному в долині Західного Бугу та пригирлових частинах Рати та Солокії. Найбільші населені пункти – місто Червоноград, с.м.т. Соснівка та Межиріччя, Гірник, Сілець, Городище – фактично утворюють суцільну промислово-сільську агломерацію у техногенно найбільш перевантаженій ділянці району – межиріччя Рати та

Солокії – нижня частина Західного Бугу. Майже 15% території району займають ліси [31].

Вугілля для збагачення відправляють на ЧЦФ, введену в експлуатацію у 1979 р. Проектна потужність – найбільша в Європі – становила 9600 тис. т на рік, що передбачало охопити збагаченням усе вугілля, яке видобувалося шахтами Львівсько-Волинського вугільного басейну. Товарний концентрат призначався для постачання на теплові електростанції Західного регіону і, частково, на коксохімічні заводи Придніпров'я [31].

Зростання видобутку вугілля в басейні досягнуло максимуму у 1978-1979 рр. – 15 млн. т і трималося на рівні 14-15 млн. т до 1982 р. Починаючи з 1982 р. видобуток неухильно зменшується. Тенденція засмічення вугілля збереглася і при зменшеному видобутку: у 1980 р. обсяг засмічення вугілля склав 3,9 млн. т, а у 1985 р. – 4,2 млн. т (третина видобутку). Це призвело до накопичення на поверхні у відвалах шахт та ЦЗФ значної кількості вуглевміщуючих порід з уламками вугілля, підвищеним вмістом сірки, інших токсичних компонентів.

Приблизна суміш відвальної маси техногенних нагромаджень породних відходів діяльності гірничо-переробних підприємств басейну:

аргіліти	68%
алевроліти	20%
пісковики	10%
вугілля і вуглисті породи	2%.

Максимальна висота відвалів сягає 65 м, середня 30-40 м [78].

На поверхні задрової рівнини виділяються дюни, гриви, горби, створені сучасним накопиченням піску, які виникли внаслідок переносу вітром водно-льодовикових та алювіальних пісків. Дюни чітко виділяються у рельєфі підняттям над рівниною на 2-17 м. у більшості випадків вони закріплені рослинністю.



Рис. 5.1. Типовий приклад горілого терикону на одній із шахт Львівсько-Волинського басейну [78]

Низинні ділянки межиріччя та пониження на вододілах і схилах зазвичай зволожені різною мірою. Заболочені ділянки та болота з рослинністю складені алювіальними, алювіально-болотними відкладами. Територія басейну характеризується великою строкатістю ґрунтотворних порід, різноманітністю форм рельєфу, водного режиму. Тому тут спостерігаються і дерново-підзолисті, і сірі опідзолені, і чорноземні, і болотні ґрунти. Зміни ландшафтів зумовлені, насамперед, процесом болотоутворення.

Найчутливішою складовою геолого-екологічного середовища є гідросфера. Вуглевидобувний комплекс забруднює поверхневі води і несе значну загрозу підземним водам. Основні об'єкти-забруднювачі, виявлені за допомогою дешифрування аерофотознімків (АФЗ): відвали шахтних порід, накопичувачі вод та шламів, підприємства хімічної промисловості, склади мінеральних добрив. Основні джерела забруднення підземних вод та довкілля на тепер – шахтні мінералізовані води, які скидаються у річну систему, терикони шахт (у початковій стадії), побутові викиди, склади мінеральних добрив тощо.

Інтенсивний розвиток тектоніки у районі ЧГ шахт є суттєвим фактором, що впливає чи може впливати на стан ГЕС, спричиняє його зміни. Район досліджень характеризується значною тектонічною порушеністю з кількома різноспрямованими системами і вузлами їх перетинів, що підтверджено даними експлуатації вугільних районів басейну.

Екзогенні процеси у межах району – це просадкові явища у еолових лесоподібних суглинках; ярова ерозія; карст у крейдяних відкладах, які мають незначний розвиток і не мають значного впливу на стан ГЕС.

Заболочування території є найбільшим широко розповсюдженим природним процесом, який має вплив на ГЕС і шкодить розвитку сільського господарства і промислового будівництва.

5.2 Наслідки впливу вуглевидобутку на геолого-екологічне середовище

Закриття шахт повсюдно супроводжується змінами екологічних параметрів геологічного середовища. ГЕС визначається поєднанням таких факторів:

- геохімічних: збільшується рухливість хімічних сполук та елементів у зонах затоплення, підтоплення, стійкого зволоження техногенно забруднених ґрунтів, звалищ, териконів, а отже значно прискорюється міграція забруднювачів до поверхневих вод та водозаборів;

- гідрогеологічних: порушення гідрогеологічного режиму територій є найсуттєвішим фактором під час видобутку вугілля ґрунтові води наближаються до земної поверхні. У зоні ненасиченої фільтрації знижуються захисні здатності порід та ґрунтів;

- інженерно-геологічних: під час гірничо-видобувних робіт внаслідок пересичення вологою великих об'ємів гірських порід знижується їх міцність, утворюються просідання та зрушення, відбувається деформація земної поверхні;

- геодинамічних (сейсмогеофізичних): за умов впливу локальних та регіональних сейсмічних рухів у разі затоплення шахт суттєво збільшується рухливість розроблених і прилеглих ділянок вуглепородного масиву [29, 93].

Параметри техногенного впливу на ГЕС і її компоненти можна розглядати на трьох рівнях:

- регіональний рівень техногенезу, обумовлений загальними фоновими параметрами техногенного впливу на геологічне середовище;

- спеціальний рівень впливу, який характеризує техногенне навантаження на геологічне середовище в межах Червоноградського гірничопромислового району;

- локальний рівень техногенного впливу на геологічне середовище, обумовлений конкретними техногенними об'єктами і їх дією на стан навколишнього середовища.

В межах Червоноградського вуглепромислового району (спеціальний рівень впливу на ГЕС) маємо справу з регіональним природно-антропогенним ландшафтом. Його літогенна основа – флювіогляціальні відклади антропогену, де переважають дерново-підзолисті чорноземи, лужні і дернові ґрунти. Широко розвинені техногенні ґрунти, що формуються в результаті поширення порід відвалів і териконів.

У межах ландшафтного району долини річки З. Буг, визначеного за геоморфологічними, природно-кліматичними характеристиками і умовами техногенного навантаження, виділяються два ландшафтних підрайони: Сокальсько-Червоноградський, що характеризується наявністю слабкорозчленованих увалів, слабкохвилястих давньотерасових поверхонь з темно-сірими лесовими ґрунтами, підзолистих легкосуглинистих чорноземів, які сформувалися на лесових суглинках і придолинних дерново-болотних і торф'яно-болотистих ґрунтів; Савчин-Красносільський, що характеризується слабкохвилястим рельєфом давньотерасової поверхні з вилуженими, легкосуглинистими чорноземами на давньому алювії.

Описані вище ландшафти можна розглядати як екосистеми: природні (лісові масиви, луки, пасовища, сінокоси); перетворені людиною (ріллі) і штучні (міста, промислові зони).

Сокальсько-Червоноградський район займає близько 75% території Червоноградського вуглепромислового району. Відповідно цей район підданий максимальним техногенним змінам навколишнього середовища.

Всі екологічно небезпечні за параметрами геохімічного забруднення ділянки знаходяться в межах найвищого промислового техногенного навантаження (вісім шахт, Червоноградська центральна збагачувальна фабрика, хвостосховища, відстійник шахтних вод, авто- і залізниці), що збігається з найбільш густонаселеною територією (міста: Червоноград,

Соснівка; селища; Межиріччя, Бендюги, Гірник, Селець). Найінтенсивніше геохімічно змінена територія – у районі межиріччя Західного Бугу з нижніми течіями Солокії і Рати [31, 32, 80, 84, 129].

За останні десятиліття істотно змінилася система водопостачання населення Червоноградського району, відповідно зазнали значних змін умови взаємодії в системі «людина – геологічне середовище» з точки зору оцінки гідрохімічних і гідродинамічних параметрів довкілля. Якщо до розробки вугільних родовищ система водопостачання базувалася на використанні ґрунтових вод, то при переході на централізоване водопостачання переважна більшість населення Соснівського-Червоноградської сільсько-промислової агломерації перейшло на централізоване питне водопостачання. Ще залишилися території, де водопостачання відбувається за рахунок ґрунтових вод, сильно забруднених токсичними речовинами.

У зв'язку з планованим закриттям ряду вугледобувних об'єктів в Червоноградському геолого-промисловому районі техногенне навантаження на природне середовище за параметрами геохімічного забруднення буде змінюватися.

Для своєчасного попередження можливого погіршення параметрів екологічної безпеки необхідно проведення постійного моніторингу за станом навколишнього геологічного середовища.

Під час освоєння території найбільший вплив на процеси у ГЕС мали наслідки дії двох основних техногенно обумовлених факторів: осушення території від комплексу гідромеліоративних споруд та обводнення нових площ від просідань поверхні внаслідок вуглевидобутку.

Значно змінилися ландшафтні характеристики, що відображають характер прояву екзогенних геологічних процесів та гідрологічного режиму:

- змінилися значною мірою контури площі поширення боліт, заболочених земель; на одних територіях болота осушені, на інших, навпаки, відбувається інтенсивне заболочування або з'являються нові ділянки

обводнених земель; обводнені ділянки стають сіножатями, осушені за допомогою меліорації стають ріллею;

- змінюється характер гідромережі: спрямлені ділянки русел, прокладені канали, води зарегульовані, на значній площі утворений гончарний дренаж;

- на окремих ділянках в минулому осушеної ріллі піски розвіваються вітром;

- змінилося розташування лісових масивів: на деяких площах ліс вирублений під забудову; з'являються терикони та відстійники шахтних вод; є нові ділянки посадок лісу, зокрема, для закріплення пісків на дюнах, садові ділянки;

- змінилась і земна поверхня від безпосереднього техногенного навантаження – громадського та промислового будівництва, залізниць, автошляхів, териконів та ставів-накопичувачів вод, шламів, інших гідротехнічних споруд, будівель сільськогосподарського виробництва – формується техногенний рельєф.

Аналіз характеру змін ландшафту дає можливість виділити два аспекти наслідків змін гідрологічного режиму:

- зміна характеру русел річок (випрямлення, заглиблення), напрямку стоку деяких водотоків, що є наслідком інтенсивних гідромеліоративних заходів;

- переосушення земель внаслідок пониження рівня ґрунтових вод.

Вплив природного кліматичного фактора виключений – згідно даних Гідрометцентру кількість атмосферних опадів приблизно однакова за весь період і відповідає нормі.

Не зважаючи на меліорацію та пониження рівня ґрунтових вод у багатьох місцях у межах полів діючих шахт, відбулося збільшення площі заболочування земель. Чітко встановлюється нове інтенсивне зволоження та перезволоження земель, а на ділянках, раніше зволжених, спостерігається значна заболоченість. Проявляється зволоженість різного ступеню до перезволоження

там, де раніше були ріллі та сухі луки. В окремих місцях утворилися інтенсивно заводнені чи заповнені водою пониження – озера розміром до 100-150 м, окремі до 500-700 м у діаметрі. Частина з них – колишні заболочені ділянки, інші з'явилися там, де заболочення не спостерігалось [30].

Нові заболочені землі є у межах шахтних полів ВМ №№ 1, 3-7, 9 і ЧГ № 1. Це заболочені ділянки ріллі, лук, підтоплені лісові ділянки. Підтоплення спостерігається у населених пунктах Соснівка, Гірник, Волевин. Інтенсивне підтоплення спостерігається на окремим ділянках м. Червонограда.

Найбільші площі інтенсивно обводнені ділянки з утворенням водоймищ спостерігається у північно-західній частині поля шахти ВМ № 5, у 1 км на схід від с. Межиріччя. Обводнення відбулося в заплаві та на останцях заплавної тераси р. Західний Буг. У п'ятдесятих роках минулого століття тут була рілля, а у вісімдесятих на тому ж місці утворилося пониження 500-700 м у діаметрі, заповнене водою. Інші невеликі озера збільшилися у розмірі і стали глибшими. У цілому порівняно з 1959 р. зараз спостерігається збільшення зволоження по площі та обводнення території. Такі ж інтенсивно обводнені ділянки з утворенням водоймищ довжиною 300-400 м у діаметрі спостерігається на південно-східній околиці м. Червонограда, південно-східна частина шахтного поля ЧГ № 1 (і на правому березі р. Західний Буг на північ від с. Бендюга). Ці водоймища утворилися у заболоченій заплаві рік Західний Буг і Солокія. Підтопленими виявилися будинки старої частини Червонограда та дачні ділянки на правому березі р. Солокія.

Підтоплені ділянки залізниці та автошляхів у районі заводу залізобетонних виробів на границі шахт ВМ №№ 1 і 2. Декілька невеликих ділянок інтенсивного обводнення розміром до 100 м у діаметрі спостерігається в районі північної окраїни м. Червоноград і північній частині поля шахт ЧГ № 1 і в південно-східній частині поля шахти ВМ № 4, у лісі, у 0,5 км на північних захід від с. Гірник.

Характерні інтенсивно обводнені ділянки є по західному краю старого мулонакопичувача ЦЗФ і південно-західному краю ставка-накопичувача шахтних вод с. Городище.

На південній околиці с. Соснівка спостерігається підтоплення старої частини забудови і дачних ділянок та городів, розташованих у заболоченій долині. У південній та північній частинах с. Волевин спостерігається заболочення колишньої ріллі. Нові ділянки заболочування утворилися на улоговинах стоку у північній частині шахтного поля ВМ № 6, в середній частині – ВМ № 4.

Інтенсивність просідань на більшості шахт Червоноградського геолого-промислового району досягла 100 мм/рік. Максимальна амплітуда просідання є у районі шахт ВМ №3, 5, 8 і досягає 4 м. Площа таких зон сягає 4 км². Мінімальні просідання зафіксовані на полі шахти ВМ №9.

Найбільші глибини просідання відповідають ділянкам виробки найпотужніших пластів: шахти ВМ №№ 3 і 5 – 60-80% відробленої потужності, рідко 100% (шахта ВМ № 3 – глибина просідання 3,441 м); менші глибини просідання відповідають ділянкам, де вугільні пласти відробляються на великих глибинах – ВМ №№ 6, 7 і 10 і, де невеликий термін відробки – ВМ № 10, північна частина ЧГ № 1; порівняно збільшені просідань у зонах тектонічних порушень (де пласти відпрацьовані) та на ділянках з «хибною» покрівлею пластів, навіть при великих глибинах відпрацювань (шахта ВМ № 6 –1,001 м).

У зону просідань та підтоплення попадає вісім населених пунктів та більше 2 тис. га сільськогосподарських угідь. Показовим винятком просідань території над гірничими виробками є просідання в межах с. Межиріччя, розташованого над шахтним полем ВМ № 3. Глибина залягання робочих вугільних пластів тут складає 430-470 м, а їх середні потужності 1,3-1,5 м. У результаті видобутку вугілля поверхня лівобережної частини цього села понизилась на 1,0 м, а на окремих ділянках – до 1,8-2,2 м. Загальна площа просідань у межах села перевищує 6,0 га.

Територія с. Бендюги підпрацьована гірничими виробками шахти ВМ № 2 і понизилась на 1-2 м. Частина цього села, розташована вздовж шосейної дороги Червоноград-Радехів, дала просадку на глибину до 1,2.

Видобуток вугілля продовжується, отже негативні явища, пов'язані з ним, поглиблюються, потребуючи планомірного та регулярного спостереження для застосування необхідних заходів запобігання негативних наслідків. Подальші дослідження впливу вуглевидобувної промисловості на ГЕС району дадуть можливість прогнозувати стан його довкілля. Визначення комплексу заходів для зменшення впливу вугільної промисловості на ГЕС Червоноградського геолого-промислового району є одним з основних завдань найближчої перспективи [78, 88, 129].

В умовах Волинської височини на лесоподібних суглинках на схилі з абс. відмітками 205-240 м розташований північний терикон шахти ЧГ № 2, а на другому березі струмка на відмітці 200 м – південний. На південному схилі північного терикону спостерігаються чіткі прямолінійні борозни стоку. Терикон зі сходу і півдня обмежений захисним штучним валом. На АФЗ добре видно, як вал у 5-6 місцях розмитий і крізь ці вимоїни здійснюється активний поверхневий вплив на розташовану нижче по схилу ріллю. На відстані 40-50 м винесений та відкладений тонкий матеріал з терикону розсіюється і тут же здійснюється вбирання, фільтрація рідкої частини стоку. Далі підземний стік проходить у долину струмка і у систему р. З. Буг. З південного терикону стік проходить в північному напрямку прямо у струмок. У межиріччі рр. Солокії та Рати на піщаних відкладах на рівні відм. 197,5-200 м розташовані терикони шахт ВМ №6 і 7. Трохи нижче на в. 195 м – терикони шахт ВМ №3 і 4. Усі вони розташовані практично на горизонтальній поверхні (лише ВМ №6 на слабкому схилі) на піщаному ґрунті чи на слабо заболочених ділянках (ВМ №7). Поверхневий стік з териконів формує струмки, які виливаються у рр. Солокію (ВМ №3,4) та Рату (ВМ № 6,7). Завдяки незначному схилу поверхні швидкість течії у струмках невелика.

На піщаному ґрунті водольодовикових відкладів знаходяться терикони шахт ЧГ № 1 (абс. в. 192,5 м), ВМ №8 та відвал гравітаційних відходів ЦЗФ (абс. в. 195 м). Терикон шахти ЧГ №1 розташований у межиріччі Західного Бугу і Солокії, терикон ВМ №8 і відвал ЦЗФ у межиріччі рр. Рати і З. Бугу. загальним для цих териконів є те, що вони розташовані практично на рівні поверхні і не мають безпосереднього зв'язку з річковою системою. Змив з териконів відбувається чи у піщаний ґрунт (ЧГ №1), чи у заболочені можачини (ВМ №8, відвал ЦЗФ). Поверхневий стік відсутній, стоки з териконів вбираються ґрунтами, фільтруються у ґрунтові води, беруть участь у підземному стоці. Терикони частини шахт та гравітаційний відвал ЦЗФ розташовані на флювіогляціальних відкладах чи у долинах річок, їх заплавах на алювії.

Терикони шахт ВМ № 1, 10 розташовані повністю на алювіальних відкладах: №1 – у заплаві рр. Рати і З. Буг (абс. в. 192,5), №10 – у заплаві р. Солокія (абс. в. 195 м). поверхневий стік здійснюється безпосередньо у річкову систему рр. З. Буг та Солокія відповідно.

Терикони шахт ВМ № 2, 5, 9 розташовані частково на флювіогляціальних пісках, частково – на алювіальних відкладах р. З. Буг (абс. в. 191 м – ВМ № 2, 194-195 м – ВМ № 5, 9). Поверхневий стік достатньо активний і здійснюється безпосередньо у річкову систему р. З. Буг, у заболочену заплаву. На АФЗ чітко видно, як з терикону шахти ВМ №5 стік відбувається через розмитий у декількох місцях обмежуючий вал.

Спостерігається активний стік зі всіх териконів, за винятком ЧГ № 1 і ВМ № 8, безпосередньо у р. З. Буг (ВМ №№ 1, 2, 5, 9), його притоки – р. Солокію (ВМ № 3, 4, 6) та Рату (ВМ № 6, 7). Терикони шахт ВМ № 8 і комплексу відходів ЦЗФ несуть серйозну небезпеку із забруднення підземних вод, оскільки, розміщені у понижених місцях без активного поверхневого стоку і стоки з них вбираються безпосередньо на місці ґрунтами, фільтруючись у ґрунтові води. Практично усі терикони можуть бути джерелом забруднення поверхневих і підземних вод.

Став-накопичувач шахтних вод у районі ЧГ № 1 розташований на рівній, злегка заболоченій поверхні (бас. в.192,5 м). Навколо ставка є нові ділянки заболочування, що може свідчити про просідання поверхні і просочення вод через обмежуючі вали.

Став-накопичувач шахтних вод с. Городище, що розташований у заплаві р. З. Буг (абс. в. 192 м), заповнений шламонакопичувач ЦЗФ розташований у заплаві р. Рати (абс. в.192,5 м), новий шламонакопичувач – на злитті рік Західний Буг і Рати, вони перебувають в умовах, коли за найменшого порушення системи ізоляції, одразу забруднюються поверхневі та підземні води.

У гідрогеологічному і гідрологічному режимах важливу роль відіграє тектонічна порушеність порід, що вміщують водоносні горизонти. Тектоніка ускладнює гірничо-геологічні умови видобутку вугілля, сприяє більшому обводненню гірничих виробок, утворює небезпечність проникнення високомінералізованих вод у питний водоносний горизонт. Складні тектонічні умови у межах вивченої території підтверджені даними експлуатації шахт та водозаборів. Більшість териконів розміщена у зонах виділених лінеamentів (зон порушень, чи у вузлах їхніх перетинів (ВМ №2, 6, 9)). Тектонічні порушення спостерігаються у місцях розміщення ставів-накопичувачів шахтних вод, а став-накопичувач у ЧГ № 1 знаходиться перетині тектонічних зон ортогональної системи. Накопичувач с. Городище – на перетині зон меридіонального та північно-східного напрямків. Заповнений шламонакопичувач ЦЗФ – на лівому березі р. Рати перетинається зоною меридіонального напрямку. Новий накопичувач – у вузлі перехрещення ослаблених зон трьох напрямків: меридіонального, широтного та діагонального.

Розміщення більшості об'єктів-забруднювачів у межах ослаблених зон чи на їхніх перетинах може сприяти проникненню забруднюючих компонентів з поверхні у водоносний горизонт. У межах діючих водозаборів також проходять

тектонічні зони, які встановлені бурінням чи за даними дешифрування аерокосмознімків, що пояснює нестабільну якість підземних вод.

Ослаблені тектонічні зони є шляхами міграції, з однієї сторони, забруднюючих компонентів від поверхневих техногенних об'єктів, з іншої, – можуть сприяти підйому високомінералізованих напірних глибинних вод, зокрема, і шахтних, до питного водоносного горизонту, створюючи небезпеку для діючих водозаборів.

Результати детального аналізу з розподілу токсичних і потенційно-токсичних елементів [111] всіх груп небезпечності дають можливість стверджувати, що основним джерелом техногенного забруднення ГЕС є вуглевидобувна промисловість (терикони шахт, водовідлив шахтних вод, продукти вуглезбагачування (гравітаційні та флюїдні відходи)). Підвищенню техногенного забруднення басейну, насамперед, Червоноградського геолого-промислового району, сприяє нічим не гальмоване потрапляння високо забруднених дренажних вод з териконів та породних відвалів ЦЗФ, а також фільтрату з хвостосховища ЦЗФ у ґрунти, поверхневі, ґрунтові та підземні води, що спричинене такими факторами:

- високий рівень техногенної порушеності та тріщинуватості корінних порід;
- рівнинний характер місцевості, що зумовлює сповільнений поверхневий стік дренажних вод териконів та фільтрату шламосховищ і їх посилену інфільтрацію у підземні водоносні горизонти та ґрунти;
- висока водопроникність порід, на яких безпосередньо розміщені терикони: піщані породи алювіальних, флювіогляціальних відкладів. На високопроникних піщаних породах стоять терикони шахт ВМ №№ 3, 4, 6-8, ЧГ № 1, породний відвал та хвостосховища ЦЗФ, а також відстійник шахтних вод біля с. Городище;
- розміщення териконів шахти ВМ № 8, породних та флотовідходів ЦЗФ у пониженій місцевості, фактично позбавленій поверхневого стоку;

- розміщення териконів та відходів ЦЗФ у зонах тектонічних порушень, високої тріщинуватості, вузлах їхніх перетинів (терикони шахт ВМ №№ 2, 6, 9), ставки-накопичувачі шахт ЧГ № 1, 2 та поблизу с. Городище, обидва шламонакопичувачі ЦЗФ;

- незадовільний технічний стан обваловуючих дамб навколо ставка-накопичувача шахтних вод біля с. Городище, шламонакопичувачів ЦЗФ та навколо териконів шахт, зокрема 5 ВМ та 2 ЧГ;

- видобуток вугілля без закладання виробленого гірничого простору, що зумовлює значне просідання земної поверхні. На 1996 р. охоплено понад третина (62 км²) площі Червоноградського промислового району, а до 2039 прогнозується розвиток просідання поверхні на всій його території. За умов високого рівня ґрунтових вод (від 0,5 до 3-4 м) це спричиняє поширення заболочуваності, що, своєю чергою, призводить до вилуговування токсичних компонентів із забруднених ґрунтів у поверхневі та підземні води.

- широко практиковане у Червоноградському районі використання порід териконів та гравітаційних відходів ЦЗФ для підсипання заболочених місцевостей, що просіли, та садово-городніх масивів, для будівництва доріг, обваловуючих дамб, будівельних майданчиків без жодних застережних заходів з нейтралізації шкідливого впливу цих порід на довкілля;

- горіння багатьох териконів, що сильно забруднює повітря, а через нього ґрунти і поверхневі води.

Значно забруднені поверхневі і ґрунтові води (техногенні і природні чинники), дещо менше – підземні води верхньокрейдового водоносного горизонту. Природне забруднення пов'язане з розвантаженням високонапірних сильно мінералізованих девонських вод у крейдяні і четвертинні горизонти підземних вод, що призводить до значного погіршення їхньої якості: гідрокарбонатно-кальцієві води заміщуються здебільшого гідрокарбонатно-хлоридними та гідрокарбонатно-сульфатними кальцій-натрієвими водами з незначними і дуже низькими вмістами кальцію і високими і дуже високими вмістами натрію, калію, хлоридів, сульфатів.

Система розробки з вивезенням порожніх порід на поверхню і складування їх у териконах з одночасним обрушенням покрівлі на вироблених ділянках лав спричиняє утворення техногенного рельєфу (просідання поверхні по шахтному полю, накопичення порід на відвалах). На площах просідань змінилися гідродинамічні та гідрохімічні умови, а вилуговування гірничих порід на відвалах, шламосховищах і на підсипаних цією породою просівших ділянках, створило умови для фільтрації у ґрунти і водоносні горизонти важких металів. Будівництво у межах річчї Західного Бугу і Рати ЦЗФ дало таке техногенне перевантаження на територію, де вже експлуатувались ВМ №№5,8,9, що вона стала непридатною для здорового і комфортного проживання людини (Рис. 5.2.).

Аналіз наукових досліджень та практичного оцінювання впливу геологорозвідувальних та вуглевидобувних робіт на геолого-екологічне середовище дають можливість зробити такі висновки [12, 131]:

- методи екологічного оцінювання впливу на геолого-екологічне середовище практикуються, переважно, для діючих об'єктів; варто застосовувати такі методи і для закритих шахт;
- екологічне оцінювання слід здійснювати комплексно, а не за окремими видами шкідливих впливів на ГЕС.

Чітка система кількісних критеріїв оцінювання метану довкілля може бути забезпечена такими параметрами:

1. виявлення впливу екологічних, техніко-технологічних, економічних, соціальних факторів;
2. встановлення взаємодії газу-метану вугільних пластів з іншими видами шкідливих викидів; вплив викидів газу-метану на ГЕС;
3. врахування взаємозв'язку техніко-технологічних та інших первинних параметрів виробництва з кінцевими екологічними показниками виробничої діяльності;

4. можливість використання газу-метану; оцінювання впливу використання метану у ресурсозберігаючих технологіях та економічна доцільність його використання;

5. можливості економічного оцінювання усіх наслідків негативного впливу вуглевидобування та геологорозвідування на ГЕС.

Можливим шляхом визначення впливу на ГЕС у вуглевидобувних регіонах може бути створення системи оцінювання та управління екологічними показниками виробництва (поствиробництва). Така система повинна включати аналіз окремих технологічних рішень і виробничого об'єкту в цілому. Вони потребують комплексності оцінювання таких факторів:

- різноманітність видів викидів;
- вплив первинних технічних та технологічних параметрів виробництва;
- вплив викидів на різні підсистеми ГЕС на всіх стадіях від експлуатації до ліквідації об'єкта.

З метою забезпечення поліпшення умов ГЕС вуглевидобувного регіону на основі систематизованого аналізу та прогнозу екологічних параметрів і ризиків виробничих об'єктів необхідно розробити комплекс науково-технічних заходів екологічно безпечного розвитку промислового вуглевидобувного регіону [33].

Техногенні системи вугільних масивів Львівсько-Волинського басейну можна віднести до локальних газоносних об'єктів [34].

Газоносність таких об'єктів залежить від комплексу геологічних умов (критеріїв). Показники, які характеризують критерії формування техногенних систем – новоутворених газових колекторів, за М.І. Євдощуком, поділяються на загальні, необхідні та достатні [36, 38].

Загальні критерії:

А) літолого-фаціальні:

- достатня потужність осадової товщі, збагаченої розсіяною органічною речовиною (POP). Вміст POP 1-25%;

- літологічний склад вміщуючих порід: вміст кварцевої складової забезпечує достатню крихкість порід при штучному утворенні газового колектора;
- ступінь екрануючої здатності флюїдоупорів перспективних горизонтів;
- ознаки порід-колекторів: тріщинуватість, пористість, газопроникність; потужність, наявність покришок;
- літологічна невитриманість (строкатість) горизонтів;
- фільтраційні властивості порід;

Б) структурно-тектонічні:

- будова, різноманітність та кількість складок;
- кількість диз'юнктивних порушень у виробках шахт та у відпрацьованих масивах;
- наявність внутрішньопластових розривних порушень, що січуть і зміщують продуктивні вугленосні горизонти, по яких до гірських виробок надходять газ і вода;
- велика глибина залягання порід – потенційних техногенних колекторів, що унеможливить негативний вплив новоутвореної техногенної системи на довкілля;

В) геохімічні:

- типи вуглеводневих флюїдів родовищ;
- геохімічні аномалії;

Г) гідрогеологічні:

- гіпсометричне положення шахтних полів;
- обводненість вуглепородних масивів;
- ступінь вилуговування порід і хімічний склад приурочених до них вод
- знижена (до 45%) водонасиченість порід.

Необхідні критерії:

А) геологічні умови формування окремих техногенних резервуарів:

- покришка (тип і якість);
- умови міграції вуглеводневих флюїдів;

- умови акумуляції вуглеводнів;
- розмір локальної структури

Б) геолого-економічні умови та геолого-екологічна доцільність видобутку:

- глибина залягання вуглеводнів;
- ефективність витрат;
- наявність споживачів;
- умови вивчення та освоєння запасів;
- якість запасів вуглеводнів;
- умови геологорозвідувальних робіт та видобутку, що відповідають сучасному рівню екологічної безпеки.

Достатні критерії:

А) формування техногенних систем за умов сприятливого поєднання літолого-фаціальних, структурно-тектонічних; геохімічних та гідрогеологічних факторів;

Б) поєднання відповідності часу формування техногенного газового колектора та акумуляції в ньому вуглеводневих флюїдів;

В) поєднання сприятливих геологічних, екологічних та геолого-економічних умов формування техногенного локального газоносного об'єкта.

Найкращі колекторські властивості серед вміщуючих порід вуглепородних масивів Львівсько-Волинського басейну мають пісковики верхньовізейського, серпуховського, башкирського віку. Пісковики дрібно-, середньо, грубозернисті, з хаотичною та мозаїчною текстурою. З структурою псамітовою та алевропсамітовою. Вміст уламкових компонентів до 70-97 %, представлені переважно легкою фракцією мінералів: кварц – 50-92%, польовий шпат – 1-17 %, уламки порід – 4-35 %, слюди – 1-20%. Відкрита пористість пісковиків 3-18%, переважаюча – 5-8%, газопроникність – 0,01-1,0 мД.

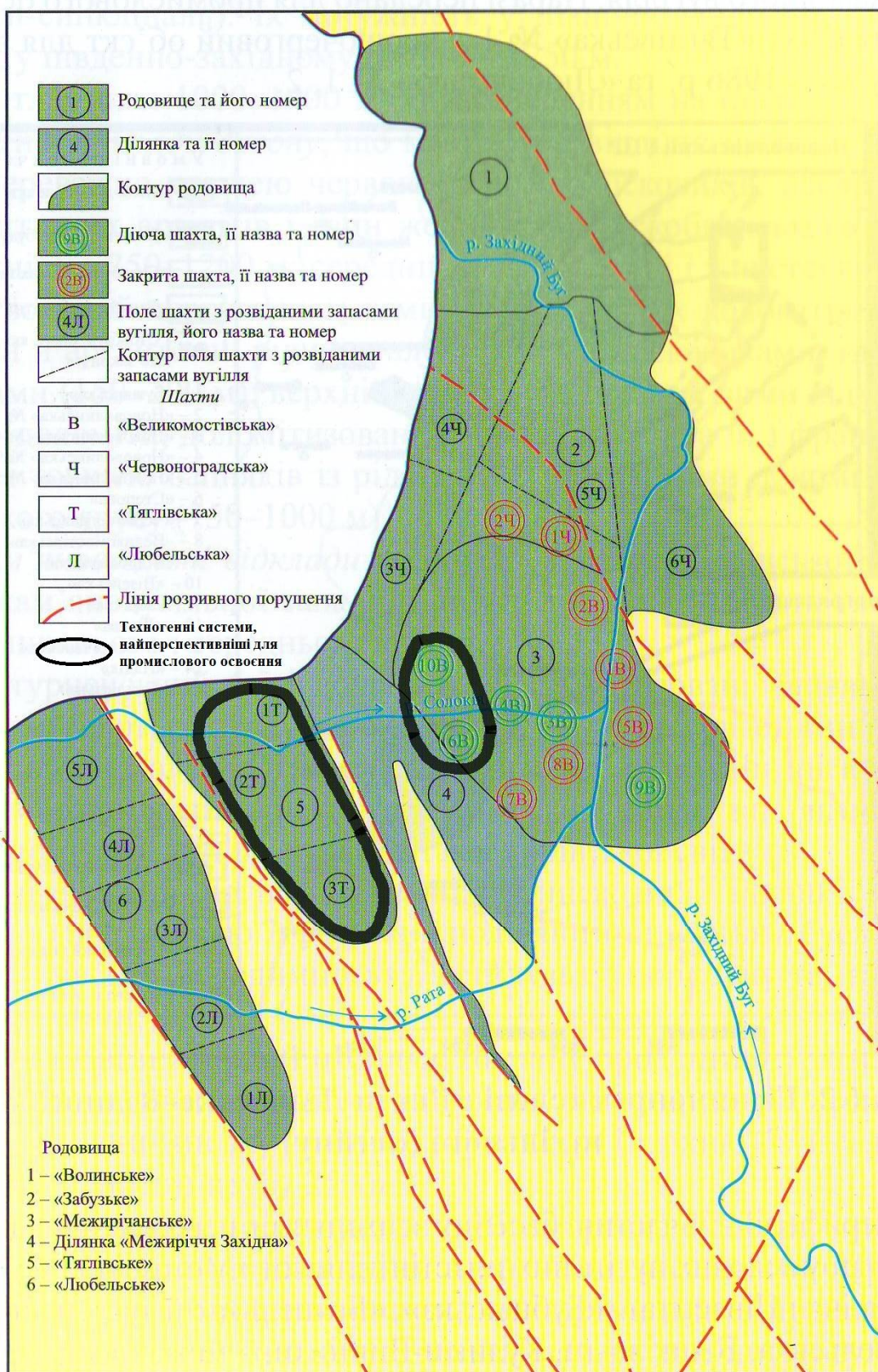


Рис. 5.2. Район дослідження в межах Львівсько-Волинського басейну з найперспективнішими для промислового освоєння техногенними системами: територія Тягівського родовища, поля шахт ВМ№6 (Лісова) та ВМ№10 (Степова) за [30]

В результаті проведених досліджень, найбільш перспективними для промислового освоєння – техногенні колектори родовищ, які до відпрацювання мали найбільшу газонасність і найменшу обводненість: Тяглівське вугільне родовище, поля шахт «Степова» і «Лісова» Червоноградського геолого-промислового району (рис. 5.2.). До другої черги, варто віднести Забузьке та Межиріченське вугільні, а також Великомоствівське газове родовища. Найменше перспективні – Волинське та Локачинське родовища, що знаходяться в зоні газового вивітрювання.

ВИСНОВКИ

Найважливішими результатами дисертаційної роботи в теоретичному, експериментально-методичному та науково-практичному плані є виконані комплексні дослідження, які дали можливість встановити чіткі уявлення про природу та умови формування техногенних систем вугільних масивів Львівсько-Волинського басейну:

1. З наближенням до Передкарпатського прогину тектонічна будова на території досліджень Львівсько-Волинського басейну ускладнюється: зростає кількість диз'юнктивних порушень у виробках шахт та у відпрацьованих масивах. Внутрішньопластові розривні порушення січуть і зміщують продуктивні вугленосні горизонти, по яких до гірських виробок надходять газ і вода.

2. Великомоствівська складка у складі Куличківсько-Милятинського валу набуває першорядного значення як об'єкт вивчення геолого-техногенних умов формування газonosних структур: міграції Куличківським надвигом флюїдів Великомоствівського родовища у гірські виробки Межиріченського родовища у вугільні виробки й у відпрацьований простір; підтоку газу із силурійських шаруватих відкладів, девонських і глибших горизонтів карбонових відкладів.

3. На досліджених ділянках розподіл газу у вуглепородних масивах нерівномірний і підпорядкований геологічним і техногенним факторам, а у відпрацьованому просторі при ефективних фільтраційно-ємнісних показниках відбувається флюїдонасичення новоутвореного колектора.

4. Новоутворений техногенний колектор в межах діючих шахт може розглядатися як газonosний з вмістом вуглеводнів 15-25 % газової суміші.

5. Техногенні системи відпрацьованого простору заповнюються під впливом флюїдного потоку в межах Рава-Руського розлому.

6. Характер розміщення водоносних горизонтів у вуглепородних масивах Львівсько-Волинського басейну необхідно враховувати під час вивчення новоутворених техногенних колекторів виробленого простору діючих шахт.

7. За зміною мінералізації і складу води, ступеню активності розвитку різних груп бактерій, що окислюють метан, пропан і бутан, а також вищі гомологи,

перспективною на газ і йодо-бромну сировину є Белз-Милятинська антикліналь, яка ускладнена зоною скидів і насувів.

8. Найбільшу газонасиченість мають руслові пісковики, високу потенційну газоносність мають пісковики підводних пасм, які не перспективні для пошуків скупчень метану, оскільки мають обмежений розвиток.

9. Численні розривні порушення, в тому числі техногенного характеру, є шляхами міграції високонапірних мінералізованих вод девонських та карбонових відкладів у головний для водопостачання регіону сенонський водоносний горизонт, тому необхідно унеможливити постановку питання про видобування сланцевого газу із застосуванням гідрохімічних методів.

10. Критичний геоекологічний стан природно-техногенної системи Червоноградського геолого-промислового району формується в результаті дії на природно-антропогенний ландшафт фізичних та хімічних чинників:

- просідання і обводнення території над відпрацьованим простором шахт;
- зміна геохімічних полів, що спричиняє забрудненню ґрунтів, поверхневих та підземних вод.

11. З метою контролю за геолого-екологічним середовищем необхідно комплексні дослідження геоекологічних проблем для Львівсько-Волинського басейну зосередити на трьох основних напрямках:

1) виконанні фізико-хімічного аналізу породних відвалів, порід териконів та хвостосховищ, золошлакових відходів теплоелектростанцій;

2) постійному спостереженні і вивченні зміни ландшафту та забруднення ґрунтів і вод;

3) впровадженні ефективних технологій попередньої та супутньої дегазації на перспективних ділянках нових та діючих шахт з метою видобутку та раціонального використання вугле-вуглеводнево-поліметалічної сировини, що сприятиме підвищенню ефективності виробництва та покращенню геолого-екологічного стану природно-антропогенного ландшафту Львівсько-Волинського басейну.

Список використаних джерел

1. Айруни А. Т. Основы предварительной дегазации угольных пластов на больших глубинах / А. Т. Айруни. – Москва: Наука, 1970. – 78 с.
2. Актуальні завдання надрокористування в нафтогазовій галузі України / [М. І. Євдошук, В. П. Стрижак, А. П. Зіцька та ін.]. // Мінеральні ресурси України. – 2013. – №4. – С. 41–44.
3. Атлас литогенетических типов и условия образования угленосных отложений Львовско-Волинского бассейна / [В. Ф. Шульга, Б. І. Лелик, В. І. Гарун и др.]. – Киев: Наук. думка, 1992. – 176 с. – (ИГН НАН Украины).
4. Атлас родовищ нафти і газу України в VI томах. Т. IV – Львів: Центр Європи, 1998. – 328 с. – (Українська нафтогазова академія).
5. Атмогеохімічні, геолого-геохімічні та термобаричні критерії обґрунтування метанонасності закритих та відпрацьованих просторів діючих шахт. Т.1. Вивчення структурно-геоморфологічної будови та флюїдодинамічної проникності Львівсько-Волинського вугленосного / [І. Д. Багрій, В. І. Почтаренко, В. Р. Дубосарський та ін.]. – Київ, 2014. – 163 с.
6. Бартошинская Е. С. Генезис и закономерности размещения сапропелитов в угленосной толще карбона Львовско-Волинского бассейна : автореф. дис. на соиск. науч. степени канд. геол.-мин. наук / Бартошинская Елизавета Сергеевна – Львов, 1971. – 21 с.
7. Бартошинська Є. Метан у відкладах Львівського палеозойського прогину / Є. Бартошинська, М. Матрофайло, С. Бик. // Геолог України. – 2011. – №2. – С. 20–23.
8. Бартошинська Є. С. Мікроелементний склад вугілля намюрського яруса карбону Львівсько-Волинського басейну / Є. С. Бартошинська. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1971. – Вип. 27. – С. 72–76.
9. Безручко К. А. Вплив фазових проникностей води та газу на формування газових покладів / К. А. Безручко // Сучасні проблеми нафтогазової геології: мат. конф. – Київ, 2016. – С. 30–32.

10. Безручко К. А. Фактори і можливі механізми генерації вугільного метану / К. А. Безручко, Л. І. Пимоненко, О. В. Бурчак // Геологія горючих копалин: досягнення і перспективи – Київ, 2015. – (ІГН НАН України). – С. 106–110.
11. Безручко К. Влияние литологического фактора на газонасыщенность песчаников угленосной толщи / К. Безручко. // Геолог Украины. – 2013. – №3. – С. 10–13.
12. Бик С. І. До вивчення мікротвердості вугілля Львівсько-Волинського басейну / С. І. Бик, В. О. Кушнірук. // Допов. АН УРСР (Серія Б.) – 1972. – Т. 13, № 2 – С. 198–201.
13. Бик С. І. Карбонове вугленагромадження на території Львівсько-Волинського басейну / С. І. Бик, К. М. Мартюк. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1994. – С. 71–79.
14. Бондарь А. Д. О влиянии углеводородно-водородного глубинного газового потока на преобразование биогенного органического вещества и формирование залежей горючих ископаемых / А. Д. Бондарь, П. В. Зарецкий, А. Я. Радзивилл. // Геологический журнал. – 1999. – №1. – С. 15–22.
15. Булат А. Ф. Система вода-газ в массиве горных пород Донбасса / А. Ф. Булат, К. А. Безручко. – Киев: Наук. думка, 2015. – 190 с. – (Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины).
16. Бучинська І. Газоносність вугільного пласта n_7^B Львівсько-Волинського басейну / І. Бучинська, П. Явний, О. Шевчук. // Геолог України. – 2011. – №2. – С. 24–28.
17. Бык С. И. Изменение качественных показателей углей продуктивных пластов Львовско-Волинского бассейна / С. И. Бык, В. А. Кушнірук, М. Ю. Федущак. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1974. – Вып. 39. – С. 79–83.
18. Вергельська Н. В. Газоносність відпрацьованого простору діючих шахт Донбасу / Н. В. Вергельська. // Тектоніка і стратиграфія. – 2012. – Вип. 39. – С. 30–33.

19. Вернадский В. И. Очерки геохимии / В. И. Вернадский. – Москва: Госгеолнефтеиздат, 1934. – 372 с. – (Изд. 2-е.).
20. Влияние петрографического состава углей на сорбцию ими метана / И. В. Еремин, Б. М. Зимаков, И. П. Эттингер, П. Ф. Яновская. // Технология и экономика угледобычи. – 1965. – №3. – С. 61–70.
21. Вырвич Г. П. Каменные угли Львовско-Волынского бассейна / Г. П. Вырвич, Э. П. Гигашвили, З. Г. Дубик. – Львов: Вища школа, 1978. – 175 с.
22. Высоцкий И. В. Основы геологии природного газа / И. В. Высоцкий. – Москва: Гостоптехиздат, 1954. – 291 с.
23. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: монография в 3 т. / [А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин и др.]. – Донецк: Вебер, 2010. – Т. 2: Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, Днепровско-Донецкой впадины и Львовско-Волынского бассейна – 473 с.
24. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР в 3 т. / Гл. ред. А. И. Кравцов. – Москва: Недра, 1979. – Т.1: Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР – 628 с.
25. Геология угольных месторождений СССР / Под редакцией А. К. Матвеева. – Москва: Изд-во МГУ, 1990. – 352 с.
26. Геофізична основа тектонічної карти України м-бу:1 000 000, 2002.
27. Гофштейн И. Д. О разрывных нарушениях Львовско-Волынского бассейна / И. Д. Гофштейн. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1993. – №1. – С. 29–35.
28. Доленко Г. Н. Геология нефти и газа Карпат / Г. Н. Доленко. – Киев: Изд-во АН УССР, 1962. – 367 с.
29. Доленко Г. Н. Про границю Східно-Європейської платформи в межах прогину і суміжних територій / Г. Н. Доленко, Ю. М. Сеньковський, Б. П. Ризун. // Допов АН УРСР. – 1967. – Т. 9. – №5. – С. 779–783.

30. Екологічна безпека вугільних родовищ України / [Г. І. Рудько, О. І. Бондар, О. Є. Яковлєв та ін.]. – Київ: Видавничий дім Букрек, 2016. – 608 с. – (ДКЗ України).
31. Екологічний стан геологічного середовища як фактор масового захворювання дітей флюорозом у Червоноградському гірничо-промисловому районі / [Г. І. Рудько, Ю. П. Скатинський, В. П. Федосєєв та ін.]. // Мінеральні ресурси України. – 1997. – №4. – С. 34–42.; – 1998. – №2. – С. 17–22.
32. Енергетичні ресурси геологічного середовища України (стан та перспективи) / [Г. І. Рудько, О. І. Бондар, В. І. Ловінюков та ін.]. – Київ: Видавничий дім Букрек, 2014. – 1046 с. – (ДКЗ України).
33. Енергетично-ресурсна складова розвитку України / [С. О. Довгий, М. І. Євдощук, М. М. Коржнєв та ін.]. – Київ: Ніка-Центр, 2010. – 264 с. – (Інститут телекомунікацій і глобального інформаційного простору НАН України).
34. Етапи утворення вуглецевих формацій в геологічних структурах України / [А. Я. Рідзівілл, В. Ф. Шульга, А. В. Іванова та ін.]. – Київ: LAT& K, 2012. – 216 с. – (ІГН НАН України).
35. Євдощук М. І. Геолого-геохімічні передумови прогнозування обводнення газоконденсатних покладів / М. І. Євдощук, Н. В. Сіра. // Геологічний журнал. – 2015. – №2. – С. 39–46.
36. Євдощук М. І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ / М. І. Євдощук. – Київ: Наук. думка, 1997. – 278 с. – (Державний комітет України по геології і використанню надр).
37. Євдощук М. І. Тектонічний фактор перерозподілу газоносності вуглепородних масивів Львівсько-Волинського басейну / М. І. Євдощук, Н. В. Вергельська, Г. А. Лівенцева. // Матеріали науково-практичної конференції: Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів. – 2015. – С. 35–36.

38. Євдощук М. І. Теоретичні засади розвитку вторинних нафтогазових резервуарів / М. І. Євдощук, А. М. Кришталь // Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики / М. І. Євдощук, А. М. Кришталь. – Ів-Франківськ, 2016. – С. 63–66.
39. Євдощук М.І. Ресурсний фактор енергетики України / М. І. Євдощук, М. М. Коржнєв, М. М. Курило, Є. О. Яковлев. // Геоінформатика. – 2010. – №4. – С. 31–37.
40. Євдощук М.І. Теоретичні засади інтеграції України в Європейську систему газозабезпечення / М.І. Євдощук, І.М. Ісаєва // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: Зб. наук. пр. – 2011. – Вип 8. – С. 48–58.
41. Єршов В. З. Про деякі закономірності нагромадження вугленосної товщі Львівсько-Волинського вугільного басейну / В. З. Єршов. // Матеріали з геології західних областей УРСР. – 1960. – С. 69–82.
42. Жемчужников Ю. А. Две стадии образования ископаемых углей и их петрографическое выражении / Ю. А. Жемчужников // Химия и генезис твердых горючих ископаемых – Москва: АН СССР, 1953. – С. 38–44.
43. Забигаило В. Е. Проблемы геологии газа угольных месторождений / В. Е. Забигаило, А. З. Широков. – Київ: Наук. думка, 1972. – 172 с.
44. Загальний звіт по нафтогазоносності площ Скибової зони Карпат, внутрішньої і зовнішньої зон Передкарпатського прогину, складчастих Карпат, Середньоевропейської платформи, Зони Кросно – Київ, 2014. – 289 с.
45. Загороднюк П. О. Гравітаційне розвантаження вугленосної товщі – ефективний метод дегазації та видобутку метану / П. О. Загороднюк, Б. І. Лелик. // Геолог України. – 2009. – №3. – С. 121–124.
46. Закономірності розподілу метану у кам'яновугільних басейнах України та перспективи його видобутку та використання / [С. О. Лизун, О. Є. Іванців, І. В. Дудок та ін.]. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – №2. – С. 122–128.
47. Знаменская Т. А. Блоковая тектоника Волыно-Подольи / Т. А. Знаменская, И. И. Чебаненко. – Киев: Наук. думка, 1985. – 156 с.

48. Иванов А. К. Изменение химического состава газов угольных пластов и пород Львовско-Волынского бассейна / А. К. Иванов, В. А. Кушнирук, В. А. Караваев. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1974. – Вып. 38. – С. 48–60.

49. Иванов Г. А. Угленосные формации (закономерности строения, образования, изменения и генетическая классификация) / Г. А. Иванов. – Ленинград: Наука, 1967. – 408 с. – (Академия наук СССР ВСЕГЕИ).

50. Иванова А. В. Роль геотектонического режима в засолении углей карбона Львовского и Преддобруджинского палеозойских прогибов / А. В. Иванова, Л. Б. Зайцева // Геология горючих ископаемых: достижения и перспективы – Киев, 2015. – (ИНГ НАН Украины). – С. 46–49.

51. Исследование изотопного состава газов Межреченского месторождения / М. Е.Петриковская, А. К. Иванов, В. А. Кушнирук, И. В. Гринберг. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1969. – №18. – С. 38–45.

52. Иванова А. В. Визначення факторів газоносності вугільних пластів Донбасу / А. В. Иванова. // Геологічний журнал. – 2001. – №1. – С. 54–60.

53. Иванова А. В. Петрографічний склад і тріщинуватість вугілля як чинники його метаноносності / А. В. Иванова, Л. Б. Зайцева. // Геолог України. – 2007. – №4. – С. 43–48.

54. Караваев В. А. Природная метаноносность и газовая зональность угленосных отложений Львовско-Волынского бассейна / В. А. Караваев. // Уголь Украины. – 1976. – №9. – С. 48–49.

55. Корреляция карбоновых угленосных формаций Львовско-Волынского и Люблинского бассейнов / [В. Ф. Шульга, А. Здановски, Л. Б. Зайцева та ін.]. – Киев: ДП МОУ Воєнне видавництво України "Варта", 2007. – 428 с. – (ИГН НАН Украины, Польский государственный геологический институт).

56. Костик І. Перспективи сучасної природної газонасності вугільних пластів глибоких горизонтів Львівсько-Волинського басейну / І. Костик, М. Матрофайло, М. Король. // Геолог України. – 2013. – №3. – С. 50–59.

57. Кравец В. И. Газопроницаемость угольных пластов Межреченского месторождения Львовско-Волинского бассейна / В. И. Кравец, А. С. Цирюльников. // Разработка месторождений полезных ископаемых. – 1971. – №22. – С. 94–106.

58. Кравцов А. И. Влияние геологических условий на газонасность угольных месторождений / А. И. Кравцов. – Москва: Углетехиздат, 1950. – 175 с.

59. Кравцов А. И. Геологические условия газонасности угольных, рудных и нерудных месторождений полезных ископаемых / А. И. Кравцов. – Москва: Недра, 1968. – 330 с.

60. Кравцов А. И. Горючие полезные ископаемые, их поиски и разведка / А. И. Кравцов. – Москва: Высш. школа, 1970. – 296 с.

61. Кравцов А. И. Основы геологии горючих полезных ископаемых / А. И. Кравцов. – Москва: Высш. школа, 1966. – 538 с.

62. Крупський Ю. З. Геодинамічні умови та фаціальні особливості формування чорносланцевих відкладів протерозою-палеозою Волино-Поділля / Ю. З. Крупський, В. О. Котик. // Геодинаміка. – 2012. – №1. – С. 86–92.

63. Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазонасність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України / Ю. З. Крупський. – Київ: Видав. центр УкрДГРІ, 2001. – 143 с.

64. Крупський Ю. З. Геологія та екологія видобутку нафти і газу: навч. посіб / Ю. З. Крупський. – Львів: Львів. нац універ ім І. Франка, 2010. – 212 с.

65. Крупський Ю. З. Палеогеографічні умови осадконагромадження в неогені Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і подальші перспективи її нафтогазонасності / Ю. З. Крупський, П. М. Чепіль. // Геологічний журнал. – 2009. – №4. – С. 51–58.

66. Кушнирук В. А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волынского каменноугольного бассейна : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня докт. геол.-мін. наук : спец. 04.00.16 / Кушнирук Вениамин Алексеевич – Ленинград, 1975.

67. Кушнирук В. А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Волынского бассейна / В. А. Кушнирук. – Киев: Наук. думка, 1978. – 120 с.

68. Кушнирук В. А. Геологическое строение и тектонические особенности Львовско-Волынского бассейна / В. А. Кушнирук. – Киев: Наук. думка, 1968. – 132 с.

69. Кушнирук В. А. К вопросу изучения газоносности каменноугольных отложений Львовско-Волынского бассейна / В. А. Кушнирук, В. И. Исаков, А. К. Иванов. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1972. – №30. – С. 84–87.

70. Кушнирук В. А. Петрографический состав углей и их газоемкость / В. А. Кушнирук, А. Л. Иванов, Е. С. Бартошинская. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1974. – Вып 37. – С. 17–24.

71. Кушнірук В. О. Сапропеліти Львівсько-Волинського басейну / В. О. Кушнірук, Є. С. Бартошинська. – Київ: Наук. думка, 1971. – 108 с.

72. Кушнірук В. О. До якісної характеристики вугілля намюрського ярусу Львівсько-Волинського басейну / В. О. Кушнірук, С. І. Бик. // Допов АН УРСР. – 1974. – №1. – С. 31–39 (Серія Б).

73. Кушнірук В. О. Суфлярні виділення газу в шахтах Межиріченського вугільного родовища / В. О. Кушнірук, О. К. Іванов, В. Я. Караваєв. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1972. – №31. – С. 74–77.

74. Лелик Б. И. Геологические особенности распространения редких и рассеянных элементов в угленосных отложениях Львовско-Волынского бассейна : дис. канд. геол.-мін. наук : 04.00.16 / Лелик Богдан Иванович – Львов, 1990. – 190 с.

75. Лелик Б. И. Геохимическая характеристика фаций угленосной формации Львовско-Волынского бассейна / Б. И. Лелик // Геология угольных

месторождений. Межвуз Научн. тематич сборник. – Екатеринбург. Уральский горный институт, 1992. – С. 55–59.

76. Лелик Б. И. К вопросу о геохимических исследованиях угленосных отложений Львовско-Волинского бассейна / Б. И. Лелик // Геология угольных месторождений. Межвуз. науч. темат. сборник – Екатеринбург: Уральский горный институт, 1991. – С. 38–43.

77. Лелик Б. И. К проблеме тектонического строения юго-западной части Львовско-Волинского бассейна / Б. И. Лелик, Е. О. Гирный, А. Н. Бринюк. // Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых Запада Украинской ССР: тез докл. – 1989. – С. 43–44.

78. Лелик Б. І. Оцінка стану та напрями комплексного геоекологічного відновлення території Львівсько-Волинського басейну / Б. І. Лелик, Г. А. Лівенцева. // Геолог України. – 2013. – №3. – С. 159–163.

79. Лелик Б. Особливості оцінки гірничо-геологічних характеристик вуглепородного масиву Південно-Західного вугленосного району Львівсько-Волинського басейну при реалізації комплексних проектів видобутку метану / Б. Лелик, Я. Степаненко, В. Шульга. // Геолог України. – 2013. – №3. – С. 60–63.

80. Ливенцева А. А. Экологические аспекты в пределах Червоноградского углепромышленного района в связи с закрытием шахт / А. А. Ливенцева // Актуальные вопросы наук о Земле в концепции устойчивого развития Беларуси и сопредельных государств: мат. конф. – Гомель, 2016. – С. 261–263.

81. Лидин Г. Д. Газообильность каменноугольных шахт СССР в 3-х томах / Г. Д. Лидин. – Москва: Изд-во АН СССР, 1949. – Т.1. – 219 с.

82. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки нефти и газа / [А. А. Гусейнов, Н. С. Шик, Г. А. Каледа та ін.]. – Москва: Недра, 1978. – 275 с.

83. Лівенцева Г. А. Взаємозв'язок газонасності вуглепородних масивів гірничопромислових районів Львівсько-Волинського басейну / Г. А. Лівенцева

// Сучасні проблеми нафтогазової геології: мат. конф. / Г. А. Лівенцева. – Київ: LAT&K, 2016. – (ІГН НАН України).

84. Лівенцева Г. А. Вплив вуглевидобувної промисловості на стан сільськогосподарських угідь Червоноградського району Львівської області / Г. А. Лівенцева // Сучасні технології землеустрою, кадастру та управління земельними ресурсами: зб. мат. – Київ, 2016. – С. 69–75.

85. Лівенцева Г. А. Гідрогеологічні особливості вуглепородних масивів Львівсько-Волинського басейну / Г. А. Лівенцева // Актуальні проблеми гідрогеології: мат. конф. / Г. А. Лівенцева. – Харків, 2015. – С. 43–45.

86. Лівенцева Г. А. Літолого-стратиграфічна характеристика вміщуючих порід Львівсько-Волинського басейну / Г. А. Лівенцева // Геологія горючих копалин – досягнення та перспективи: мат. конф. / Г. А. Лівенцева. – Київ, 2015. – (ІГН НАН України).

87. Лівенцева Г. А. Літолого-фаціальні передумови формування новоутворених техногенних колекторів Львівсько-Волинського вуглегазового басейну / Г. А. Лівенцева // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна. – 2015. – Вип. 43 (Геологія. Географія. Екологія). – С. 50–56.

88. Лівенцева Г. А. Особливості геологічної будови та перспективи подальшого освоєння Львівсько-Волинського басейну / Г. А. Лівенцева. // Геологічний журнал. – 2015. – №1. – С. 35–44.

89. Лівенцева Г. А. Проблеми нафтової та вугільної геології як найактуальніші у геологічній науці та освіті на початку ХХІ сторіччя / Г. А. Лівенцева // Наукові праці Донецького національного технічного університету – Донецьк, 2011. – Вип. 15. – № 4. – (Серія: Гірничо-геологічна). – С. 8–12.

90. Лівенцева Г. А. Тектонічні передумови газоносності родовищ Львівсько-Волинського басейну / Г. А. Лівенцева. // Тектоніка і стратиграфія. – 2015. – Вип 42. – С. 51–57.

91. Лівенцева Г. А. Формування вуглеводневих техногенних систем відпрацьованого простору Львівсько-Волинського басейну / Г. А. Лівенцева,

М. І. Євдощук. // Новітні проблеми геології: мат. конф. – Харків, 2016. – С. 66–67.

92. Літогенез осадових формацій карбону Південно-західного вугленосного району Львівсько-Волинського басейну / [К. І. Деревська, Є. С. Бартошинська, О. М. Шевчук та ін.]– Наукові праці ДонНТУ. – Донецьк, 2006. – Вип. 111 (Серія: Гірничо-геологічна). – С. 220–228.

93. Логвиненко Н. В. Ископаемые угли Украины / Н. В. Логвиненко. – Харьков, 1953. – 124 с. – (Харковский государственный университет).

94. Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн / [Д. П. Бобровник, Т. О. Болдирева, О. М. Іщенко та ін.]. – Київ: Вид-во Ан УРСР, 1962. – 144 с.

95. Львовско-Волынский каменноугольный бассейн: Геолого-промышленный очерк / [М. И. Струев, В. И. Исаков, В. Б. Шпакова и др.]. – Киев: Наук. думка, 1984. – 272 с.

96. Майданович И. А. Особенности тектоники угольных бассейнов Украины / И. А. Майданович, А. Я. Радзивилл. – Киев: Наук. думка, 1984. – 120 с. – (ИГН НАН Украины).

97. Маковський Ю. С. Фаціальна зональність вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну / Ю. С. Маковський // Сучасні проблеми літології: матер конф. – Львів: ВЦ ЛНУ ім. І Франка, 2002. – С. 54–55.

98. Матвеев А. К. Геологические факторы и вероятный механизм процесса метаморфизма углей / А. К. Матвеев. // Советская геология. – 1945. – №7. – С. 34–38.

99. Матвеев А. К. Геология угольных месторождений СССР / А. К. Матвеев. – Москва: Госгортехиздат, 1960. – 496 с.

100. Матвеев А. К. К проблеме Львовского карбона / А. К. Матвеев // Геология и полезные ископаемые западных областей УССР – Москва, 1941. – С. 517–533.

101. Матрофайло М. М. Етапи геодинамічного розвитку території Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну / М. М. Матрофайло //

Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи: мат. конф.— Київ, 2015. — (ІГН НАН України). — С. 53–57.

102. Матрофайло М. М. Морфологія вугільних пластів Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну / М. М. Матрофайло // Праці наукового товариства ім. Шевченка — Львів: НТШ, 2007. — (Геологічний збірник). — С. 159–163.

103. Матрофайло М. М. Морфологія вугільних пластів Південно-Західного вугленосного району Львівсько-Волинського басейну : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук : спец. 04.00.16 / Матрофайло М. М. — Львів, 1996. — 21 с.

104. Медведь А. П. О природе Львовского палеозойского прогиба / А. П. Медведь. // Геология и геохимия горючих ископаемых. — 1971. — Вып. 25. — С. 63–69.

105. Метан вугільних родовищ Львівсько-Волинського басейну як нетрадиційне джерело вуглеводневої сировини / М. І. Павлюк, І. М. Наумко, Б. І. Лелик, Б. І. Бик. // Геолог України. — 2009. — №3. — С. 56-59.

106. Метаноносність вугільних пластів поля шахти «Степова» Львівсько-Волинського басейну / С. І. Бик, І. В. Бучинська, І. Б. Книш, П. М. Явний. // Геолог України. — 2009. — №3. — С. 23-26.

107. Миронов К. В. Справочник геолога-угольщика / К. В. Миронов. — Москва: Недра, 1991. — 363 с.

108. О каменноугольных отложениях Львовско-Волынской мульды / Д. Е. Айзенберг, Н. Е. Бражникова, Е. О. Новик, Е. О. Шульга, 1946. — (ДАН СССР). — (Новая серия). — С. 1101–1107.

109. Обобщение материалов с целью установления закономерностей размывов и расщеплений угольных пластов по Червоноградському геолого-промисловому району Львовско-Волынского бассейна / [В. И. Исаков, В. Ф. Шульга, В. И. Гарун та ін.]. — Донецк, 1986. — 394 с.

110. Огар В. В. Літофаціальні передумови прогнозу кам'яновугільних органогенних споруд у глибоких горизонтах Складчастого Донбасу та його окраїн / В. В. Огар. // Геолог України. – 2009. – №3. – С. 49–53.

111. Оцінка екологічного стану геологічного середовища Червоноградського гірничо-промислового району і умов водопостачання населенню (в 3-х томах) / [Ю. П. Скатинський, Г. І. Рудько, В. П. Федосєєв та ін.]. – Львів, 1996. – 264 с. – (ДГП Західукргеологія КЕГП Геолого-екологічний центр).

112. Павлюк М. І. Особливості сучасної газоносності Львівсько-Волинського басейну / М. І. Павлюк, Є. С. Бартошинська, С. І. Бик. // Геотехнічна механіка : межведбсборник научн. трудов. – Днепропетровск, 2002. – Вып. 33. – С. 44–48.

113. Павлюк М. І. Особливості сучасної газоносності Львівсько-Волинського басейну / М. І. Павлюк, Є. С. Бартошинська, С. І. Бик. // Геотехнічна механіка : межведбсборник научн. трудов. – Днепропетровск, 2005. – Вып. 53. – С. 44–47.

114. Пат. UA 74503 С 2 Україна, МПК (2006) G01V 9/00, E21F 7/00. Спосіб визначення зон скупчення метану на відпрацьованих ділянках шахт / Булат А. Ф., Звягільський Ю. Л., Лукінов В. В. Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України; Орендне підприємство «Шахта ім. О. Ф. Засядька». – Заявка 06.07.2004; Опубл. 15.12.2005, Бюл. №12.

115. Пат. UA 56475 А Україна, G01V9/00. Структурно-геофлюїдодинамічний спосіб прогнозування зон розриву високопроникних порово тріщинних колекторів/ Перерва В. М. – Заявка 10.06.2002; Опубл. 15.05.2003, Бюл. №5.

116. Перспективи нафтогазоносності верхньоюрського комплексу порід Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / [Ю. З. Крупський, С. Г. Вакарчук, В. П. Бодлак та ін.]. // Геодинаміка. – 2012. – №1. – С. 103–106.

117. Підземні води Західних областей України / [Е. С. Гавриленко, О. Д. Шторгин, В. О. Кушнірук та ін.]. – Київ: Наук. думка, 1968. – 291 с.

118. Погребницкий Е. О. Генетическая классификация угленосных формаций / Е. О. Погребницкий. // Записки Ленинградского горного института. – 1964. – Т.47. – Вып. 2. – С. 138–146.

119. Подформации угленосной мегаформации Львовско-Волинского бассейна / [В. Ф. Шульга, Б. И. Лелик, В. И. Гарун и др.] // Проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых Запада Украинской ССР / [В. Ф. Шульга, Б. И. Лелик, В. И. Гарун та ін.]. – Л, 1989. – С. 85–86.

120. Попов В. С. Закономерности тектоники угольных бассейнов / В. С. Попов // Геология угольных месторождений (в 3-х томах) / В. С. Попов. – Москва, 1969. – Т. 1. – С. 95–107.

121. Порфирьев Б. П. Метаморфизм ископаемых углей / Б. П. Порфирьев. – Львов: Издательство львовского ун-та, 1948. – 342 с.

122. Про ступінь ущільнення вугілля і порід Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну / О. К. Іванов, В. О. Кушнірук, А. В. Караваєв, Є. С. Бартошинська. // Допов. АН УРСР (Серія Б) – 1973. –Т. 12. – № 3. – С. 114–117.

123. Пучков Л.А. Перспективы добычи метана в Печорском угольном бассейне / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, Б.И. Федунец; – Москва. – Изд-во МГГУ, 2004. – 558 с.

124. Радзивилл А. Я. Краевые системы Украинских Карпат и Пра-Карпат / А. Я. Радзивилл. // Тектоника и стратиграфия. – 1975. – Вып 8. – С. 10–20.

125. Радзивилл А.Я. О генезисе кварцитовидных песчаников низов миоцена юго-западной части Восточно-Европейской платформы / А. Я. Радзивилл, А. А. Ливенцева // Мат. совещ. – Екатеринбург. – 2010. – С. 256 – 257.

126. Радзивилл А.Я. О структурных связях палеовулканических и палеорифтовых образований / А. Я. Радзивилл, А. А. Ливенцева // Труды Международного совещания национального комитета по изучению рифов. – Сыктывкар, 2005. – С.105 – 107.

127. Радзивилл А. Я. Углеродистые формации и тектоно-магматические структуры Украины / А. Я. Радзивилл. – Киев: Наук. думка, 1994. – 176 с. – (ИГН НАН Украины).

128. Радзівілл А. Я. Геологія вуглегазових басейнів (провінцій) України / А. Я. Радзівілл, А. В. Іванова, Л. Б. Зайцева. – Київ: Логос, 2007. – 179 с. – (ІГН НАН України).

129. Радзівілл А. Я. Про геологічні, ноосферні та соціальні складові сучасної екологічної безпеки України / А. Я. Радзівілл, Г. А. Лівенцева. // Геолог України. – 2013. – №3. – С. 164–166.

130. Радзівілл А. Я. Рифейська граніт-ріолітова вулканоплутонічна асоціація в геологічній історії південного заходу Східноєвропейської платформи (СЄП) / А. Я. Радзівілл, В. Я. Радзівіл, Г. А. Лівенцева // Зб. наук. праць УкрДГРІ: Еволюція докембрійських гранітоїдів і пов'язаних з ними корисних копалин у зв'язку з енергетикою Землі і етапами її тектоно-магматичної активізації, 2008. – С. 105–108.

131. Рудько Г. І. Техногенно-екологічна безпека геологічного середовища (наукові та методичні основи) / Г. І. Рудько. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2001. – 359 с. – (МОН ЛНУ ім. І. Франка).

132. Савенок С. С. Литолого-фациальные особенности обломочных отложений угленосной формации Львовско-Волынского бассейна/ С. С. Савенок, В. И. Маничев, В. Ф. Шульга // Геология угольных месторождений. Межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Уральский горный институт, 1992 – С. 59 – 64.

133. Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы / В. А. Соколов; – М.: Недра, 1966. – 300 с.

134. Сокоренко С. Нові дані про газоносність вуглевмісних порід Тяглівського родовища кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну / С. Сокоренко, І. Костик // Геотехн. механіка. – 2010. – Вып. 88. – С 12 – 22.

135. Сокоренко С. Особливості сучасної природної газоносності вугільних пластів та вуглевмісних порід Любельського родовища кам'яного

вугілля Львівсько-Волинського басейну / С. Сокоренко, І. Костик, М. Матрофайло // Геолог України. – 2011. - №2. – С. 81 – 89.

136. Стратиграфія УРСР – Київ: Наук. думка, 1968. – 412 с. – (Т. 5 Карбон).

137. Струев М. И. Львовско-Волынский бассейн / М.И. Струев // В кн.: Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. В 3-х т. – Т. 1. – М., 1963, С. – 1015 – 1043.

138. Томас А. К вопросу о возрасте известняков карбона юго-запада Львовско-Волынского каменноугольного бассейна (Бышковская площадь) / А. Томас, В.Ф. Шульга //Доповіді НАНУ, 2005. - № 5, - С.119 – 122.

139. Угленосные формации карбона юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы / Е.С. Бартошинская, С.И. Бык, А.А. Муромцев и др.; – Киев: Наук. думка, 1983. – 172 с.

140. Федущак М. Ю. Атлас мікроструктур вугілля Львівсько-Волинського басейну / М. Ю. Федущак, В. О. Кушнірук, Є. С. Бартошинська. – Київ: Наук. думка, 1974. – 105 с.

141. Федущак М. Ю. Особенности фациального состава Волынской угленосной формации / М.Ю. Федущак // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1977. – Вып. 48. – С. 51 – 56.

142. Хижняков, А. В. Основные черты тектоники Волынского-Подольского окончания Русской платформы / А. В. Хижняков // Докл. на выезд, сессии ученых советов ВНИГРИ: –М., 1958, – С. 69 – 73.

143. Шульга В. Ф. Закономерности изменения угленосности на территории Львовско-Волынского бассейна / В.Ф. Шульга //Геология угольных месторождений. Межвуз. науч. темат. сб. – Екатеринбург: Уральский горный институт, 1992 – С.49 – 55.

144. Шульга В.Ф. Карбоновые реки Львовско-Волынского бассейна и их связь с тектоникой / В.Ф. Шульга, Т.Г. Знаменская // Геол. журн. – 1995. - №2. – С. 36 – 40.

145. Шульга В.Ф. Нижнекарбоновая угленосная формация Донецкого бассейна / В.Ф. Шульга; – М.: Наука, 1981. – 175.

146. Шульга В.Ф. Проявление конседиментационных тектонических движений во Львовско-Волынском угольном бассейне / В.Ф. Шульга, С. Д. Храпкин, Е.О. Гирный // Докл. НАН Украины. – 1996. - № 1. – С. 68 – 72.

147. Шульга В.Ф. Угленосная формация. Карбон / В.Ф. Шульга // В кн.: Геотектоника Волыно-Подоллии. – Киев: Наукова думка, 1990. – С. 113 – 117.

148. Шульга В.Ф. Установление маркирующих горизонтов в карбоне Львовско-Волынского бассейна / В.Ф. Шульга // Докл. НАН Украины. – 1998. – №8. – С. 138 – 143.

149. Экзотические включения в угольных пластах Львовско-Волынского бассейна / В.Ф. Шульга, В.Я. Караваев, В.И. Маничев и др. // Докл. АН СССР. – 1989. – Т. 309. - №1. – С. 168 – 171.

150. Coal-Bearing Formation of the Lviv-Volyn Basin (2008). 7-th European Coal Conference. Leaders: V. Shulga, S. Byk, I. Dudok – lviv, 2008. 60.