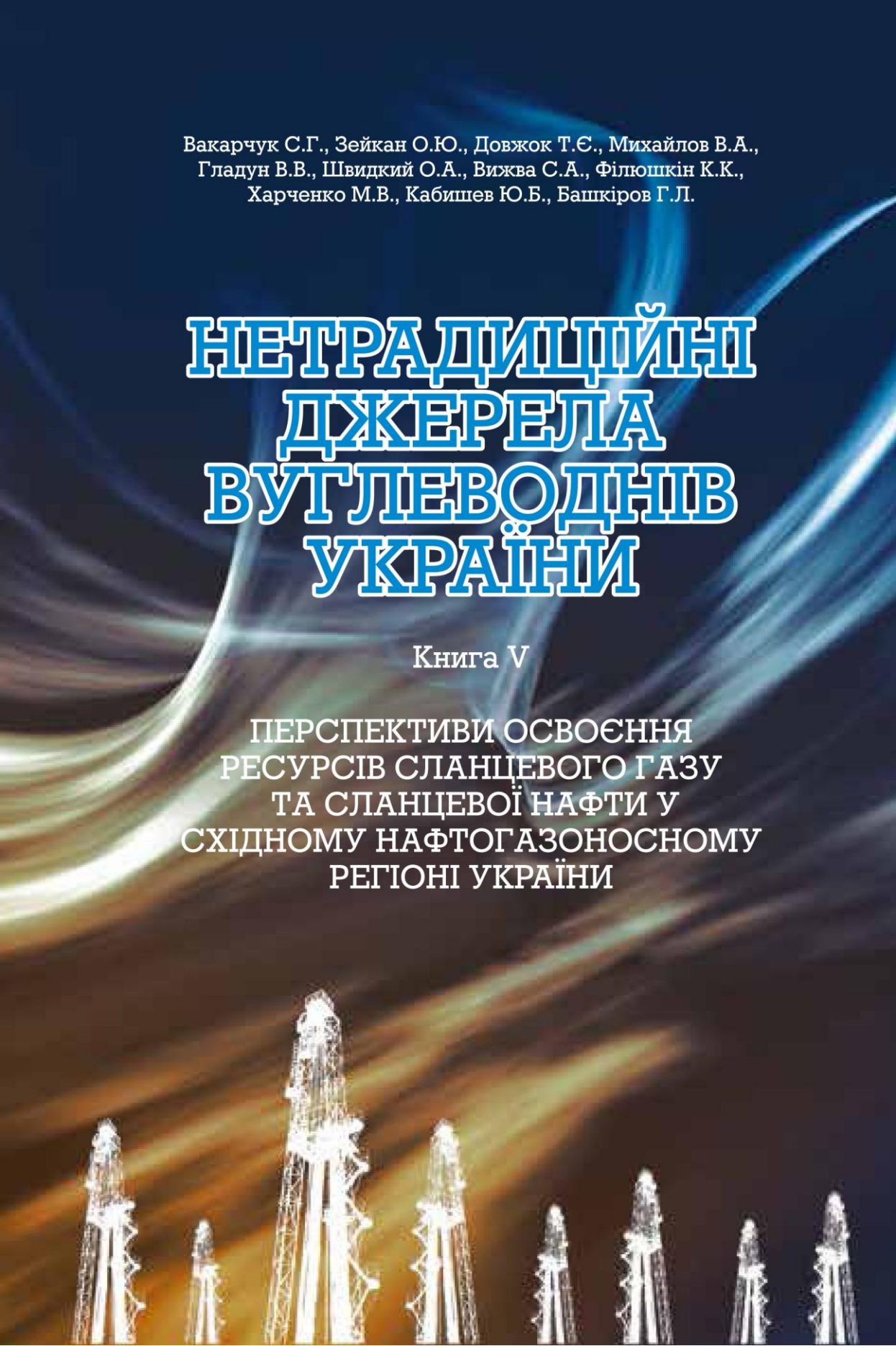
Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А.,
Гладун В.В., Швидкий О.А., Вижва С.А., Філюшкін К.К.,
Харченко М.В., Кабишев Ю.Б., Башкіров Г.Л.

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Книга V

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ТА СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ



НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ
«НАУКАНАФТОГАЗ»
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

МОНОГРАФІЯ

Книга V

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ТА СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Київ 2013

UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESOURCES OF UKRAINE

VOLUME V.

DEVELOPMENT POTENTIAL OF SHALE GAS AND SHALE OIL RESOURCES IN UKRAINE.

Vakarchuk S.G., Zeikan O.J., Dovzhok T.E.,
Mykhailov V.A., Gladun V.V., Shvidkiyy O.A., Vyzva S.A.,
Filyushkin K.K., Kharchenko M.V, Kabyshev Y.B., Bashkirov G.L.

KYIV – 2013

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

КНИГА V

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ТА СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А., Гладун В.В., Швидкий О.А., Вижва С.А., Філюшкін К.К., Харченко М.В., Кабишев Ю.Б., Башкіров Г.Л.

КИЇВ – 2013

УДК 553.98:550.8(477.52/.6)
ББК 26.343(4Укр5)
В15

На основі аналізу численного матеріалу по території Східного нафтогазоносного регіону України (який в цілому відповідає Дніпровсько-Донецькій западині) виконані регіональна та зональна прогнозні оцінки її території на наявність скупчень сланцевого газу та сланцевої нафти. Визначено перспективні стратиграфічні комплекси зі сприятливими умовами для формування сланцевого газу та сланцевої нафти (верхньодевонський, нижньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, верхньокам'яновугільний). Виділені перспективні зони для пошуків сланцевого газу та нафти. Виконано оцінку ресурсів сланцевого газу Східного нафтогазоносного регіону. Для фахівців науково-дослідних та виробничих підприємств і організацій паливно-енергетичного комплексу, викладачів, аспірантів та студентів нафтогазогеологічного напрямку, а також для вітчизняних та зарубіжних інвесторів.

На основе комплексного анализа геолого-физических материалов в пределах Восточного нефтегазоносного региона Украины (который в целом соответствует Днепровско-До нецкой впадине) выполнены региональная и зональная прогнозные оценки ее территории наличие скоплений сланцевого газа и сланцевой нефти. Определены перспективные стратиграфические комплексы с благоприятными условиями для образования сланцевого газа и сланцевой нефти (верхнедевонский, нижнекаменноугольный, среднекаменноугольный, верхнекаменноугольный). Выделены перспективные зоны для поисков сланцевого газа и нефти. Выполнена оценка ресурсов сланцевого газа Восточного нефтегазоносного региона. Для специалистов научно-исследовательских и производственных предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, преподавателей, аспирантов и студентов нефтегазогеологического направления, а также для отечественных и зарубежных инвесторов.

Regional and zonal tentative evaluation for shale gas and oil fields for the East Ukraine petroleum province territory (corresponding to the Dnieper-Donets basin in general) is made upon the analysis of voluminous geodata base. It was recognized promising stratigraphic sequences favorable for accumulations of shale gas and oil (Upper Devonian, Lower, Middle and Upper Carboniferous ones). Potential shale gas and oil plays in the DDB are outlined. Shale gas resources estimation for the East Ukraine petroleum province is made.

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

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

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

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

Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А., Гладун В.В., Швидкий О.А., Вижва С.А., Філюшкін К.К., Харченко М.В., Кабишев Ю.Б., Башкіров Г.Л.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти Східного нафтогазоносного регіону України: Монографія.– К.:ТОВ«ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.

ISBN 978 617 7114 160

Вакарчук С.Г., Зейкан О.Ю., Довжок Т.Є., Михайлов В.А., Гладун В.В., Швидкий О.А., Вижва С.А.,Філюшкін К.К., Харченко М.В., Кабишев Ю.Б., Башкіров Г.Л.

ЗМІСТ

Перелік скорочень 6
Передмова 7
РОЗДІЛ 1. Геологічна будова і нафтогазоносність Східного нафтогазоносного регіону України 9
1.1. Стратиграфія 9
1.2. Тектоніка 23
1.3. Нафтогазоносність 36
РОЗДІЛ 2. Геологічні критерії газоносності сланцевих порід 47
РОЗДІЛ 3. Стратиграфічні рівні поширення сланцевих газоносних відкладів в Дніпровсько-Донецькій западині 53
РОЗДІЛ 4. Закономірності просторового поширення газоперспективних комплексів 63
4.1. Геолого-геохімічне обґрунтування перспектив газоносності сланцевих відкладів 63
4.1.1. Катагенетичні зміни органічної речовини та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини 63
4.1.2. Особливості аналітичних досліджень перспективних сланцевих відкладів 67
4.1.3. Загальні особливості генераційного потенціалу палеозойських відкладів 77
4.1.4. Геохімічні та катагенетичні особливості перспективних відкладів 79
4.1.5. Просторові особливості катагенетичної характеристики 82
4.2. Просторова локалізація перспективних сланцевих відкладів 83
4.2.1. Верхньодевонський мегакомплекс 96
4.2.2. Нижньокам'яновугільний мегакомплекс 105
4.2.3. Середньокам'яновугільний мегакомплекс 120
4.2.4. Верхньокам'яновугільний мегакомплекс 130
РОЗДІЛ 5. Перспективні зони Дніпровсько-Донецької западини для пошуків сланцевого газу у відкладах девонського та кам'яновугільного комплексів 140
5.1. Зачепилівсько-Ливенська перспективна зона 140
5.2. Борківсько-Великозагорівська перспективна зона 140
5.3. Окопівська перспективна зона 143
5.4. Миргородсько-Ливенська перспективна зона 148
5.5. Західномихайлівсько-Південноблизнюківська перспективна зона 148
5.6. Римарівсько-Більська перспективна зона 166
5.7. Веселівсько-Новомечебилівська перспективна зона 170
5.8. Червонодонецько-Дробишівська перспективна зона 174
5.9. Юзівська перспективна зона 183
5.10. Мелихівсько-Шебелинська перспективна зона 187
5.11. Артемівська перспективна зона 191
5.12. Євгеніївсько-Дружелюбівська перспективна зона 196
РОЗДІЛ 6. Методика кількісної оцінки ресурсів газу в сланцевих відкладах та ресурсний потенціал найбільш перспективних зон 200
6.1. Методика кількісної оцінки ресурсів газу в сланцевих відкладах 200
6.2. Ресурсний потенціал найбільш перспективних зон 203
РОЗДІЛ 7. Перспективи освоєння сланцевої нафти в палеозойських відкладах Східного регіону України 207
РОЗДІЛ 8. Визначення першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт на пошуки сланцевого газу у відкладах девонського та кам'яновугільного комплексів Дніпровсько-Донецької западини 224
Висновки 226
Перелік посилань 232

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВПТ ..... аномально високий пластовий тиск
АК . . . . . апокатагенез
ВА ..... Воронезька антекліза
ВВ . . . . . вуглеводні
ВЗГ ..... верхня зона газоутворення
ВНДГНІ . . . . . Всеросійський науково-дослідний геологічний нафтовий інститут
ГДС . . . . . геофізичні дослідження в свердловині
ГЗГ..... головна зона газоутворення
ГЗН . . . . . головна зона нафтоутворення
ДДГНО..... Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область
ДДЗ . . . . . Дніпровсько-Донецька западина
ДСС..... Донецька складчаста споруда
ІГіГГК..... Інститут геології і геохімії горючих копалин
ІГН НАНУ..... Інститут геологічних наук Національної академії наук України
КВ ..... кора вивітрювання
МГЗ..... мікроградієнт зонд
МК ..... мезокатагенез
МПЗ ..... мікропотенціал зонд
МФГ . . . . . мікрофауністичний горизонт
Н Г К . . . . . нафтогазоносний комплекс
Н і . . . . . водневий індекс
ОІ..... кисневий індекс
ОР ..... органічна речовина
ПГ . . . . . протокатагенез
ПП..... Прип'ятський прогин
РП МЗГТ . . . . . Регіональний профіль методом загальної глибинної точки
СЄП . . . . . Східно-Європейська платформа
$C_{орг}$, ТОС . . . . . загальний вміст органічного вуглецю
СТЛ . . . . . Сарматсько-Туранський лінеамент
T_{max} . . . . . ступінь термальної зрілості
УкрДГРІ ..... Український державний геологорозвідувальний інститут
УкрНДІгаз .... Український науково-дослідний інститут газу
УКЩ..... Український кристалічний щит
УП . . . . . умовне паливо
LOM ..... рівень органічного метаморфізму
R^o . . . . . відбиваюча здатність вітриніту
ТАІ ..... індекс термічного перетворення нерозчинної органічної речовини

ПЕРЕДМОВА

Безперервне нарощування видобутку нафти і газу для потреб світової економіки призводить до поступового виснаження традиційних родовищ вуглеводнів. Внаслідок цього перед світовою спільнотою постало завдання якомога прискореного пошуку додаткових джерел вуглеводневої сировини, в зв'язку з чим почались або реанімувались роботи з їх дослідження.

Особливу увагу провідних науковців та виробничників серед джерел додаткової вуглеводневої сировини привернули специфічні з точки зору як їх походження, так і пошуку, розвідки і видобутку, важкі нафти й бітуми, сланцевий газ, газ ущільнених порід, газ сорбований у вугільних шарах, тощо. Достатньо успішні за останні роки дослідження «проблеми» сланцевих порід, ущільнених порід та вугільних пластів зумовили суттєве збільшення видобутку природного газу в США, початок його видобутку в Канаді, інтенсифікацію досліджень в даній сфері в багатьох країнах світу (Австралія, Китай, Німеччина, Велика Британія, Швеція, Польща та ін.). Все це може призвести або вже призвело до перерозподілу джерел постачання газу і відповідно до зміни ряду пріоритетів, у тому числі і політичних.

Аналіз світового досвіду показує, що серед зазначених вище типів одним із найбільш перспективних є сланцевий газ. Саме інтенсивне освоєння ресурсів сланцевого газу дозволило Сполученим Штатам Америки в 2009 році стати світовим лідером з видобутку газу, посунувши на другу позицію Російську Федерацію.

Значним потенціалом сланцевого газу характеризуються і нафтогазоносні регіони України, і в першу чергу Східний регіон (Дніпровсько-Донецька западина). За величиною як початкових, так і поточних ресурсів вуглеводнів Східний нафтогазоносний регіон посідає провідне місце в Україні.

На сьогодні в Східному регіоні ступінь реалізації початкових ресурсів (частка накопиченого видобутку і балансових видобувних запасів від початкових потенційних ресурсів) традиційних вуглеводнів становить (за даними УкрДГРІ) 55,4%. Наразі більша частина прогнозних ресурсів вуглеводнів пов'язана із різноманітними неантиклінальними пастками — літологічно, стратиграфічно, тектонічно екранованими та комбінованого типу. Проте, відносно невисокий їх ресурсний потенціал ускладнює стабілізацію видобутку вуглеводнів, а тим більше подальше його нарощування. Для вирішення даного питання потрібні, зокрема, пошуки альтернативних джерел (комплексів, об'єктів) вуглеводневої сировини. Значні перспективи подальшого нарощування ресурсної бази пов'язуються з освоєнням ресурсів сланцевого газу.

В основу даної роботи покладено геолого-геофізичні матеріали, отримані під час виконання тематичних робіт на замовлення Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» рядом творчих колективів у складі співробітників Науково-дослідного інституту нафтогазової промисловості Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз»), Київського національного університету імені Тараса Шевченка та Інституту геології і геохімії горючих корисних копалин НАН України, а саме: «Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України», «Перспективи газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів

України», «Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвенційний газ», «Обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт з пошуків газу неконвенційного типу у відкладах турнейсько-нижньовізейського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ», «Прогнозна оцінка газоносності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ», «Регіональний прогноз зон поширення нетрадиційних колекторів та неантиклінальних пасток вуглеводнів у візейських відкладах північного заходу ДДЗ» та «Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні».

Дана книга є логічним продовженням книги 4, в якій висвітлені результати крупномасштабних спеціалізованих петрофізичних та геохімічних досліджень сланцевих утворень, що виконані фахівцями Київського національного університету імені Тараса Шевченка в 2010-2012 роках. Результати цих досліджень широко використовувались під час вивчення та встановлення закономірностей просторового та вікового поширення перспективних на сланцевий газ порід в Східному нафтогазоносному регіоні України.

Крім того, в даній роботі широко використовувались геолого-геофізичні та геолого-промислові матеріали та результати досліджень, які були отримані під час проведення геологорозвідувальних робіт, спрямованих на пошук традиційних родовищ нафти і газу. Всього було проаналізовано і використано у роботі результати понад 600 аналізів петрофізичних властивостей порід, 1150 аналізів катагенетичної зрілості порід, 350 визначень $C_{орг}$, 150 рентгено-структурних аналазів і понад 1000 описів керна та шліфів.

Також з метою виділення у розрізі інтервалів залягання сланцевих порід, перспективних на неконвеційний газ, і оцінки їх промислових параметрів була виконана комплексна інтерпретація матеріалів ГДС 125 свердловин із застосуванням спеціалізованих закордонних та авторських методик.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

1.1 Стратиграфія

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) виповнена потужною товщею осадових порід від середньодевонських до четвертинних включно. Їм притаманні різноманітний літологічний склад і широкий набір фаціальних обстановок — від відкрито-морських до лагунних (вапняки, сіль, крейда, ангідрити) та континентальних (вугілля, строкатобарвні породи). Осадові утворення залягають на архейсько-нижньопротерозойському кристалічному фундаменті.

АРХЕЙСЬКО-НИЖНЬОПРОТЕРОЗОЙСЬКИЙ КРИСТАЛІЧНИЙ ФУНДАМЕНТ (AR-PR)

Найдавніші розкриті в межах ДДЗ утворення — це гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти, метавулканогенно-осадові породи архею та нижнього протерозою. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного віку порід свідчать, що в кристалічному фундаменті западини присутні всі основні архейські та нижньопротерозойські стратиграфічні підрозділи, вивчені на Українському кристалічному щиті та Воронезькій антеклізі [25, 61, 80].

Питання про наявність верхньопротерозойських і нижньопалеозойських порід залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням у корінному заляганні. Разом з тим за аналогією з іншими рифтогенними прогинами древніх платформ є підстави припустити присутність у ДДЗ проміжного комплексу відкладів між докембрійським кристалічним фундаментом та значно молодшою осадовою товщею порід верхнього палеозою [51].

ПАЛЕОЗОЙСЬКА ЕРАТЕМА

Палеозойська ератема представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами [24].

ДЕВОНСЬКА СИСТЕМА (D)

Відклади девону залягають з перервою і стратиграфічною незгідністю на утвореннях архейсько-протерозойського кристалічного фундаменту. Розріз починається з верхньої частини ейфельського ярусу і завершується озерсько-хованськими відкладами фаменського ярусу [3, 14, 24].

За літологічними особливостями і послідовністю наверствування в розрізі девону чітко виділяють п`ять літологічних комплексів: підсольовий, нижній соленосний, міжсольовий, верхній соленосний та надсольовий. Виділені комплекси в ДДЗ, як і в Прип`ятському прогині, широко використовуються в практиці робіт під час пошуків нафти і газу.

Стратиграфічно девонські відклади в ДДЗ представлені верхньою частиною середнього і верхнім відділами системи. Товщина їх змінюється від 2000-2500 м до 4000-5000 м залежно від структурної позиції ділянок, де розкриті відклади девону. Як пра-

вило, на бортах западини і на виступах фундаменту девонські відклади були повністю розмиті в передкам`яновугільний час або збереглися лише на окремих ділянках у вигляді останців незначної товщини. Слід зазначити, що порівняно з іншими районами Східно-Європейської платформи товщини девону в ДДЗ значно збільшені, мають строкатий фаціальний склад і характеризуються широким розвитком вулканітів і солей.

Середній відділ (D_2). Відклади середнього девону в ДДЗ представлені ейфельським і живетським ярусами.

Ейфельський ярус. Існування відкладів цього ярусу підтверджено результатами спорово-пи¬лкового аналізу на Грибоворуднянській і Городищенській (св. 500) площах [24]. Ейфельський ярус умовно поділяється на клінцовський, мосоловський і чорноярський горизонти, які разом складають грибоворуднянську світу. Ейфельський ярус на північ¬ному заході западини представлений товщею, що в нижній частині складена піщано-алевритовими різновидами порід, а у верхній — сірими та строкатобарвними карбонатно-глинистими породами. Товщина відкладів ейфельського ярусу змінюється від 25 до 60 м, збільшуючись у Городищенській св. 500 до 85 м за рахунок появи в розрізі ефузивних порід.

Живетський ярус. Предствлений старооскольським надгоризонтом, відклади якого залягають із стратиграфічною незгідністю на ейфельських та породах докембрійського кристалічного фундаменту.

Старооскольський надгоризонт на північному заході ДДЗ в нижній частині розрізу представлений пісковиками сірими, інколи строкатобарвними, дрібнозернистими, добре відсортованими, кварцовими, у верхній — строкатобарвними аргілітами з пропластками вапняків і доломітів, в яких Р.В. Передерій виявила остракоди, а Л.П. Кононенко — споровий комплекс, що достатньо надійно підтверджують старооскольський вік відкладів на Грибоворуднянській та Городищенській площах [24]. Умовно старооскольські відклади виділяються на Брусилівській, Лавінській, Максаківській та інших площах.

Товщина старооскольських відкладів на досліджуваній території змінюється від 20-30 до 80 м.

Верхній відділ (D_3). Відклади верхнього девону в ДДЗ мають широке розповсюдження і відсутні лише на високо піднятих виступах фундаменту (Кошелівський, Брусилівський, Старохуторський). Представлені вони франським і фаменським ярусами [24].

Франський ярус. Нижньофранський під`ярус виділяється в пашійського, тиманського, саргаєвського і семилуцького горизонтів [24].

Пашійсько-тиманські відклади представлені у нижній частині переважно строкатобарвними піщано-алевритовими породами, у верхній — глинистими з проверстками сірих вапняків і доломітів. Слід зазначити, що пашійський горизонт виділено умовно, а тиманський (киновський) охарактеризований палеонтологічно. Товщина пашійсько-тиманських відкладів на Остапівсько-Білоцерківському виступі змінюється в межах 34-60 м, на території північно-західної частини западини — 25-55м.

Саргаєвський горизонт з розмивом залягає на тиманському. Він представлений в більшості сірими, коричневато-бурими, перекристалізованими доломітами і вапняками. В остан¬ніх відмічаються стилоліти, тріщини, іноді пустоти і каверни вилу-

говування. У низах горизонту відмічаються гнізда, лінзи ангідритів.

Товщина горизонту змінюються від 23 до 37 м, зменшуючись у крайових частинах западини до 10-15 м.

Семилуцький горизонт. Породи семилуцького горизонту згідно залягають на саргаєвському горизонті і зі стратиграфічною незгідністю перекриваються відкладами алатирського віку. В центральній частині западини, в межах Остапівсько-Білоцерківського виступу, горизонт складений темно-сірими аргілітами, зеленувато-сірими, детритовими, перекристалізованими вапняками з прошарками алевролітів. Відмічаються прошарки ефузивних порід і пірокласти основного складу. Загальна їх товщина 50-200 м.

Верхньофранський під`ярус. В Дніпровсько-Донецькій западині верхньофранський під`ярус представлений речицьким, воронезьким, євланівським і лівенським горизонтами, які входять до двох літологічних комплексів. Речицький і воронезький горизонти складають верхню частину підсольового комплексу, а євланівський і лівенський горизонти — нижній соленосний комплекс.

Речицький горизонт включає нижню частину трансгресивного комплексу верхнього франу. Він складений переважно строкатобарвними і зеленувато-сірими аргілітами, алевролітами, мергелями, вапняками, в нижній частині гравелітами і туфопісковиками. В останніх трапляються уламки вапняків і доломітів, які свідчать про розмив семилуцьких відкладів. Відклади речицького горизонту складають клубівську світу. Товщина 50-100м.

Воронезький горизонт в нижній частині характеризується чергуванням аргілітів, вапняків, мергелів, які інколи заміщуються туфами основного складу. Товщина відкладів нижньої частини 80-130 м. Верхня частина горизонту в центральній і південно-східній частині западини складена сульфатно-карбонатними і глинистими породами, які чергуються з ангідритами і кам`яною сіллю. Слід зазначити, що в окремих тектонічних блоках западини у воронезький час накопичувались ефузивно-туфогенні і соленосні породи. Товщина цих відкладів коливається в значних межах, за рахунок роздуву пластів солі або появи туфогенно-ефузивних утворень (від 100 до 1000 м).

Євланівський та лівенський горизонти. Ці горизонти, як правило, не розділяються і разом складають нижній соленосний комплекс. Євланівсько-лівенські відклади мають складну геологічну будову, строкатий фаціальний склад, який змінюється як у просторі, так і у часі. На різних площах соленосна товща неодночасно починала і закінчувала нагромаджуватися. Залежно від тектонічної позиції тієї чи іншої площі змінювалися літолого-фаціальний склад і товщина євланівсько-лівенських порід. Найбільші товщини соленосної товщі відмічаються в місцях, де активно проявляється солянокупольна тектоніка, тут вони часто перевищують 3000 м. В нормальному заляганні вона становить 200-350 м. Товщини ефузивно-туфогенної і глинисто-карбонатної товщ більш витримані і відповідно змінюються в межах 400-500 м і 100-150 м.

Фаменський ярус. Цей ярус поділено на три під`яруси — нижній, середній іверхній [24].

Нижньофаменський під`ярус. За фауністичною характеристикою в ньому виділяються задонський і єлецький горизонти, які разом утворюють міжсольовий комплекс девону. Останній має чітку двочленну будову, що відповідає двом циклам осадконакопичення. Нижня частина міжсольового комплексу представлена глинисто-карбо-

натною товщею. Верхня частина складена піщано-алеврито-глинистими породами і відноситься до єлецького горизонту. Найповніші розрізи цих відкладів розкриті свердловинами в північній (на ділянці Макарівка-Синівка) і південній (на ділянці Видельці-Горобці) прибортових зонах, де максимальні товщини їх сягають більше 3000 м. В той же час в центральній частині западини товщина їх скорочується до 50-80 м. На піднятих виступах фундаменту і на склепіннях солянокупольних структур міжсольові відклади повністю розмиті передкам`яновугільним переривом.

Задонський горизонт складений переважно чергуванням в різному співвідношенні шарів різних типів вапняків і мергельно-глинистих порід. Вапняки світло-сірі, жовтуваті, органогенно-детритові, іноді — брекчійовані, доломітизовані. На ділянках, де збільшуються товщини відкладів задонського горизонту, поширені пачки світло-сірих органогенних і онколітових водоростевих вапняків, часом коралових різновидностей, характерних для рифогенних фацій. Товщина задонського горизонту змінюється в межах 200-500 м. На виступах фундаменту і на склепіннях солянокупольних структур ці відклади відсутні.

Єлецький горизонт. Відклади цього горизонту широко розвинуті в межах ДДЗ. Залягає горизонт незгідно на породах задонського, а перекривається соленосними відкладами лебедянського віку або ж трансгресивно зрізається утвореннями нижнього карбону. Представлений горизонт теригенною товщею, яка складається з переверствування пластів і пачок аркозових різнозернистих та добре відсортованих пісковиків, алевролітів і аргілітів. Вік єлецького горизонту встановлений за фауною гоніатитів, брахіопод і остракод. Останні представлені своєрідною асоціацією, в якій є представники, властиві глибоководним фаціям доманікового типу.

Середньофаменський під`ярус. Цей під`ярус відповідно до прийнятої регіональної схеми стратиграфії поділяється на три горизонти: лебедянський, оптуховський (адамовський), павловський (горобцівський).

Лебедянський горизонт. За літологічними властивостями горизонт має чітку тричленну будову, типову для соленосних формацій.

Нижня частина складається з тонкого чергування світло-сірих доломітизованих вапняків, ангідритів з прошарками пісковиків і алевролітів. Товщина цієї частини змінюється від 50 до 200 м. Середня частина представлена сірою крупнокристалічною кам`яною сіллю з прошарками ангідритів. Інколи в солі зустрічаються ефузивні породи типу базальтів і жильні породи типу долеритів. Товщина 150-400 м. Верхня частина лебедянського горизонту товщиною 50-120 м характеризується тонким переверствуванням темно-сірих аргілітів, алевролітів, вапняків і доломітів.

Оптуховський (адамовський) горизонт. Відклади представлені темно-сірими, майже чорними тонкодисперсними вапнистими аргілітами з лінзо-подібними тонкими проверстками сірих пелітоморфних вапняків. Трапляються проверстки пісковиків і алевролітів. Товщина змінюється від 150 до 700 м.

Верхньофаменський під`ярус. До складу цього під`ярусу входять озерський і хованський горизонти. Відклади цих горизонтів склада¬ють значну частину тієї товщі, яка довгий час називалася перехідною від девону до карбону [11, 14, 24, 29, 71]. За літологічним складом озерсько-хованські відклади в північно-західній частині западини і

в осьовій зоні ДДЗ представлені строкатобарвною теригенною піщано-алевро-глинистою товщею порід, а в південній прибортовій зоні — переважно карбонатно-глинистою товщею з проверстками пісковиків і алевролітів.

В південній прибортовій зоні на Кременківській, Зачепилівській, Руденківській, Горобцівській площах озерсько-хованська товща за літологічним складом чітко поділяється на дві світи — кременівську і руденківську.

Кременівська світа. Відклади цієї світи з кутовою і стратиграфічною незгідністю залягають на породах середнього фамену. Світа складена сірими вапняковими породами з проверстками сірих, строкатобарвних алевролітів, пісковиків і вапня¬ків. Вапняки переважно сірі, органогенно-уламкові, оолітові, інколи водоростеві, різного ступеня доломітизації. Товщина відкладів світи 500-800 м.

Руденківська світа незгідно залягає на підстилаючих породах кременівської світи. Розріз руденківської світи має тричленну будову — нижня товща переважно карбонатна, починається пачкою сірих перекристалізованих органогенних, часто криноїдно-брахіоподових вапняків, середня представлена теригенними піщано-алевритовими з прошарками глинистих і карбонатних порід; верхня, як і нижня, переважно карбонатна, але з прошарками глинистих і теригенних порід. Товщина змінюється в межах від 150 до 1000 м.

Кам'яновугільна система (С)

Кам'яновугільний комплекс. Відклади цього комплексу мають широке розповсюдження в западині. Вони залягають з регіональним перервом і кутовою незгідністю різними своїми літостратиграфічними підрозділами на різновікових і різнофаціальних горизонтах девону та протерозою [1, 3, 11, 15, 24, 71, 74].

В регіональному плані характерним для кам'яновугільних відкладів є послідовна зміна їх складу з південного сходу на північний захід від переважно карбонатних і карбонатно-глинистих морських товщ до теригенних прибережно-морських, лагунних і строкатобарвних континентальних утворень. Значно зростає для окремих підрозділів карбону роль теригенних порід в прибортових зонах. О.Ю. Лукіним вперше встановлена фаціальна зональність кам'яновугільних відкладів [54]. Для осадків карбону в западині він виділяє п'ять структурно-фаціальних зон. Слід також відмітити, що відбувається загальне зменшення товщин відкладів карбону з південного сходу на північний захід, а також в бік прибортових частин западин внаслідок розмиву відкладів окремих частин розрізу та їх генетичного (седиментаційного) виклинювання. Найповніші в стратиграфічному відношенні розрізи приурочені до найбільш занурених зон западини. Товщина відкладів карбону центральної частини ДДЗ сягає понад 3000 м.

В ДДЗ виділені та фауністично обґрунтовані нижній, середній та верхній відділи кам'яновугільної системи. Вони, в свою чергу, діляться на яруси, під'яруси, горизонти і світи, які зіставляються з зонами Донецького басейну та стратиграфічними підрозділами Східно-Європейської платформи [73].

Найбільший вклад у вивчення стратиграфії і літології відкладів карбону внесли А.О. Білик, Н.Є. Бражнікова, Г.І. Вакарчук, Л.Г. Винниченко, М.В. Вдовенко, Л.П. Кононенко, В.Т. Кривошеєв, О.Ю. Лукін, С.В. Онуфришин, В.К. Тетерюк та інші.

За основу розчленування ранньокам'яновугільних відкладів западини взята схема Н.Є. Бражнікової, згідно з якою відклади раннього карбону поділяються на мікрофауністичні горизонти (МФГ) [15].

Нижній відділ (C_1). Нижньокам'яновугільні відклади на основі комплексних досліджень розділені на турнейський, візейський та серпуховський яруси. Літостратиграфічне розчленування турнейських, візейських та серпуховських розрізів базується на матеріалах багаторічних досліджень керна численними дослідниками.

Турнейський ярус (C_1t). Найбільш повні розрізи турнейського ярусу розкриті свердловинами на Бакумівській, Сорочинській, Рудівській, Зорківській, Ярівській, Мачуській, Яблунівській площах центральної частини западини та в південно-східній прибортовій частині на Новомиколаївській, Зачепилівський, Юріївській та на інших площах. В зазначених розрізах турнейський ярус добре охарактеризований фауною форамініфер, брахіопод, остракод і виділяється в обсязі XV мікрофауністичного горизонту, нижня межа якого в ДДЗ відповідає границі між карбоном і девоном. Відклади турнейського віку в повних розрізах за палеонтологічними даними поділяються на два під'яруси.

Нижньотурнейський під'ярус (C_1t_1). Основна частина розрізу складена вапняками сірими і темно-сірими, шламово-детритовими, часто доломітизованими, інколи різною мірою глинистими, з прошарками сірих і темно-сірих аргілітів, алевролітів та карбонатних пісковиків. В південній прибортовій зоні, де нижньотурнейській під'ярус представлений в основному вапняковою товщею [58], виділена юріївська світа, а в зоні облямування Срібненської депресії, де під'ярус складений аргілітами, алевролітами з прошарками вапняків, установлена зорківська світа.

На Мачуській, Юріївській, Сорочинській та інших площах у верхній частині карбонатної товщі під'ярусу водорості разом з брахіоподами, форамініферами та криноідеями подекуди утворюють органогенні споруди типу біогермів і біостромів. В осьовій частині ДДЗ в розрізі під'ярусу переважають вапняки чорні, окременілі і дуже глинисті.

За фауною форамініфер, брахіпод, остракод в під'ярусі виділяються зони C_1tb_1 і C_1tb_2 Донбасу, які відповідно зіставляються з мальовським та упінським горизонтами Східно-Європейської платформи. В розрізі описуваного під'ярусу чітко виділяються два цикли, які відповідають продуктивним горизонтам Т-1 і Т-2 [16]. Товщина відкладів під'ярусу змінюється від 50 до 350 м.

Верхньотурнейський під`ярус ($C_1t_2$). В межах ДДЗ відклади верхньотурнейського під`ярусу представлені піщаними, глинисто-піщаними, карбонатно-глинистими та карбонатними породами. За фауною форамініфер, брахіпод, остракод в під'ярусі виділяються зони C_1tc і C_1td Донбасу, які відповідно зіставляються з черепетським та кізеловським горизонтами Східно-Європейської платформи [67, 68, 69].

Відклади зони C_1tc (черепетський горизонт). Відклади цієї зони представлені двома типами розрізу — глинисто-карбонатним і теригенним. Глинисто-карбонатні відклади домінують у межах прибортових зон центральної та південно-східної частини ДДЗ. Вони представлені вапняками чорними, міцними, сильно глинистими, з рідкими уламками кріноідей та відбитками брахіопод. Вапняки мікро-тонко-зернисті, ділянками перекристалізовані, місцями з домішками вуглистої речовини, з поодинокими спі-

кулами губок, стулками остракод та уривками водоростей Kamaena, форамініферами.

В межах північно-західної частини ДДЗ відклади зони C_1tc представлені в основному теригенними породами — пісковиками та аргілітами. Пісковики в товщі значно переважають і становлять 60-70% розрізу. Представлені світло-сірими та сірими різновидами, масивними, дрібнозернистими, середньозернистими та різнозернистими, нерідко з гравійними уламками, деякі горизонти з вуглефікованим рослинним детритом та сферолітами сидериту. Аргіліти товщі темно-сірі та сірі, масивні, плитчасті, містять вуглефіковані рештки рослин, збагачені дрібними сферолітами сидериту. Зустрічаються прошарки сірих алевролітів, з вуглефікованим рослинним детритом, місцями вони вуглисті з рештками стигмарій.

Максимальна товщина відкладів зони C_1tc розкрита в занурених зонах западини і становить 200-250 м, в прибортових районах вона зменшується до десятків метрів, а на крупних підняттях ці відклади взагалі відсутні.

Відклади зони C_1td (кізеловський горизонт). Відклади кізеловського горизонту складені в основному пісковиками та аргілітами, рідше — вапняками. Вапняки поширені лише в межах південно-східної частини південної прибортової зони ДДЗ. В межах південно-східної та центральної частин ДДЗ відклади горизонту представлені перешаруванням пісковиків та аргілітів. В межах північно-західної частини ДДЗ — пісковиками.

Аргіліти сірі та темно-сірі, шаруваті та масивні, нерідко тонковідмучені, деякі прошарки зі значним домішком вуглефікованого рослинного детриту. Вапняки глинисті, в основному органогенно-уламкові, які складені черепашками форамініфер, брахіопод, рідше уламками криноідей та водоростей. Пісковики темно-сірі, полімікто-ві, невідсортовані, з глинистим та кальцитовим цементом базального типу.

Товщина горизонту залежить від проявлення переднижньовізейського регіонального перериву в осадконакопиченні і зменшується до периферійних частин западини.

Найбільша товщина відкладів розкрита у Срібненській депресї, де досягає 310-370 м, в прибортових зонах вона зменшується до декількох десятків метрів.

Візейський ярус. Відклади візейського віку в межах западини поширені повсюдно. Однак найбільш повні їх розрізи розкриті свердловинами на площах, розташованих в центральних районах Срібненської і Жданівської депресій, де вони досягають товщини більше 1500 м.

В межах западини візейський ярус поділяється на нижньо- та верхньовізейські під'яруси, які в свою чергу, відповідно до схеми Н.Є. Бражнікової [15], поділяються на мікрофауністичні горизонти (X, XI, XII, XIIa, XIII і XIV).

Нижньовізейський під'ярус. Відклади нижньовізейського під'ярусу з глибоким розмивом та кутовою незгідністю залягають на різних горизонтах турнейського ярусу, а в прибортових зонах і на бортах западини — на відкладах девону та утвореннях архей-протерозою [12, 55, 66]. Відклади нижньовізейського під'ярусу розповсюджені практично на всій території ДДЗ. Товщина їх змінюється від 30 до 350 м.

За комплексом форамініфер, брахіопод і остракод нижньовізейський під'ярус поділяється на XIV та XIII мікрофауністичні горизонти [15], а за літологічним складом порід в ньому виділяються дві світи — пісківська і яблунівська [68].

XIV мікрофауністичний горизонт в центральній частині западини в районі Срібненської і Жданівської депресій представлений переважно карбонатно-гли¬нистою товщею, якій притаманні чергування мілководно-морських та депресійних типів порід. Розріз загалом складений аргілітами. Вапняки розвинуті у вигляді окремих верств товщиною від 2-5 м до 15 м, далі на південний схід вапняки в нижньовізейському розрізі переважають над аргілітами. Серед вапняків виділено декілька різновидів, що чергуються у розрізі та перешаровуються аргілітами.

Переважають вапняки темно-сірі, мікрозернисті, глинисті, перекристалізовані з рідкою дуже дрібною фауною форамініфер та тонкоребристих брахіопод. В середній частині розрізу зустрічаються вапняки сірі, органогенно-полідетритусові, водоростеві, масивні, місцями лінзовидні і шаруваті, іноді тріщинуваті та кавернозні. На Яблунівській, Рудівській, Ярівській, Бакумівській площах в розрізі XIV МФГ виявлені окремі невеликі за розмірами органогенні побудови. Аргіліти, що розвинуті серед вапняків, темно-сірі, майже чорні, міцні, вапнисті та не вапнисті, з фауною остракод. Вони є хорошими реперами для кореляції. У межах Луценківсько-Рудівського поперечного валу в глинисто-карбонатному розрізі XIV МФГ зустрічаються прошарки доломітизованих вапняків і доломітів. Глинисто-карбонатну товщу XIV МФГ Г.І. Вакарчук і О.Ю. Лукін виділили в пісківську світу [54, 68]. Значна частина розрізу має чітку тричленну будову, тобто виділяються три ритмопачки, які відповідають продуктивним горизонтам В-27, В-26н, В-26в. Витриманість морських глинистих пачок дозволяє однозначно виділити продуктивні горизонти за даними ГДС в окремих свердловинах як в межах окремих площ, так і в регіональному плані. Продуктивні горизонти В-27, В-26н, В-26в відповідають зонам C_1Va, C_1Vb, C_1Vc і підзоні C_1Vd_1 Донецького басейну і зіставляються з ельховським, радаївським та бобриківським горизонтами Східно-Європейської платформи [12, 16].

В напрямку до бортів западини та на захід від Срібненської і Жданівської депресій фаціальний склад і товщина відкладів XIV МФГ змінюються. Так, в розрізі карбонатно-глинистої товщі поступово з'являються алевроліти, дрібнозернисті, а потім і крупнозернисті пісковики, горизонти вуглистих аргілітів і прошарки кам'яного вугілля.

Товщина відкладів XIV МФГ змінюється від 50 м до 200 м.

XIII мікрофауністичний горизонт. Осадки цього горизонту розвинуті значно ширше, ніж підстилаючі утворення, і відомі геологам під назвою "нижньовізейська карбонатна плита".

До покрівлі нижньовізейської карбонатної плити приурочений геофізичний відбиваючий горизонт $Vв_3$, який широко використовується геологами і геофізиками для різних геологічних побудов майже на всій території ДДЗ. Глинисто-карбонатні відклади XIII МФГ виділені в яблунівську світу.

В занурених зонах ДДЗ відклади XIII МФГ представлені перешаруванням вапняків з аргілітами. Вапняки товщі сірі, рідше світло-сірі, темно-сірі, органогенно-уламкові, брахіоподово-форамініферові, остракодово-форамініферові, криноїдно-форамініферові, моховатко-коралово-форамініферові, криноїдні, брахіоподові, спікуло-форамініферові, форамініферово-водоростеві. Часто зустрічаються дуже глинисті різновиди, які переходять в аргіліти вапнисті та невапнисті, виділяються пелітоморфні різно-

види. Місцями у вапняках відмічено окременіння, часто бітумінізація. Зустрічаються прошарки доломітів і доломітизованих вапняків. Вапняні різновиди аргілітів містять тонкий органогенний детрит, нерідко шаруваті, плитчасті [18].

Невапняні аргіліти розділяють пачки вапняних порід і складені відмученими масивними, темно-сірими, майже чорними різновидами, нерідко піритизованими. Характерно, що пачки вапняків і вапняних аргілітів розділяються пластами невапняних тонковідмучених аргілітів, які є стійкими і надійно витриманими горизонтами. Вони дають можливість детально розчленувати розрізи відкладів XIII МФГ і встановити їх повноту.

Найбільш повні розрізи карбонатної товщі розкриті свердловинами на Волківській, Рудівській, Яблунівській, Сорочинській та Бакумівській площах, де виявлено 7 пачок вапняків [18], розділених прошарками морських, тонковідмучених чорних аргілітів. Дві нижні пачки вапняків складають продуктивний горизонт В-25, а чотири верхніх – горизонт В-24 [16]. В межах Свиридівської, Червонозаводської та інших площ у верхній частині розрізу нижньовізейських відкладів виділяється товща теригенних порід, яка складена аргілітами з прошарками вапняків і відноситься нами до продуктивного горизонту В-24в.

Карбонатні відклади широко розвинуті також на облямуванні Срібненської депресії, де вони [5, 18, 52, 56] утворюють різні типи рифогенних і біогермних тіл, в яких уже відкрито низку нафтогазоконденсатних родовищ (Селюхівське, Біличівське, Малосорочинське та ін.).

Формування нижньовізейських відкладів відбувалося в умовах продовження розширення площі ранньокам'яновугільної трансгресії з південного сходу на північний захід.

Товщина відкладів XIII МФГ змінюється в широких межах від 0 до 150 м. XIII МФГ виділяється в обсязі підзони C_1vd_2 і C_1ve_1 Донбасу та зіставляється з нижньотульським горизонтом Уніфікованої схеми [16].

Верхньовізейський під'ярус. Під'ярус залягає зі стратиграфічним перериванням на підстилаючих утвореннях нижнього візе, турне, девону і породах кристалічного фундаменту. Відклади верхньовізейського під'ярусу виділяються в обсязі XIIа, XII, XI та X мікрофауністичних горизонтів [15].

XIIа мікрофауністичний горизонт. Найбільш повні розрізи цього стратону розкриті свердловинами в занурених зонах Срібненської, Жданівської та Миргородської депресій. Тут вони складені піщано-глинистими та алевритово-гли¬нис¬тими породами і характеризуються чіткою циклічною будовою. В розрізі XIIа МФГ виділяється 12 циклів, які завдяки витриманим морським глинистим пачкам простежуються на значній території ДДЗ. Відклади даного стратону як у покрівлі, так і у підошві обмежені регіональними перервами [17, 45, 46]. Крім того, ще одна перерва фіксується в середині товщі. В розрізі XIIа МФГ виділяється 6 продуктивних гори¬зонтів, які представлені пісковиками і алевролітами (В-21в, В-21н, В-22в, В-22н, В-23в, В-23н). Піщано-глиниста товща XIIа МФГ виділена в солохівську світу [46]. В XIIа МФГ відкрита низка родовищ зі значними запасами вуглеводнів.

Товщина відкладів в XIIа МФГ в занурених частинах западини сягає понад 500 м, а на схилах депресій зменшується до 60-100 м як за рахунок передалексінського розмиву, так і внаслідок їх генетичного виклинювання. В прибортових зонах і на солянокупольних

структурах відклади XIIа МФГ взагалі відсутні. XIIа МФГ зіставляється з підзонами C_1ve_2 і C_1vf_1 Донецького басейну та верхньотульським горизонтом Уніфікованої схеми [16].

XII мікрофауністичний горизонт. Відклади цього горизонту з розмивом і незгідністю залягають на верхньовізейських, нижньовізейських, турнейських, девонських та породах фундаменту. Вони представлені частим ритмічним чергуванням піщаних, алевритових, глинистих порід з підпорядкованими прошарками вапняків. Останні разом з глинистими породами формують витримані на дуже великих площах морські пласти — перемички між піщаними продуктивними горизонтами. Базальні пачки цього горизонту, які відносяться до продуктивного горизонту В-20, в припіднятих зонах западини залягають з регіональним передалексинським перерівом в осадконакопиченні. Відклади XII МФГ поступово виклинюються, а передалексинський розмив досягає турнейських, девонських і навіть протерозойських комплексів. Для товщі характерна вугленосність паралічного типу — відзначаються прошарки вугілля з "кучерявчиками". Відклади відповідають підзонам C_1ve_2 і C_1vf_1 Донбасу та верхньотульському горизонту. В XII МФГ виділяються продуктивні горизонти В-20, В-19, В-18 [18].

В найбільш занурених зонах западини товщини товщі коливаються від 300 до 600 м, а в прибортових зонах — від 50 до 300 м.

XI МФГ за комплексами фауністичних та спорово-пилкових решток відповідає веньовському горизонту Уніфікованої схеми Східно-Європейської платформи і зоні C_1vg_1 Донбасу. За характером будови він подібний до XII МФГ — це ритмічне перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів, але серед останніх збільшується доля вапняків, товщина їх пластів досягає 5-10 м, особливо в прибортових зонах. Реперні горизонти цих вапняків простежується практично на усій території западини, що дуже полегшує кореляцію розрізів свердловин. Для цього горизонту також характерна вугленосність паралічного типу.

В прибортових зонах і на бортах западини в XI МФГ внаслідок виклинювання теригенних відкладів збільшується кількість вапнякових прошарків і формується так звана "верхньовізейська карбонатна плита", в якій відмічається розвиток окремих, невеликих за розмірами органогенних споруд (біогерми, біостроми, банки).

Товщина товщі в занурених зонах западини сягає 250-300 м, а в прибортових частинах змінюється від 40 до 250 м.

З піщаними, а в деяких випадках і з піщано-карбонатними пластами

XI МФГ пов'язані продуктивні горизонти В-17, В-16, В-15 [16].

X мікрофауністичний горизонт. Відклади цього горизонту в межах розглядуваної території поширені повсюдно. Серед літологічних особливостей слід відмітити різке зменшення ролі карбонатних утворень порівняно з підстилаючими осадками XI МФГ, появу вуглистих аргілітів та рідких прошарків вугілля. В розрізі виділяється продуктивний горизонт В-14 [16].

Товщина горизонту змінюється від 0 до 500 м. Він відповідає аналогам зони C_1vg_2 Донбасу і умовно зіставляється з веньовським горизонтом Уніфікованої схеми [16].

Серпуховський ярус (C_1s).

Відклади серпуховського віку за своїм походженням є досить близькими до верхньовізейської товщі [13]. Вони представляють собою часте перешарування аргілітів,

алевролітів, пісковиків з ознаками вугленосності паралічного типу, але роль прошарків вапняків порівняно з верхньовізейськими товщами незначна. "Видимого" перериву в осадконакопиченні між візейським і серпуховським ярусами не спостерігається. В розрізі за фауною форамініфер виділяються нижньосерпуховський (теригенно-глиниста товща IX МФГ) і верхньосерпуховський (глинисто-теригенна товща, VIII-V МФГ) під'яруси, між якими є суттєвий перерив в осадконакопиченні. Відклади серпуховського ярусу мають переважно морське походження, але деякі піщані горизонти верхньої товщі мають явні ознаки руслових утворень.

Максимальні товщини відкладів серпуховського віку в занурених районах западини перевищують 700-800 м. Великі коливання товщин характерні як для нижньосерпуховського (0-390 м), так і для верхньосерпуховського (0- 450 м) під'ярусів.

Середній відділ (C_2). Середньокам`яновугільний комплекс в ДДЗ широко розвинутий і встановлений в усіх тектонічних зонах. Він розкритий великою кількістю глибоких і структурно-пошукових свердловин на численних площах і родовищах. Ці відклади виявлені також окремими свердловинами уздовж північного схилу Українського кристалічного щита і південного схилу Воронезького масиву.

У розрізі середнього карбону виділяються башкирський і московський яруси, область розповсюдження і повнота яких в регіоні неоднакова [15, 24, 25, 74]. Слід відмітити, що для розчленування відкладів середнього карбону (на відміну від нижнього) в ДДЗ широко використовується донецька схема, що розроблена Л.І. Лутугіним і відома як "схема Геолкому". Для відкладів середнього і верхнього карбону в ДДЗ, як і в Донбасі, зберігається правило пропорційності товщини, встановлене В.З. Єршовим.

Башкирський ярус (C_2b). Відклади башкирського віку в більшості районів території залягають на підстилаючих утвореннях трансгресивно з незначною кутовою незгідністю. Нижня межа ярусу виділяється досить чітко за зміною літологічного складу порід і за палеонтологічними даними. Положення нижньої границі у розрізі вірогідно відповідає підошві групи вапняків Е1-Е2 або іноді, можливо, і вищим верствам — до Е7-Е8 Донбасу. Верхня межа умовно проводиться в підошві потужної пачки пісковиків, що добре простежується на електрокаротажних діаграмах.

Товщина башкирських відкладів змінюється в значних межах. Максимальні товщини приурочені до центральної та південно-східної частини западини (Солохівська, Рудівська, Срібненська, Перещепинська, Шебелинська та інші структури), де вона сягає 500-650 м. З віддаленням на північний захід та в напрямку бортів западини товщина описуваних відкладів істотно скорочується як за рахунок генетичного виклинювання, так і в результаті послідовного випадіння нижніх компонентів розрізу внаслідок трансгресивного залягання.

Розріз башкирського ярусу складений двома товщами, які відрізняються за ступенем пористості. Нижня — це вапняково-глиниста товща, яка літологічно представлена зеленувато-сірими тонковідмученими аргілітами, алевролітами, вапняками з рідкими прошарками дрібнозернистих, кварцових, добре відсортованих пісковиків. Верхню, значно потужнішу частину ярусу, складає переважно теригенна товща, представлена темно-сірими алевролітами, аргілітами, погано відсортованими пісковиками. У цій товщі спостерігаються прошарки сірих перекристалізованих, інколи доломітизованих

вапняків з фауною форамініфер, брахіопод, остракод. Загалом, для описуваних відкладів характерна витриманість фаціального складу і ритмічна будова, що нагадує розрізи донецького типу. Слід зазначити, що окремі вапняки і вугільні пласти середнього карбону і в т. ч. башкирського ярусу простежуються на відстані понад 500 км, тобто від Донбасу до м.Чернігів.

Московський ярус (C_2m).

Відклади цього віку значно менше поширені, ніж башкирського. Вони відсутні у смузі, що прилягає до Українського щита (св. Яготинська 328) і Воронезького масиву (св. Корюківська 401, св. Путивльські 1, 2, 3). Крім того, ці відклади дуже опіщанюються, товщина їх зменшується в склепіннях піднять, а на окремих, чітко виявлених солянокупольних структурах, вони зовсім зникають. В структурних прогинах товщина цих порід аномально зростає.

Залягають розглядувані відклади на утвореннях башкирського ярусу без стратиграфічного перериву. За літологічним складом осадки московського віку представлені теригенними породами: аргілітами, алевролітами, пісковиками, що ритмічно чергуються з прошарками вугілля та вапняків. Кількість пісковиків збільшується в нижній частині розрізу, де, окрім добре витриманих морських пісковиків, зустрічаються також алювіальні. Аргіліти і алевроліти становлять у розрізі ярусу 50-80% всієї товщі, вапняки — 2-7%. Пісковики та алевроліти сірі, зеленувато-сірі, за складом слюдисто-кварцові, рідше аркозові (пісковики). Глинисті породи характеризуються полімінеральним складом: гідрослюдисті, хлорит-гідрослюдисті та монтморилоніт-хлоритові, рідше з каолінітом. Вапняки сірі, темно-сірі, іноді строкатобарвні, нерідко брекчієвидні, під мікроскопом вапняки переважно детритусові, шламово-детритусові, форамініферові, водоростеві з морською фауною. Зустрічаються вапняки мікрозернисті, доломітизовані без органічних решток.

Товщина московського ярусу значно зменшується в напрямку з південного сходу на північний захід і від центральної частини западини до бортових та прибортових зон. Коливання товщин відбувається в межах від 800 до 100-300 м.

Верхній відділ (C_3). Верхньокам`яновугільні відклади мають значно вужче розповсюдження, ніж нижчезалягаючі утворення башкирського та московського ярусів. Вони відсутні на схилі Українського щита, в південній прибортовій зоні (на ділянці Зачепилівка-Михайлівка), а також на значній території північно-західної частини западини. Залягають описувані відклади без перерви на середньокарбонових.

Верхньокам`яновугільний відділ представлений пісковиками, алевролітами, аргілітами, подекуди з тонкими прошарками вапняків. В крайній південно-східній частині западини, що межує з Донбасом, в розрізі верхнього карбону простежуються пропластки кам`яного вугілля. Пісковики складають 20-35% розрізу, іноді, переважно в середній та верхній частинах, утворюють пачки товщиною 40-60 м. Алевроліти та аргіліти складають основну частину розрізу, тобто більше 60%. Аргіліти і алевроліти темно-сірі, сірі, зеленувато-сірі з тонкою горизонтальною верствуватістю. Вапняки становлять тут не більше 8-6%. Товщина пачок вапняків, як правило не перевищує 1-1,5 м. Вапняки перекристалізовані, інколи доломітизовані зрідка містять фауну форамініфер, брахіопод, остракод.

У розрізі середнього карбону виділяються касимовський та гжельский яруси,

область розповсюдження і повнота яких в регіоні неоднакова [15, 24, 74].

Товщина верхньокам`яновугільних відкладів залежить як від регіонального фактора, так і від локальних структурних умов і змінюється в широких межах від 0 до 500 м.

Пермська система (P)

Нижньопермський відділ (P_1). Відклади ранньопермського періоду в Дніпровсько-Донецькій западині мають досить широке розповсюдження. Вони майже суцільним плащем покривають область осьового прогину, південну та північну прибортові зони западини. В Дніпровсько-Донецькій западині нижня перм приймається в обсязі асельського і сакмарського ярусів [24, 73].

Нижньопермські відклади залягають зі стратиграфічним неузгодженням на більш древніх породах палеозою від верхнього карбону до московського ярусу. Чіткіше незгідне залягання цих порід спостерігається в області Чернігівсько-Брагинського виступу фундаменту та в південній прибортовій зоні. На бортах западини та в склепіннях багатьох солянокупольних структур вони відсутні і трансгресивно з кутовим неузгодженням перекриваються породами пересазької товщі тріасу. В депресіях глибокозануреного осьового прогину ця незгідність слабовиражена або ж зовсім відсутня. Утворення нижньої пермі і верхнього карбону зв'язані поступовим переходом. Ранньопермські відклади в ДДЗ розкриті багаточисленними свердловинами. Їх товщина досить мінлива і сягає 1500 м в депресіях осьового прогину (Срібненська, Миргородська, Орчиківська). На бортах і в склепіннях солянокупольних структур вони відсутні. За літологічним складом ранньопермські відклади ДДЗ представлені трьома типами розрізу, притаманними різним структурно-фаціальним зонам западини — чернігівським, полтавським і донецьким.

Чернігівський тип розрізу (скорочений, безсольовий) складається з світло-сірих перекристалізованих вапняків, коричневато-бурих доломітів, ангідритів з проверстками пісковиків, алевролітів і глин. Він поширений в прибортових зонах западини і в межах Брагинсько-Чернігівського виступу кристалічного фундаменту. В розрізі цього типу відкриті два найбільших на Україні родовища нафти — Леляківське і Глинсько-Розбишівське, запаси яких сягають понад 50 млн. т кожне.

Полтавський тип розрізу притаманний зануреним депресіям осьової частини западини. Порівняно з Донбасом цей тип розрі¬зу характеризується деяким збільшенням товщини кам`яної солі, зниженням в розрізі ролі карбонатних горизонтів та зменшенням товщини відкладів картамиської світи, внаслідок випадання з розрізу її нижніх горизонтів з причин трансгресивного налягання.

Донецький тип розрізу характерний для крайньої південно-східної частини западини, яка безпосередньо межує з Донбасом. Він складений в нижній частині переважно теригенними породами (картамиська світа), середня частина розрізу представлена кам'яною сіллю з прошарками вапняків, доломітів і ангідритів, а у верхній частині він складений майже повністю кам`яною сіллю з прошарками ангідритів (краматорська світа).

МЕЗОЗОЙСЬКА ЕРАТЕМА

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами [24].

Тріасова система (T)

Тріасові відклади виповнюють всю ДДЗ і простягаються далі на південний схід у межі північно-західної частини Донбасу, не змінюючи своєї структури та складу. Вони утворюють два чітко виражених цикли седиментації: нижній — ранньо- та середньотріасового віку, породи якого розвинуті у всій западині, та верхній — пізньотріасового віку, який повністю виражений лише у Донбасі та частково у південно-східній частині западини.

Тріасова система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Нижній відділ складається з індського ярусу (дронівська світа), складеного товщею коричнево-червоних піщано-глинистих порід товщиною до 360 м, та оленецького ярусу (нижня (радченківська) підсвіта серебрянської світи), відклади якого чітко розділені на піщано-карбонатну і глинисту товщі. Середній тріас (верхня (миргородська) підсвіта серебрянської світи) у нижній частині представлений переважно пісковиками з незначними прошарками вапнякової гальки або пісковиками і глинами в інших розрізах, тоді як у верхній частині переважають зеленувато-сірі глини і алевроліти. Верхньотріасові відклади відрізняються наявністю первинно сірих глин та алевролітів, що зберегли свою структуру і іноді вмішують рослинні залишки, але переважають червоно-бурі окислені та зеленувато-сірі відновлені породи в глинисто-алевролітовій складовій.

Юрська система (J)

У межах Дніпровсько-Донецької западини юрська система представлена двома відділами — середнім, складеним ааленським, байоським і батським ярусами, та верхнім, до якого входять келовейський, оксфордський, кимерідзький і волзький яруси [24].

Юрські відклади спостерігаються у морських та континентальних фаціях. В нижній частині морські відклади літологічно представлені переважно глинами з прошарками пісковиків і вапняків, які в інших районах представлені континентальними пісками і пісковиками з прошарками глин та лінзами бурого вугілля. Вище, на прилеглих до Донбасу територіях, юра складена глинами з сидерітами або туфогенними морськими пісковиками з прошарками глин та вапняків, на решті території тонким перешаруванням глин і алевролітів з лінзами сидеритів. Загальні товшини юрських відкладів становлять до 800 м.

Крейдова система (K)

Крейдова система у Дніпровсько-Донецькій западині представлена двома відділами — верхнім і нижнім, загальною товщиною до 900м. В ДДЗ найбільш повний розріз представлений на сході північного борту. Нижній відділ представлений беріаським, валанжинським, готеривським, баремським, аптським та альбським ярусами [24]. Верхній — сеноманським, туронським. коньяцьким, сантонським, кампанським та маастрихтським. Крейдові відклади трансгресивно залягають на різновікових юрських утвореннях [24].

Породи крейдового віку представлені морськими переважно піщаними і континен-

тальними піщано-глинистими фаціями. У літологічному відношенні — це переважно піщані, піщано-глинисті, строкатобарвні глинисті відклади нижньої крейди та нижньої частини верхньої крейди і мергельно-крейдові карбонатні породи пізньокрейдового віку.

КАЙНОЗОЙСЬКА ЕРАТЕМА

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та антропогеновою системами [24].

Палеогенова система

Палеогенові відклади в межах Дніпровсько-Донецької западини присутні практично у всіх структурно-тектонічних зонах [24]. Зазвичай вони перекривають утворення крейдової системи і перекриваються відкладами неогену. У цілому відклади палеогенової системи у западині представлені усіма трьома відділами: палеоценом, еоценом і олігоценом, загальною товщиною до 400 м.

Породи палеогенового віку переважно мають морський генезис. У літологічному відношенні це переважно глини, алеврити, алевроліти, піски, пісковики, мергелі, опоковидні пісковики, у верхній частині глини буровато-сірі, сланцюваті.

Неогенова система

Неогенові відклади широко розповсюджені у Дніпровсько-Донецькій западині. Зазвичай вони складають верхні частини розрізів водорозділів та древні терасові рівні. На більшій частині ДДЗ неогенові відклади залягають вище базису ерозії, тому найчастіше вони розмиті і не можуть представляти інтересу для пошуків вуглеводнів. Загальна товщина неогену на території ДДЗ не більше 100 м.

Антропогенова система

Антропогенові (четвертинні) — найбільш молоді відклади, які покривають практично всю територію ДДЗ, мають найбільш повний розріз, незначну товщину (до 50 м) та велику кількість генетичних типів. Залягають вони на різних за віком доантропогенових відкладах. В стратиграфічному відношенні антропоген поділяється на еоплейстоцен, плейстоцен і голоцен. Еоплейстоцен та нижній плейстоцен представлений товщею бурих і червоно-бурих суглинків та глин, які вище за розрізом переходять у суглинки, супесі, шаруваті піски та поховані сірі лісові або черноземні грунти. Голоцен представлений породами елювіального, делювіального, еолового, озерного і болотного генетичних типів.

1.2 Тектоніка

ДДЗ, до якої приурочена однойменна газонафтоносна область (ДДГНО), представляє собою частину Сарматсько-Туранського лінеаменту (СТЛ), що виділяється дослідниками надр в якості планетарної геоструктури [23, 28 та ін.] і простягається з північного заходу на південний схід більш ніж на 4000 км. ДДЗ протягом свого розвитку була генетично пов'язана з сусідніми тектонічними елементами СТЛ: Прип'ятським прогином (ПП) і Донецькою складчастою спорудою (ДСС). Одна з найбільш цікавих спроб показати формування ДДЗ та складових частин західного сегменту СТЛ викладена в статті Ю.О. Арсірія, Б.П. Кабишева, В.І. Савченка та О.К. Ципка [6].

Відповідно до поглядів ряду дослідників на історію розвитку ДДЗ [51, 80, 81 та ін.] початок розвитку западини пов'язується з рифеєм. Інші фахівці [21, 82 та ін.] початком її формування вважають середньодевонську епоху. Саме починаючи з цього часу геологічна будова западини висвітлена бурінням та геофізичними методами досліджень. Згідно із сучасними уявленнями тут виділяються середньодевонсько-нижньофранський дорифтовий, верхньодевонський рифтовий, турнейсько-нижньовізейський епірифтовий, верхньовізейсько–верхньокам'яновугільний, нижньопермський відроджено-рифтогенно-синеклізний, мезозойський синеклізний та кайнозойський епісинеклізний тектоно-седиментаційні комплекси [75].

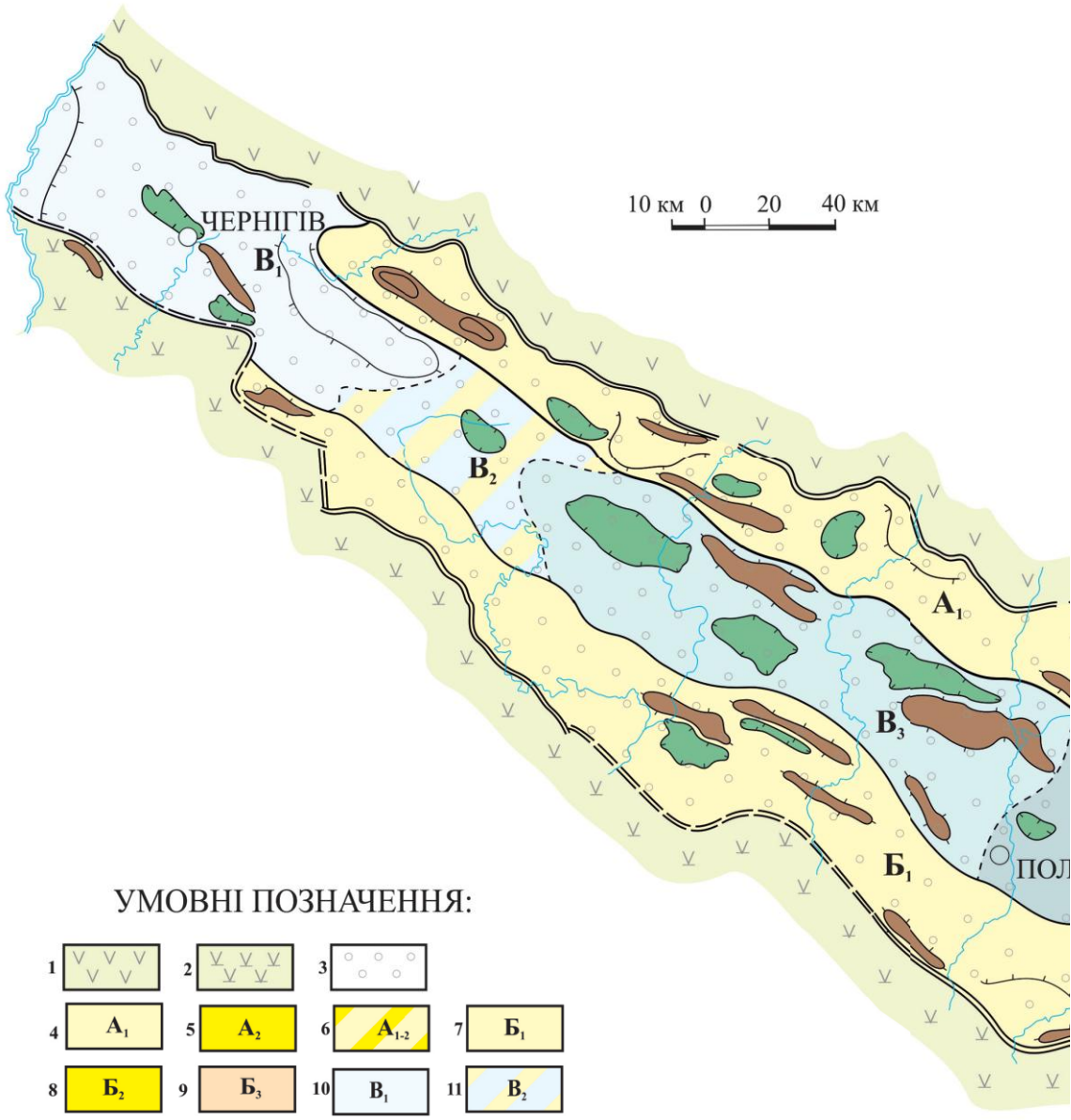
Дослідження ДДЗ як самостійної структури південно-східної частини Європи почалося ще наприкінці XIX століття. З самого початку і до сьогоднішнього дня існує багато думок про її геологічну будову та історію розвитку. Це пояснюється як принципово різними теоретичними поглядами дослідників, так і накопиченням з часом наявної геолого-геофізичної інформації. Не вдаючись до подробиць скажемо, що, починаючи ще з часів О.П.Карпінського, на сьогодні складено величезну кількість різних тектонічних побудов. На деяких з них западина була головним об'єктом вивчення, а іноді вона входила складовою частиною до більш масштабних карт. Останнім варіантом, на наш погляд найбільш близьким з точки зору проведення подальших геологорозвідувальних робіт на пошуки нафти і газу, наразі у ДДЗ, є тектонічна карта України, видана у 2007 році Державною геологічною службою [75]. Тектонічне районування, покладене в основу даної карти, було викладено дещо раніше в 2006р. Ю.О. Арсірієм, О.Ю. Лукіним, А.Б. Холодних та К.К. Філюшкіним у збірнику наукових праць [7]. Дещо трансформований варіант даної схеми тектонічного районування ДДЗ наведений на рисунку 1. Арсірію Ю.О., Кабишеву Б.П. та Холодних А.Б. також найбільш вдався і опис історії розвитку ДДЗ. Нижче за текстом наведений спрощений опис їхніх матеріалів.

Відповідно до даного районування в межах ДДЗ виділяються грабен та симетрично розташовані вздовж нього північний і південний борти, що відносяться до структур I порядку. Дані тектонічні елементи на переважній частині території розмежовані крайовими порушеннями, які представляють собою складнопобудовану систему розривних порушень, що складається з окремих диз'юнктивів різної амплітуди, а іноді і простягання, і швидше за все свідчить про неодночасність їх закладення. В більшості випадків вони по суті є системами вузьких східчастих блоків, що через високоамплітудні скиди швидко занурюються в бік осьової частини западини. У випадках, коли крайове порушення відсутнє, границя грабену з бортом може визначатися за значним зростанням товщин та збільшенням регіонального нахилу залягання відкладів всіх підрозділів палеозою в напрямку вісі западини. В напрямку з північного-заходу на південний схід ширина грабену постійно збільшується і досягає максимальних значень на межі ДДЗ та ДСС. Візуально простежити цю закономірність можна на рисунках 2-4. Борти западини характеризуються відносно незначною товщиною осадової товщі, меншою кількістю розривних порушень незначної амплітуди, відсутністю со- ляних утворень. Кут нахилу залягання порід тут становить 2-3°, збільшуючись в напрямку грабена, і поблизу крайових розломів на окремих ділянках може досягати 6-7°. Неоднакова тектонічна активність Українського кристалічного щита (УКЩ) і Воро-

незької антеклізи (ВА) зумовила різницю в геологічній будові бортів западини. Так, фундамент північного борту у відношенні до південного загалом є більш зануреним, особливо в південно-східній частині. Південний борт має менші товщини осадового чохла, але його північно-західна частина опущена майже на такі самі глибини, як і південний схід північного борту. Також у порівнянні з південним північний борт не має таких виразних виступів фундаменту уздовж границі з грабеном, як Старохутірський, Остапівсько-Білоцерківський, Самарсько-Вовчанський та ін., і ширина та площа першого значно менша по відношенню до другого. На відміну від південного на північному борті фіксується ряд субмеридіональних розломів (Лебединський, Сумський, Краснопольський, Мерефинський та ін.), що ділять його територію на мегаблоки (Сумський, Харківський та ін.). Найглибше залягання фундаменту зафіксоване в крайовій частині Харківського мегаблоку. В напрямках до УКЩ і ВА товщина осадового чохла зменшується за рахунок поступового редукування стратиграфічних підрозділів та літологічного і стратиграфічного виклинювання шарів порід. Ще однією з основних відмінностей в будові двох бортів є кількість структур IV порядку. В межах північного борту їх значно більше і в напрямку східної частини вони інколи групуються в пасма, що часто приурочені до тектонічних порушень. На південному борті на даний час виявлені лише поодинокі підняття. В тектонічному відношенні борти западини є найменш активними елементами регіону.

Основною тектонічною одиницею западини є грабен. В його межах накопичилися величезні товщі порід як під час рифтового, так і наступних етапів. Товщина осадових та вулканогенних утворень збільшується від менше 1 км на крайньому заході (Брагінсько-Лоєвський виступ) до майже 20 км на межі з ДСС. В межах північно-західної частини ДДЗ та особливо вздовж крайових порушень загалом чітко відчувається вплив блокової тектоніки. Остання найбільше проявилася на рифтогенному етапі розвитку западини. В подальшому вона також мала вплив на геологічну будову молодших за віком нашарувань, але вже не носила такого виразного та масштабного характеру. Потрібно відмітити, що саме блокова тектоніка спричинила початок руху мас нижньої соленосної товщі девону і врешті призвела до проявів активного галокінезу, який місцями залишається активним до нинішнього часу. Крім цього, в південно-східному напрямку нарощується товщина мезо-кайнозойських відкладів. Пануючий напрям складок співпадає з північно-західною орієнтацією западини. Окремі фрагменти випадають із загалу, і ці відхилення більшість дослідників ДДЗ пов'язує з наслідками постумних рухів ранньопалеозойських діастрофізмів. Їх вплив у фанерозої зменшується в часі.

Тектонічні порушення грабена переважно відносяться до скидового типу. Винятком може бути лише частина крайнього південного сходу, де продовжується поширення відкритих кам'яновугільних відкладів з ДСС за межі шовної зони Східно-Європейської платформи (СЄП). Не виключена можливість існування підкидів і в системах порушень зон крайових розломів. Тут в революційні періоди розвитку западини виникали досить потужні тангенційні напруження, які могли призвести до утворення диз'юнктивів такого типу. Тому в межах крайнього південного сходу на території широкого розповсюдження нижньопермських і мезозойських нашарувань немає твердих підстав виключати можливість зустрічі підкидів чи насувів. Деякі дослідники в мину-



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

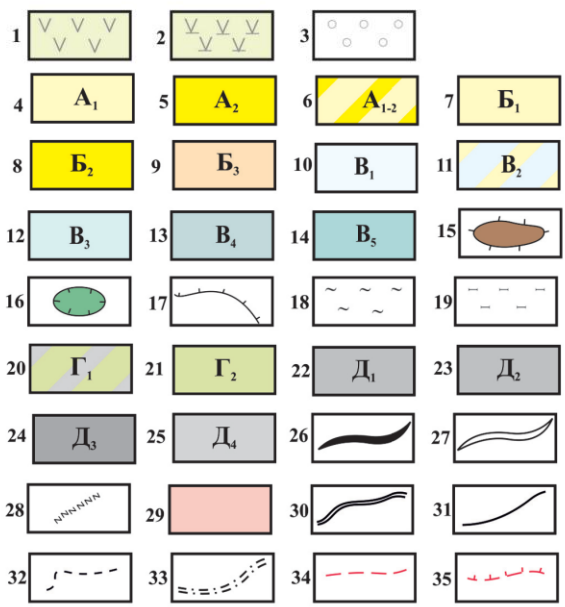
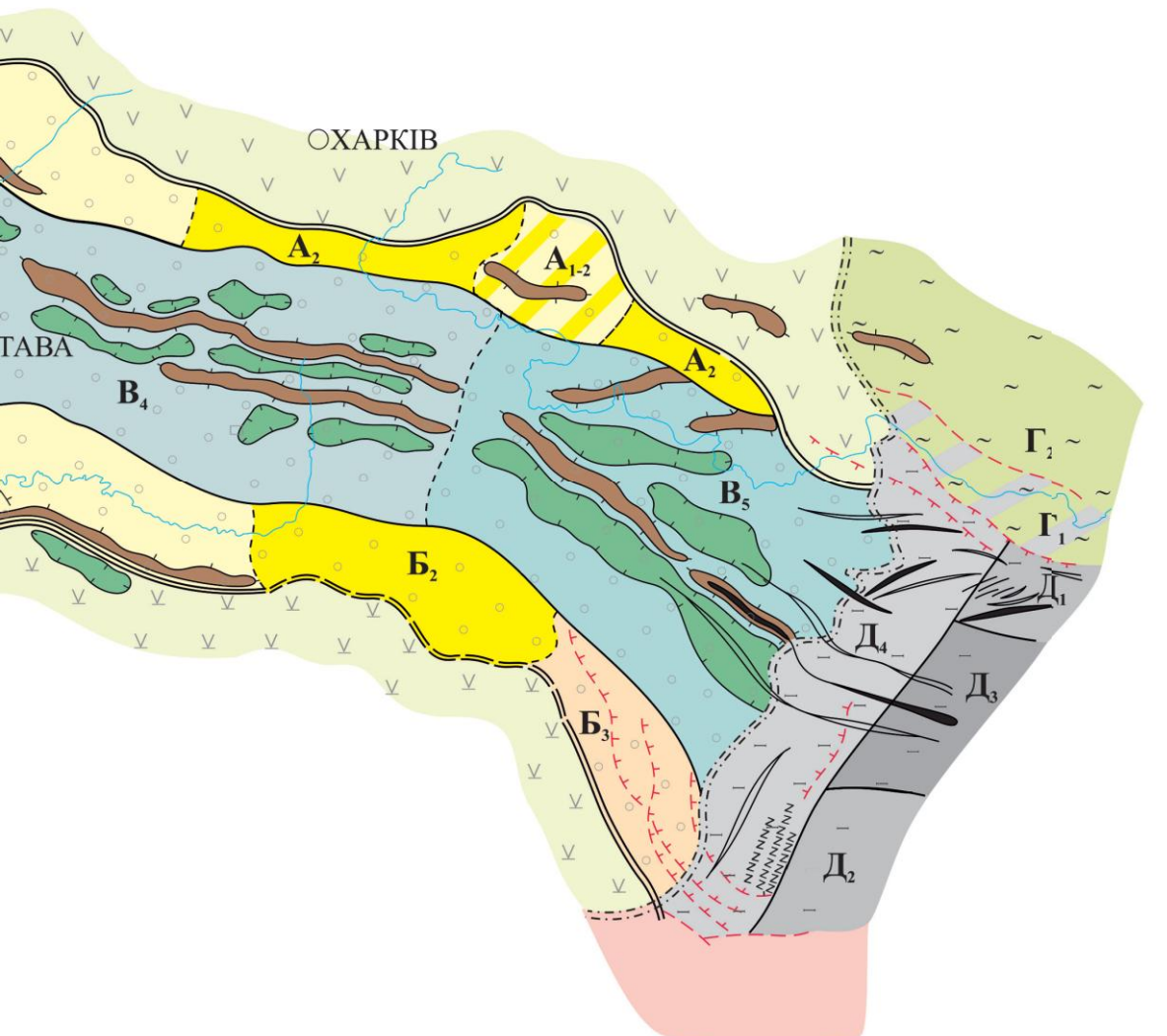


Рисунок 1 – Схема тектонічного районування ДДЗ (за Арсірієм Ю.О., Холодних А.Б.).
Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ). Структури I порядку: 1 – північний борт, 2 – південний борт, 3 – грабен. Структури II порядку: північна прибортова зона (А) з підзонами: 4 – мобільна, 5 – моноклінальна, 6 – перехідна; південна прибортова зона (Б) з підзонами: 7 – мобільна, 8 – моноклінальна, 9 – відкритої моноклінали; приосьова зона (В) з підзонами: 10 – північно-західна центрокліналь, 11 – мобільна, 12 – крупних валів і депресій, 13 – передмезозойських соляних куполів, 14 – південно-східна центрокліналь. Структури III порядку: 15 – вали і пасма, 16 – депресії та мульди, 17 – внутрішньограбенні виступи фундаменту. Донбас. Структури I порядку: 18 – південно-східний схил Воронезької антеклізи (Г), 19 – Донецька складчаста споруда (Д). Структури II порядку: 20 – перехідна зона, 21 – Старобільсько-Міллєрівська монокліналь, 22 – північна зона дрібної складчастості, 23 – південна зона дрібної складчастості, 24 – зона великих лінійних складок, 25 – зона поперечних дислокацій. Структури II порядку: 26 – антикліналі, 27 – синкліналі, 28 – флексури. Український кристалічний щит – 29. Інші позначення. Межі: 30 – бортів і грабена ДДЗ, 31 – тектонічних зон, 32 – підзон, 33 – ДДЗ. Розривні порушення: 34 – зсуви та скиди, 35 – насуви та підкиди.



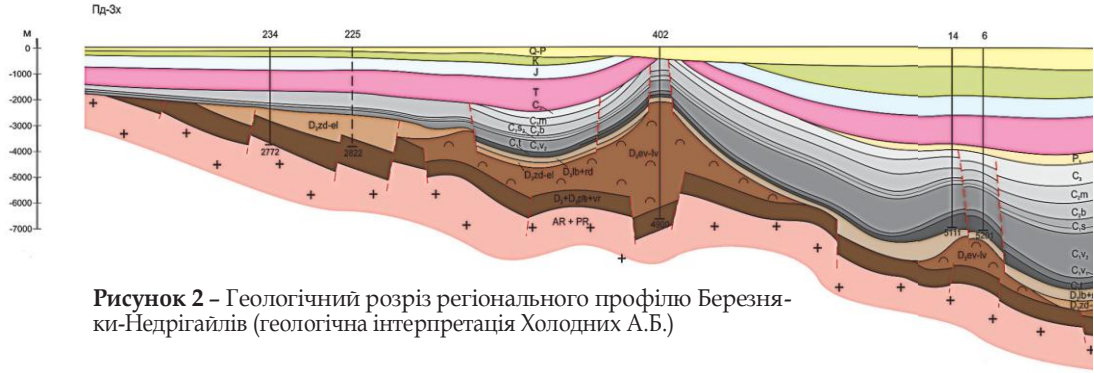


Рисунок 2 – Геологічний розріз регіонального профілю Березняки-Недрігайлів (геологічна інтерпретація Холодних А.Б.)

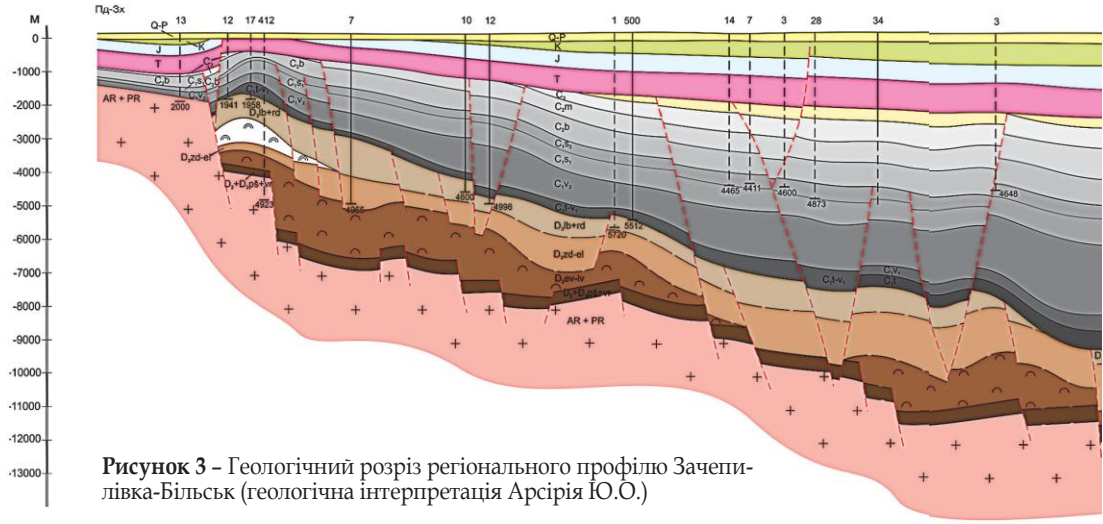


Рисунок 3 – Геологічний розріз регіонального профілю Зачепилівка-Більськ (геологічна інтерпретація Арсірія Ю.О.)

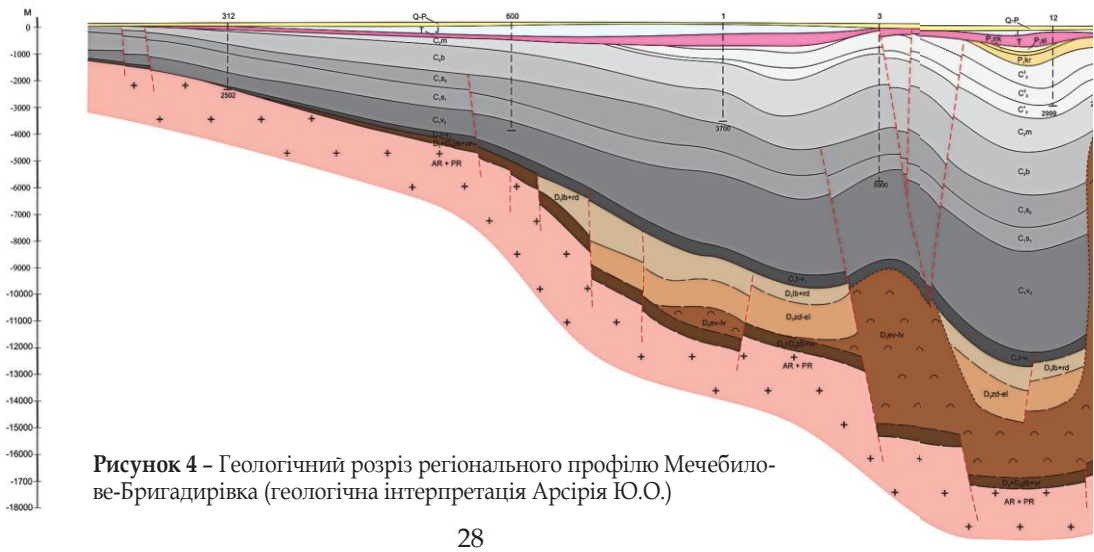
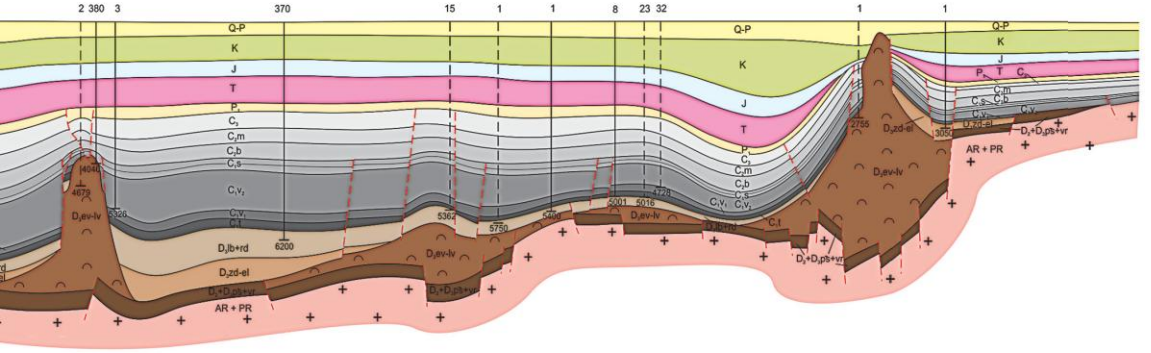


Рисунок 4 – Геологічний розріз регіонального профілю Мечебилове-Бригадирівка (геологічна інтерпретація Арсірія Ю.О.)

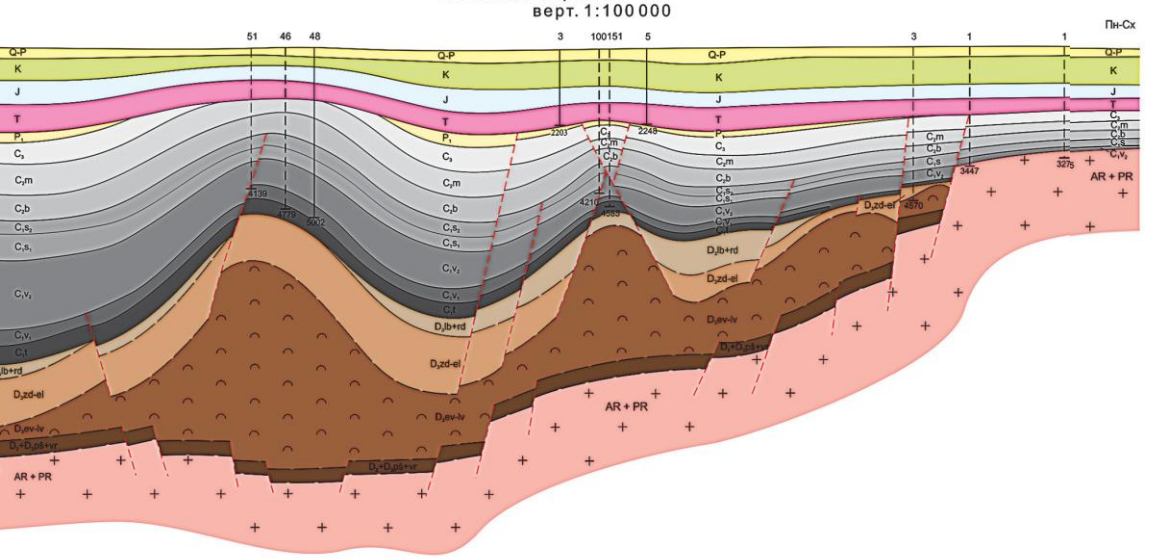
Масштаб: гор. 1:200 000
верт. 1:100 000

Пн-Сх

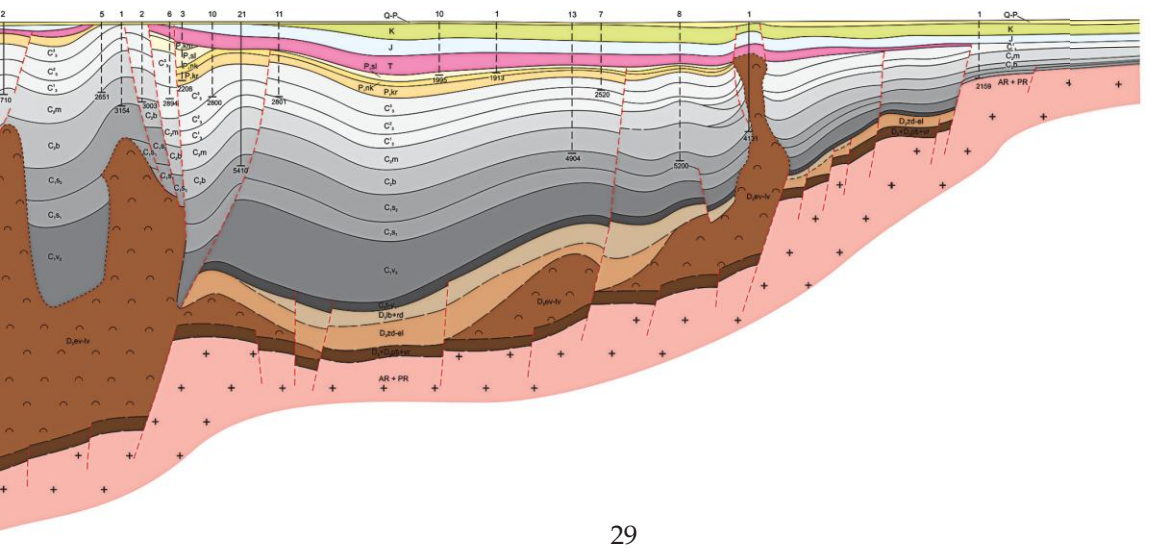


Масштаб: гор. 1:200 000
верт. 1:100 000

Пн-Сх



Масштаб: гор. 1:200 000
верт. 1:100 000



лому, та і в наш час, вважають, що ці типи диз'юнктивів (і навіть зсуви!) мають досить широке розповсюдження аж до західної межі грабена. Більш того, їм часом надається важливого регіонального значення у формуванні структури регіону. Але поки що бурінням не доведена наявність таких порушень за межами вказаного вище району.

Протягом всіх етапів формування западини грабен залишався місцем прояву найбільш активних тектонічних подій і накопичення максимальних товщин як палеозойських, так і мезозойсько-кайнозойських відкладів. Геологічна будова грабена характеризується поздовжньою та поперечною зональністю.

В грабені за характером тектонічної активності, характером дислокацій, кількістю тектонічних порушень тощо виділяються три поздовжні тектонічні елементи II порядку. Останні представлені північною та південною прибортовими, а також розташованою між ними приосьовою зонами, що в свою чергу складаються з ряду підзон. Обидві прибортові зони в поперечному напрямку характеризуються різким заглибленням поверхні кристалічного фундаменту в бік осьової частини з одночасним нарощуванням товщин всіх стратиграфічних підрозділів осадового чохла. Поверхня кристалічного ложа у них може мати різну будову. Це і система блоків, які заглиблюються за великоамплітудними порушеннями у вигляді сходин, і монокліналь зі згідними і незгідними скидами незначної амплітуди, і комбінація перших двох. Рідше зустрічаються більш складні ділянки, де окремі блоки утворюють поздовжні заглиблення чи виступи. Крім того, в прибортових зонах є поперечні виступи, що упираються відкритою частиною в крайові розломи або через систему малоамплітудних порушень переходять на територію бортів. Такі форми, як правило, відбиваються в структурі молодих відкладів.

Границі між прибортовими та приосьовою зоною мають досить умовний характер і в багатьох випадках проводяться за зміною градієнту нахилу осадових порід, особливо палеозою.

За своєю будовою південна прибортова зона поділяється на три поперечні підзони: мобільну, моноклінальну і відкритої моноклінали (відкритих палеозойських структур). Як видно із назви, остання підзона представляє собою монокліналь, що ускладнена системою розгалужених насувів і скидів, які беруть свій початок з відкритої частини Донбасу. Її відмінною рисою від моноклінальної підзони є відсутність мезо-кайнозойського (та нижньопермського) покриття. Замкнених структур III порядку в її межах не встановлено, але виявлені нечисленні локальні підняття невеликих розмірів. В ній зустрінуті прояви вулканічної діяльності часів заальської фази складчастості і більш молодого віку.

Моноклінальна підзона з півночі і заходу облямовує великий Самарсько-Вовчанський виступ. Його палеозойські відклади круто занурюються на значні глибини. Їх спокійне залягання порушене тільки численними скидами північ-північно-західного простягання, що перекриваються мезо-кайнозойськими відкладами, не порушеними цими диз'юнктивами. На багатьох картах вона отримала назву Близнюківської моноклінали. Далі на північний захід до Старохутірського виступу зона продовжується у вигляді смуги дислокованих порід з досить великою щільністю структур III і IV порядків і розвинутим галокінезом. За характером дислокацій відчувається наростаючий в північно-західному напрямі вплив блокової тектоніки. Завдяки своїй тектонічній активності

підзона має назву мобільної. Смуга дислокованих нашарувань частково переривається Остапівсько-Білоцерківським виступом з моноклінальним заляганням пластів.

Північна прибортова зона грабена також складається з трьох підзон: мобільної, моноклінальної і перехідної. Загалом моноклінальна підзона подібна за будовою на аналогічну на півдні. Власне перехідна підзона успадковує частково риси моноклінальної і складних дислокацій, а на її території проявляється активний галокінез. Мобільна підзона простягається до розлому, що обмежує Городищенський виступ з півдня. За своєю характеристикою вона подібна з однойменною підзоною на півдні. Мобільні підзони півдня і півночі з'єднуються смугою аналогічної будови, яка починається зі східної границі Старохутірського виступу і, оминаючи південно-східний схил Кошелівського виступу, через Ічнянську групу соляних структур досягає північної прибортової зони в районі м. Бахмач.

Для приосьової зони грабена характерні найбільші глибини залягання фундаменту зі збільшенням товщини осадових нашарувань в бік Донбасу. Тут всі підрозділи фанерозою досягають максимальних товщин і найбільшої стратиграфічної повноти розрізів, а перерви в седиментації найменш виразні. Галокінез розвинутий від Ічнянської групи структур до крайнього південного сходу з великим розмаїттям соляних структурних форм. Серед вивчених виступів кристалічного фундаменту найбільший (Кошелівський) розташований в північно-західній частині зони, що призвело в свій час до висновку про наявність пасм таких виступів, яке начебто простягається до границі з ДСС, але РП МЗГТ не підтвердили цього прогнозу. На деяких виступах встановлене інверсійне залягання палеозойських горизонтів (Августівський, Кошелівський та ін.).

За особливостями дислокацій осадової товщі вздовж зони виділяються чотири поперечні підзони. Перша з них від Донбасу — південно-східна центрикліналь, яка значною мірою успадкувала риси його зони крупних складок (Костянтинівсько-Волвенківське пасмо відповідає Головному антикліналу, Бахмутська улоговина — Боково-Кришталевій синкліналі, Кальміус-Торецька улоговина — Чистяково-Сніжанській синкліналі). Крім того, на північ від Бахмутської улоговини є структури III порядку діагональної орієнтації (Дробишевсько-Святогірське та Краснооскільсько-Співаківське пасма), що нагадують структурні форми такого ж простягання на півночі Боково-Кришталевої синкліналі. Характерною рисою підзони є розкритість найбільш крупних піднять, кам'яновугільні склепіння яких перекриті тільки четвертинними відкладами. Явних соляних діапірів небагато, і всі вони знаходяться переважно на стадії деградації. Західна межа підзони трасується вздовж східної перикліналі Шебелинської структури, між Лозовеньківським і Волвенківським підняттями, за східною перикліналлю Святушинської і західною перикліналлю Новомечебилівської структур.

Далі на захід знаходиться область переважного розвитку соляних піднять з передмезозойським рівнем підняття девонської солі, де широко представлені численні специфічні грибоподібні соляні штоки, утворені завдяки безпосередньому контакту соляних мас девонського і пермського віку. У відношенні до западини загалом це найбільш занурений район по відкладах нижньої пермі і мезо-кайнозою. Структурні форми підзони незалежно від їх порядку переважно пов'язані з активним галокінезом. Тільки незначна кількість локальних структур не має явних ознак соляної тек-

тоніки. На деяких соляних куполах виявлені перші прояви деградації штоків. Костянтинівсько-Волвенківське пасмо в підзоні роздвоюється на більш вузькі структури: Олексіївсько-Чутівське і Біляївсько-Соснівське пасма. Вони мають короткі відгалуження (Старовірівське, Мелихівське, Тарасівське та ін.). Разом з деякими куполами пасм такі відгалуження створюють структурні елементи, що нагадують складки Донбасу діагонального спрямування. Великі за розміром негативні форми центрикліналі тут гублять своє чітке продовження і розгалужуються на вузькі і менші за розмірами депресії. В межах підзони усі тектонічні елементи грабена і структури низьких порядків змінюють свій напрямок з донецького на субширотний. Західна межа підзони передмезозойських соляних структур проводиться по західному схилу Судіївської структурної затоки, західніше Олепірівського і Руновщинського штоків, між Солохівсько-Диканьською і Чутово-Розпашнівською структурами і закінчується на замиканні Колонтаївської компенсаційної мульди.

Підзона крупних валів і депресій — найбільший елемент приосьової зони. Вона поступово звужується і замикається поперечною ділянкою мобільної підзони з Ічнянською групою соляних структур в середині. Для неї характерне поширення великогабаритних структурних форм, про що каже її назва, та зменшення товщини палеозойських відкладів в бік Прип'ятського прогину (ПП), особливо нижньої пермі і верхнього карбону. Кулісоподібне розташування структур III порядку і зменшення щільності локальних форм та розмаїття типів соляних структур відрізняють її від попередньої підзони. Складки всіх порядків тут знову отримали північно-західне простягання.

Останнім тектонічним елементом зони є північно-західна центрикліналь. Її будова суттєво відрізняється багатьма параметрами від всієї описаної території не тільки приосьової зони, але й палеозойського грабена в цілому. Тут відсутні типові прибортові зони. Розріз палеозойських відкладів значно скорочений, особливо за рахунок кам'яновугільних відкладів. Весь осадовий чохол слабо дислокований, і щільність локальних малоамплітудних піднять найнижча в приосьовій зоні. Тут відсутні крупні структури III і IV порядків. Виняток складає лише Анисівська антикліналь, генезис якої пов'язаний з активним вулканізмом. Наявність нижньої соленосної товщі носить фрагментарний характер, натомість розріз девону аномально збагачений пірокластичними утвореннями.

Насамкінець слід відмітити, що на загальну структуру палеозою, зміни товщин та літолого-фаціального складу стратиграфічних підрозділів мали вплив постумні рухи субмеридіональних ранньопротерозойських діастрофізмів.

Структури III порядку в ДДЗ відрізняються за своєю морфологією, розмірами і тектонічною будовою. Серед позитивних форм за морфологією виділяються вали, пасма і виступи, в межах яких можуть існувати локальні підняття (структури IV порядку). До крупних валів можна віднести Глинсько-Розбишівський, Солохівсько-Диканьський, до малих — Лізаветівсько-Машівський або Новосанжарсько-Малоперещепинський. До довгих пасм відносяться такі структури, як Олексіївсько-Чутівське чи Біляївсько-Соснівське, до коротких — Лейківсько-Гасинківське, Великобубнівське. Серед замкнених виступів, а це, як правило, структури облягання фундаменту, прикладом може бути Кошелівський, напівзамкнених - Талалаївський або Нехворощанський,

серед менших за розміром — Старохутірський або Новотроїцький. За співвідношенням структурних планів позитивні структури III порядку теж неоднотипні. Якщо співставляти від поверхні фундаменту, то існують наскрізні вали (Перекопівсько-Липоводолинський) і пасма (Лейківсько-Гасинківське), але таких дуже мало. Більшість валів і пасм відносно поверхні фундаменту мають або інверсійну будову (Солохівсько-Диканьський вал, Біляївсько-Соснівське пасмо та ін.), або знаходяться на схилах великих депресій у фундаменті (Висачківсько-Ромоданівський вал, Олексіївсько-Чутівське пасмо та ін.), що дозволяє віднести їх до навішаних структурних форм. Є і поховані під мезо-кайнозойськими відкладами структури (Котелівсько-Березівське пасмо). Серед виступів найбільша кількість відноситься до наскрізних структур (Талалаївський, Городищенський та ін.). Існують виступи поверхні фундаменту, над якими знаходяться негативні форми в палеозої, що доводить розповсюдження і інверсійно побудованих структур (Августівський, Макіївський та ін.).

Негативні структури III порядку за своєю морфологією, розмірами і зіставленням структурних планів теж відзначаються розмаїттям. До замкнених насамперед відносяться крупні (більше 30 км завдовжки) депресії (Срібненська, Жданівська та ін.), що можуть мати в своїх межах локальні підняття, та малі (від 15 до 30 км), значна кількість яких є компенсаційними мульдами при великих соляних діапірах. Як крупні, так і малі депресії можуть бути наскрізні (Срібненська, Бобрицька та ін.), навішані (Жданівська, Шилівська та ін.), інверсійні (Решетилівська та Глинська по фундаменту) і поховані (Михайло-Коцюбинська, Горбівська по фундаменту). Негативні напівзамкнені структури III порядку або структурні затоки в западині набули досить широкого розповсюдження. Серед них переважна більшість таких, що успадковують структурну форму, починаючи з кристалічного ложа (Шевченківська та ін.). Існують і такі, що губляться з переходом на палеозойські горизонти і які можна вважати похованими (Пакульська).

Осторонь від перелічених структурних форм III порядку знаходяться такі розімкнуті складки, як сідловини і флексури. Їх розміри збігаються з малими валами і короткими пасмами. Серед сідловин є негативні (Лютеньська) і позитивні форми (Свиридівська, Ярошівська та ін.), що розділяють одна одну. Флексури (Ведільцівсько-Переходівська, Жовтнева) в ДДЗ менш поширені.

Досі немає єдиної думки про формування структур III порядку. Не витримали випробування часом уявлення про простягання лінійної складчастості Донбасу під плащем мезозойських відкладів до Дніпра і навіть далі (О.П. Карпінський, А.Д. Архангельський, Л.Ф. Лунгерсгаузен та ін.). Не узгодились з результатами геолого-геофізичних досліджень пізніші, але близькі за змістом побудови (П.І. Степанов, А.А. Мартинов та ін.). Не витримує критики і думка про існування такого нездоланного рубежу між ДСС і ДДЗ, який зупинив раптово планетарну дію заальської фази складчастості. Безумовно, вона зіграла немалу роль в складкоутворенні і в западині, яка утворювала в попередній еволюційний етап єдиний регіон з Донбасом. Тому можна стверджувати, що і процеси дислокації осадової товщі в пермський час просунулись далеко на північний захід. Таким чином, лінійна складчастість Донбасу з віддаленням від місць свого найактивнішого прояву і зменшенням товщини осадової товщі поступово згасала. Натомість в цьому ж напрямку з тих же причин зростав вплив розломно-блокової

тектоніки. Результати дії цих двох одночасних складкоутворюючих процесів згодом були завуальовані і спотворені постійно діючим галокінезом та поховані під плащем відкладів синеклізного етапу. Їх структурні плани виразніше відбивали наслідки безупинного руху мас солі, ніж регіональні тектонічні процеси минулого.

Структури IV порядку або локальні форми характеризуються великим розмаїттям і широким розповсюдженням як на тлі структур III порядку, так і поза ними. Складено багато їх класифікацій за різними принципами. Минаючи їх розгляд, згадаємо тільки про найбільш компактну з них, але всеосяжну, Б.П. Кабишева [39]. Не зупиняючись також і на статистичному аналізі розмірів локальних структур, підкреслимо наявність великих коливань в розмірі піднять. Найбільші з них досягають довжини понад 25 км і ширини 10 км (Шебелинське, Слов'янське), а дрібні вимірюються сотнями метрів. Амплітуда перших може перевищувати 1000 метрів, тоді як у других вона вимірюється першими десятками метрів. При цьому слід відзначити, що з глибиною розміри піднять, як правило, зменшуються, а амплітуда зростає. За час вивчення регіону змінювалось і співвідношення між структурами різних розмірів. Якщо спершу, за недосконалих методів картування і примітивної техніки, фіксувались переважно структури великих розмірів, то з прогресом техніки і методології картування кількість дрібних структур поступово зростала, і можна стверджувати з впевненістю, що така тенденція буде зберігатися і в майбутньому.

Які у структур III порядку, за співвідношенням структурних планів серед піднять можна виділити: наскрізні, поховані, навішані і інверсійні. Поховання структур IV порядку може відбуватись на різних рівнях. Переважно воно приурочене до перерівів у седиментації і тектонічних перебудов. Тому кількість локальних структур зростає при переході з горизонтів палеогену до мезозою і більш глибоких рівнів палеозою. Така закономірність буде справедливою для товщі, яка залягає на нижніх соленосних відкладах девону. Навішані, наскрізні та інверсійні підняття впевнено визначаються за наявності геологічних або геофізичних побудов, починаючи з поверхні фундаменту. Тут є чіткі приклади інверсійних піднять (Холмське, Великозагорівське та ін.) і навішаних (Червонопартизанське, Радченківське та ін.). За морфологічними ознаками майже всі замкнені підняття відносяться до брахіантикліналей, менша кількість до куполів (Житнє та більшість структур в підзоні передмезозойських соляних структур на палеогенових і мезозойських структурних планах). Ще менше в межах ДДЗ відомі антикліналі. До цього типу структур з застереженнями можна віднести Анисівську (вулканічного походження) і Кременівську.

Крім замкнених піднять досить поширені напівзамкнені позитивні локальні форми — носи і тераси, які останнім часом все частіше стають об'єктами виявлення комбінованих пасток вуглеводнів.

За положенням локальних піднять відносно регіональних чи зональних диз'юнктивів виділяються надрозломні і прирозломні структури. Чіткі приклади прирозломних замкнених форм спостерігаються вздовж зони крайових розломів в мобільних підзонах грабена, які багато дослідників групують в так звані крайові дислокації. Значна їх кількість знаходиться також на північному борту. Найбільш переконливі приклади надрозломних форм можна побачити, якщо залучати до аналізу поверхню фундамен-

ту. За останньою картою по фундаменту (М.Г. Манюта та ін., 1989 рік) до цього типу структур слід віднести Качанівське, Мільківське та інші підняття.

На початку семидесятих років Б.П. Кабишевим були вивчені в умовах западини і описані розформовані підняття, тобто такі, котрі в часі зі збільшенням регіонального нахилу нашарувань перетворились в напівзамкнуті форми. Згодом серед них були виділені групи за ступенем і послідовністю їх розформованості (не істотно, частково і сформовані вдруге).

Особливу роль в процесі утворення складок ДДЗ зіграла соляна тектоніка. З трьох широко розповсюджених в регіоні соленосних товщ в галокінезі, за думкою більшості дослідників, "активну" роль відігравала тільки одна — нижня товща девону (воронезько-лівенського віку). Дві інших, нижньопермська і верхня товща девону (лебединського віку), відносяться до "пасивних", тобто не здатних самостійно утворювати діапіри. Існує багато класифікацій соляних структур, розроблених також за різними ознаками. Перший і головний критерій їх класифікації є рівень підняття соляних мас. Такі рівні приурочені до періодів активізації тектонічних процесів, пов'язаних із регіональними піднесеннями, перебудовою структури регіону і денудацією осадового чохла. Зараз геолого-геофізичними дослідженнями встановлені такі рівні підйому солі: передкам'яновугільний, передверхньовізейський, передверхньосерпуховський, передмезозойський, передкайнозойський (передпалеогеновий) і передчетвертинний. Структури останнього рівня вважаються відкритими (відкритодіапірові), решта — закритими (прихованодіапірові). В наш час існують соляні структури, які продовжують своє зростання, що часто знаходить відповідне відображення в сучасному рельєфі (гора Золотуха над Роменським штоком, Висачківський горб над однойменним соляним тілом). Соляні маси переміщаються з одного рівня на другий, в т. ч. і на денну поверхню, за різними схемами. По-перше, це піднесення надсольової товщі прихованим діапіром ("подушкою" чи штоком) в революційні періоди з подальшою денудацією осадових відкладів до розкриття соляного ядра (Висачківська структура на передкайнозойському рівні). По-друге, зростання соляного штоку одночасно з осадконакопиченням в еволюційні періоди, де шток під час підняття переважно знаходився вище базису ерозії (зростання Роменського штоку в мезозойську еру). По-третє, прорив соляних мас по регіональному чи зональному розриву (Олексіївська структура в передмезозойський час). Кожен з цих механізмів прориву може існувати самостійно, але дуже часто вони змінюють один одного в часі або діють в різних комбінаціях. Зростання соляного діапіра може зупинитись на будь-якому рівні свого розвитку остаточно або тимчасово. Цей процес знаходиться в повній залежності від надходження мас солі з області живлення. Зупинки в піднятті пояснюються виснаженням області живлення або появою перешкод на шляху переміщення мас солі з області живлення до району акумуляції. Такими перешкодами можуть бути блоки в підсольовій частині, що перетнули шлях солі внаслідок активізації розломно-блокової тектоніки, або блоки надсольової частини осіли в приштоковій зоні під час швидкого некомпенсованого відтоку солі з цієї зони. Останній варіант досить часто призводить до появи вторинного соляного підняття. Прикладом цього є Радченківська структура по горизонтах палеогену і мезозою по відношенню до Лейківського штоку. За структурними планами цих мо-

лодих відкладів шток знаходиться на периклінали. Аналогічні ситуації з виникненням вторинних піднять можуть скластись і на більш ранніх етапах розвитку соляних діапірів. Таке явище довгий час приводило деяких дослідників до помилкового висновку про незмінну закономірність утворення діапірів на периклінаях піднять. Будова соляних структур ускладнена розгалуженими системами диз'юнктивів.

Незвичайний морфологічний тип соляних грибоподібних тіл виник завдяки вторгненню девонської "активної" (пластично рухливої) солі в горизонти "пасивних" соляних товщ нижньопермського віку (підзона передмезозойських соляних структур). Серед них є і такі, де девонська сіль закачувалась не навколо місця надходження девонської солі, а тільки в одному напрямку. В таких випадках виникали не грибоподібні форми, а соляна "стінка" з потовщеним козирком. Каналом переміщення в цих випадках стає диз'юнктив (Олексіївська структура).

1.3 Нафтогазоносність

Освоєння ресурсного потенціалу вуглеводнів Східного регіону триває вже понад 80 років. Перші прямі ознаки в ДДГНО були отримані в 1935 р. під час пошуків калійної сировини геологічною партією Академії наук УРСР на горі Золотусі на околиці Ромнів, Сумської області (із свердловини відібрано 2 тони нафти). У 1939 році було отримано промисловий приплив нафти і відкрито Роменське нафтове родовище [9]. Поклад містився в кепроці Роменського соляного штоку. У 1950 р. було відкрито Радченківське нафтогазове родовище і Шебелинське унікальне газоконденсатне родовище з запасами газу понад 720 млрд $м^3$ і конденсату більше 7 млн т. В цей час здійснилася промислова оцінка похованих структур і, насамперед, міжкупольних складок Машівсько-Шебелинського газоносного району, що призвело до відкриття крупних і унікальних родовищ газу і газоконденсату: Єфремівського і Західнохрестищенського. Зростаючий дефіцит пошукових об'єктів, в першу чергу антиклінальних, з 1970 р. викликав необхідність промислової оцінки і малоамплітудних піднять на малих і середніх глибинах. З середини 80-х років минулого століття розпочалося освоєння пасток неантиклінального типу [27].

На сьогодні за даними, наведеними у роботі [26], в межах Східного нафтогазоносного регіону відкрито 244 родовища ВВ, в тому числі 37 нафтових, 48 нафтогазоконденсатних, 6 нафтогазових, 104 газоконденсатних та 49 газових.

Початкові потенційні видобувні ресурси ВВ Східного нафтогазоносного регіону складають (за даними Чернігівського відділення УкрДГРІ) 5319,0 млн т у.п. За фазовим станом серед них домінує вільний газ, доля якого становить більше 82% від загальних початкових ресурсів ВВ (рисунок 5, таблиця 1). Поточні потенційні видобувні ресурси ВВ оцінюються в 3382,4 млн. т у.п. Розподіл поточних потенційних видобувних ресурсів ВВ наводиться на рисунку 6 та в таблиці 1.

Ступінь реалізації початкових ресурсів ВВ (накопичений видобуток та балансові видобувні запаси) станом на 01.01.12 становить 55,4%, що свідчить про те, що значна частина традиційних легко видобувних ресурсів ВВ вже освоєна.

Головними типами колекторів ДДЗ є теригенні та карбонатні [5]. У північно-західній частині ДДЗ серед теригенних порід переважають первинні колектори високого

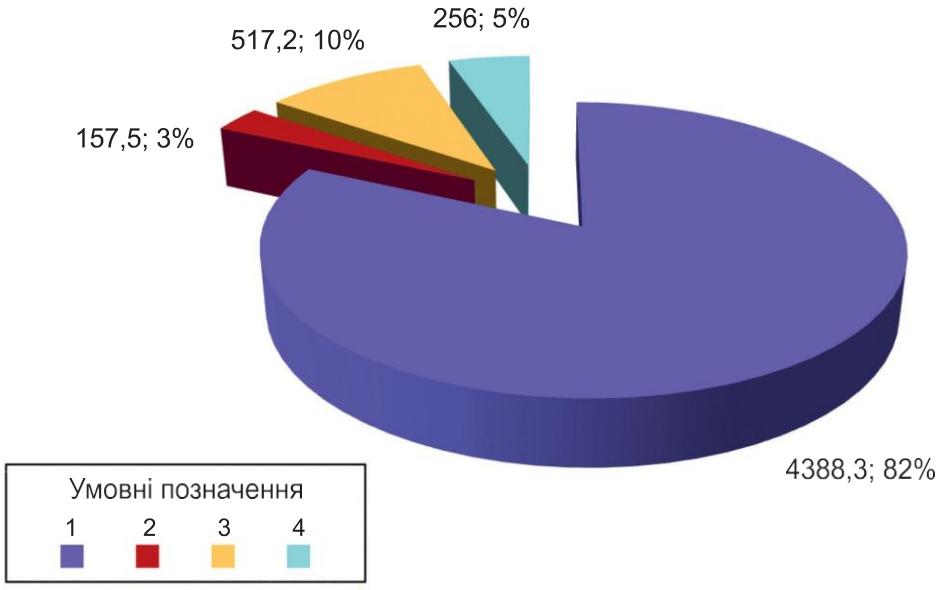


Рисунок 5 – Потенційні початкові ресурси вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону України. 1 – газ вільний, млрд. м^3, 2 – газ розчинений, млрд. м^3, 3 – нафта, млн. т, 4 – газовий конденсат, млн. т.

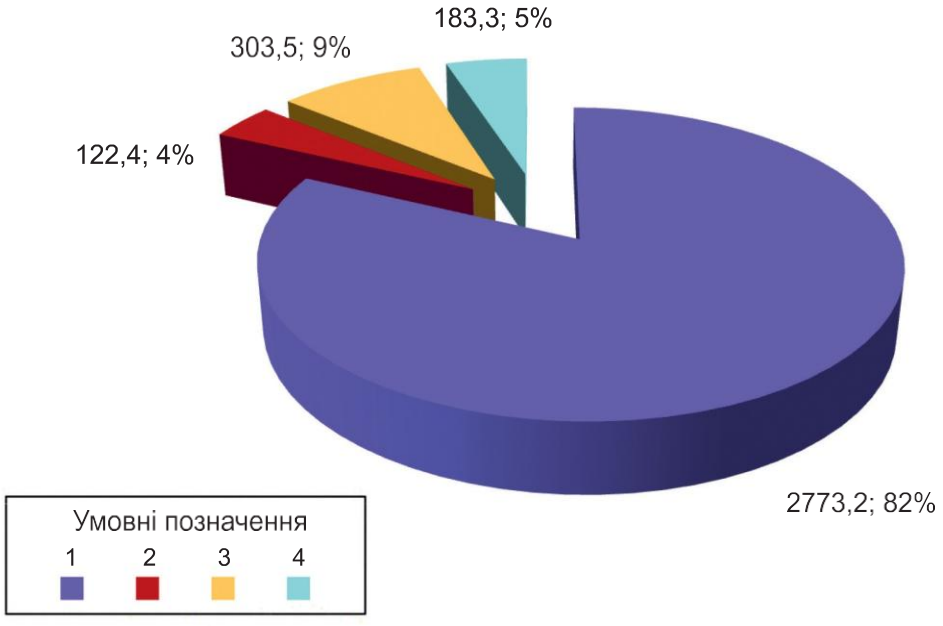


Рисунок 6 – Потенційні поточні ресурси вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону України. 1 – газ вільний, млрд. м^3, 2 – газ розчинений, млрд. м^3, 3 – нафта, млн. т, 4 – газовий конденсат, млн. т.

Таблиця 1 – Структура запасів та ресурсів вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону України (станом на 01.01.2012 р.)

Корисні копалини		Умовне паливо, млн.т	Газ вільний, млрд..м^3	Газ розчинений, млрд.м^3	Нафта, млн.т	Газовий конденсат, млн.т
Видобуток з початку розробки		**1936,6**	**1615,1**	**35,1**	**213,7**	**72,7**
Балансові видобувні запаси (111+121+122)		**1009,7**	**864,8**	**11,7**	**72,5**	**60,8**
Ресурси	перспективні категорії C_3 (333)	**384,8**	**352,8**	**–**	**32,0**	**–**
	прогнозні категорій D_1+D_2 (334)	**1987,8**	**1555,6**	**110,7**	**199,0**	**122,5**
Потенційні рес	поточні	**3382,4**	**2773,2**	**122,4**	**303,5**	**183,3**
	початкові	**5319,0**	**4388,3**	**157,5**	**517,2**	**256,0**
Ступінь використання поточних ресурсів, %		**29,9**	**31,2**	**9,5**	**23,9**	**33,2**
Ступінь реалізації початкових ресурсів, %		**55,4**	**56,5**	**29,7**	**55,3**	**52,2**
Забезпеченість видобутку запасами, роки		**48**	**49**	**19**	**38**	**75**

і середнього класу (II, III); у південній та північній прибортових зонах западини — III класу з середніми значеннями відкритої пористості 11–15% і проникністю 0,1–0,5 мкм^2; в пограничних з Донбасом зонах і у районах переходу прибортових зон у схили депресій — колектори нижчих класів (IV, V), ефективна пористість яких не перевищує 11%, а проникність становить 0,01–0,1 мкм^2; у депресіях центральної і південно-східної частин ДДЗ — колектори найнижчих класів (V і VI) з ефективною пористістю 1–6% і проникністю 0,0005–0,01 мкм^2 [9]. З карбонатними колекторами пов'язані, зокрема, поклади Леляківського, Мачуського, Ігнатівського, Богатойського родовищ.

Серед флюїдоупорів ДДЗ домінують глинисті і хемогенні, рідше карбонатні і вулканогенні породи різного віку. В першу чергу це девонські (євланівсько-лівенська і данківсько-лебедянська) та пермські соленосні товщі, численні глинисті товщі кам'яновугільних відкладів, а також пересазька глиниста товща.

Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності Східного нафтогазоносного регіону надзвичайно широкий — від девону до юри включно (рисунок 7). Також ряд покладів було відкрито в архейсько-нижньопротерозойських утвореннях кристалічного фундаменту.

За характером розподілу колекторів і покришок, з урахуванням особливостей нафтогазонакопичення, згідно з роботами ряду дослідників [25, 26, 27, 32, 42] у розрізі ДДЗ виділяються 7 нафтогазоносних комплексів (НГК):

- докембрійський з 35 покладами на шести родовищах, в яких знаходиться менше 0,5% розвіданих запасів ВВ;
- девонський, містить поклади промислового значення лише на 8 родовищах, в них зосереджено близько 3% розвіданих запасів ВВ регіону; він розчленовується на два підкомплекси: середньодевонсько-франський, фаменський;
- нижньокам'яновугільний (53,6% розвіданих запасів регіону), поділяється на турнейсько-нижньовізейський, (70 родовищ вуглеводнів) і верхньовізейський (120 родовищ вуглеводнів) і серпуховський підкомплекси (73 родовищ вуглеводнів);
- середньокам'яновугільний (з 164 покладами на 54 родовищах), виявлені запаси, нерозвідані ресурси невеликі (~ 6,0% розвіданих запасів регіону);
- верхньокам'яновугільно-нижньопермський з 45 покладами на 26 родовищах, де зосереджено ~ 36,5% розвіданих запасів вуглеводнів;
- мезозойський, вміщує 11 покладів нафти і газу в тріасовому і юрському підкомплексах; тут сконцентровано ~ 0,5% загальних розвіданих запасів.

Нижче наводиться стисла характеристика зазначених вище нафтогазоносних комплексів згідно з роботами [8, 9, 25-27, 32, 42].

Докембрійський нафтогазоносний комплекс виділяється як нафтогазоносна одиниця, межі якої ще остаточно не визначені, а породи, що його утворюють, поширені повсюдно. Представлений він гранітами, плагіогранітами, гнейсами, ультрабазитами, кристалічними сланцями та іншими різновидами докембрійських утворень. У вертикальному розрізі комплекса розрізняють: кору вивітрювання (КВ) і незмінені процесами вивітрювання породи кристалічного фундаменту із зонами тектонітів (розущільнень).

Кора вивітрювання у межах досліджуваної території буває двох типів: площинна

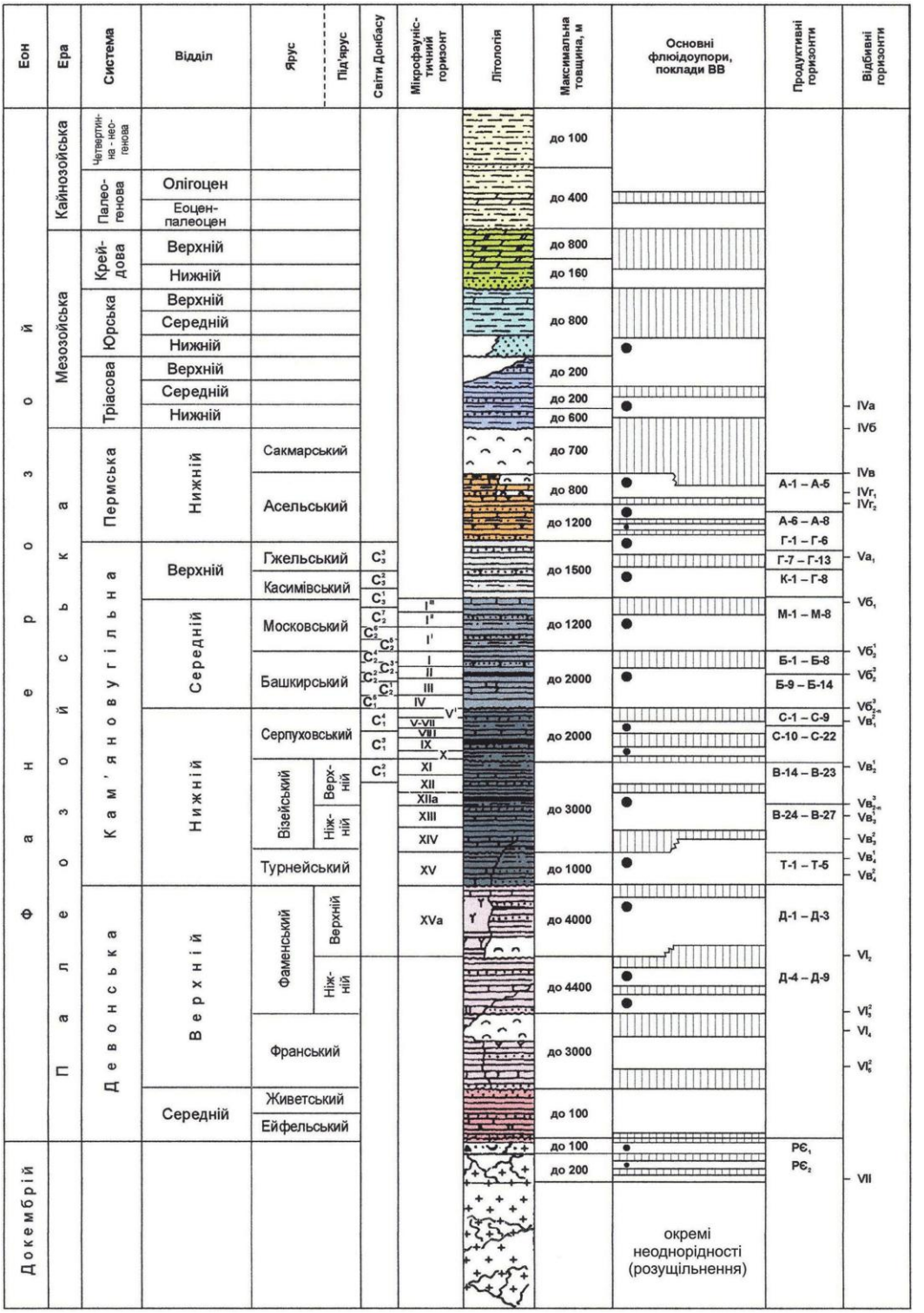


Рисунок 7 - Зведений розріз ДДГНО за О.Ю. Лукіним, 1995 з доповненнями за В.Я. Колосом, 2002, В.В. Гладуном, 2001, 2011.

і лінійна. Її товщина, мінеральний склад і ступінь перетворення порід залежать від багатьох факторів, таких як речовинний склад материнських утворень, тривалість вивітрювання, палеорельєф, тектонічна активність території, наявність палеорічкових систем, палеоклімат тощо.

Залежно від переважання тих чи інших факторів фізико-хімічного перетворення порід формується певний тип кори вивітрювання. У зонах інтенсивної порушеності порід фундаменту формуються лінійно-тріщинні або площинно-тріщинні кори вивітрювання товщиною у перші десятки метрів. Площинний тип кори пов'язаний з процесами поверхневого фізико-хімічного вивітрювання, лінійний і лінійно-площинний — з процесами перетворення речовини, зумовленими впливом розривних порушень.

У ДДЗ з утворень фундаменту припливи вуглеводнів отримані на Хухринській, Чернечинській, Юліївській, Огульцівській, Золочівській, Добропільській, Киянівській, Західноскворцівській, Скворцівській, Коробочкинській, Гашинівській та ін. площах. Загальна товщина зон каолінізації і гідрослюдизації сягає перших десятків метрів, а зона дезінтеграції кори — до 50 м. Пористість порід у верхніх зонах досягає 19%, дебіти газу становлять 55-450 тис. м^3/добу. У зоні дезінтеграції пористість 5-17%, а дебіти газу — 150 тис. м^3/добу. З розущільнених зон (тектонітів) фундаменту промислові припливи газу отримані на Юліївській площі (понад 200 тис. м^3/добу), а нафти — на Хухринській (69 т/добу) і Гашинівській (264 т/добу) площах [9, 61, 84].

Девонський нафтогазоносний комплекс. Вперше в цьому НГК ознаки нафтогазоносності встановлені в брекчії Роменського соляного штоку, де із свердловини 2-С (інт. 256-378 м) були отримані припливи нафти дебітом 0,3 т/добу. Крім того, нафта в кавернах і пустотах кепрока була відзначена ще у 52 свердловинах. За 1939–1940 р.р. — на Роменському родовищі було видобуто 9,6 тис. т нафти. В повоєнні роки нафтогазопрояви зафіксовані в кепроках багатьох соляних штоків: Дмитрієвському, Іваницькому, Івангородському та інших. В 60-80-х роках XX ст. на північному заході ДДЗ рідка нафта зустрінута в тріщинах кернів свердловин на Грибоворуднянській (св. 1, інт. 2518-2529 м), Борківській (св. 8, інт. 2778-2952 м), Великозагорівській (св. 526, інт. 1286-1510 м), Ведильцівській (св. 5, інт. 3110-3114 м) та інших площах. Припливи нафти 1,5-5 м^3/добу отримані із задонсько-єлецьких (Ядутівська, св. 1, інт. 2872-2897 м) і данково-лебедянських (Кинашівська, св. 6) відкладів. В середній частині грабена нафтонасичені пісковики і вапняки з нафтою в тріщинах спостерігалися на Малосорочинській (св. 4, інт. 3064-3097 м), Північноколайдинцівській (св. 222, інт. 3128-3131 м), Білоцерківській (св. 233, інт. 2295-2296 м) та інших площах. На Сагайдацькій площі (св. 50, 51, 55, 401) розкриті теригенні утворення нижньої соленосної товщі девону, з яких (св. 50, глибина 4689 м) отриманий значний приплив нафти. Припливи газу відмічені з надсольових вулканогенно-осадових відкладів на Погарщинській площі (св. 25, інт. 3942-3974 м). Приплив газу виміряний в обсязі 22,3 тис. м^3/добу. Спостерігався значний викид газу із свердловини 125. Абсолютно вільний дебіт газу на Новотроїцькій площі становив 900 тис. м^3/добу (св. 17, інт. 3380 - 3406 м). Промислова нафтогазоносність надсольових теригенних утворень девонського віку (фаменський ярус) встановлена на Бугруватівському, Західнокозіївському, Радянському, Козіївському, Іскрівському, Личківському і Богатойському родовищах. Пастки пластові, скле-

пінні, тектонічно і літологічно обмежені, тільки поклад на Богатойському родовищі сформований у пластовій склепінній пастці. Колектори складені пісковиками та алевролітами, флюїдоупори — аргілітами. Початкові дебіти нафти на Бугруватівському, Західнокозіївському, Радянському і Козіївському родовищах з відкладів девону становлять відповідно 165, 85, 55 і 15 т/добу. На Личківському родовищі, яке розташоване у Південній прибортовій зоні ДДЗ, в покладах Д-2 і Д-3 початкові дебіти нафти, конденсату і газу становили відповідно 281 т/добу, 232 т/добу і 407 тис. м^3/добу.

Нижньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс складається із трьох нафтогазоносних підкомплексів: турнейсько-нижньовізейського, верхньовізейського і серпуховського.

Турнейсько-нижньовізейський нафтогазоносний підкомплекс включає відклади XV мікрофауністичного горизонту турне і XIII та XIV горизонтів нижнього візе. У межах ДДЗ у цьому розрізі виділяються три природні резервуари (горизонти В-24 — В-26) в границях нижнього візе і 4 (Т-1 — Т-4) — в межах турне. В них відкрито понад 60 вуглеводневих покладів.

Розріз підкомплексу досить складний і включає строкатобарвні теригенні утворення турнейського віку, нижньовізейську карбонатну плиту і теригенно-вугленосно-бокситоносні породи нижнього візе. Оскільки карбонатна плита омолоджується на захід, то повнота розрізу надкарбонатної товщі у цьому напрямку зменшується.

Найбільш значні скупчення вуглеводнів у турнейських відкладах відкриті на Яблунівському, Тимофіївському і Куличихинському родовищах. Поклади склепінні пластові тектонічно екрановані. Колектори складені з дрібно- і середньозернистих пісковиків і алевролітів, часто з кварцовим регенераційним цементом. Товщина піщаних шарів від 10 до 25 м. На Яблунівському родовищі покришками є аргіліти товщиною 25-30 м. У нижньовізейських відкладах скупчення нафти, газу і конденсату встановлені, в основному, в північно-західній частині регіону (Бахмацьке, Скороходівське, Нинівське, Монастирищенське, Леляківське, Софіївське, Коржівське, Перекопівське, Ярошівське та інші родовища). В приосьовій і прибортових зонах виявлені газоконденсатні і газові поклади (Погарщинське, Анастасіївське, Руденківське та інші родовища). В нижньовізейському під'ярусі встановлені, в основному, малоамплітудні резервуари, що не перевищують 50 м. Переважають пластові тектонічно екрановані і пластові склепінні поклади.

На Північному борту утворення комплексу відомі тільки у межах палеоструктурних заток, що ускладнювали в турнейський час прибортові ділянки Дніпровського грабена. Товщина порід, що утворюють підкомплекс в межах борту, незначна і становить перші десятки метрів. Найвпевніше ці породи стратифіковані на Юліївській, Скворцівській та Караванівській площах, де значна частина розрізу представлена вапняками.

Верхньовізейський нафтогазоносний підкомплекс виділяється у межах XIIа, XII і XI мікрофауністичних горизонтів. Складений перешаруванням темно-сірих аргілітів, алевролітів і сірих пісковиків з тонкими вапнистими і вуглистими прошарками. Речовинний склад під'ярусу у ДДЗ змінюється у південно-східному напрямку від глинисто-піщаних до піщано-глинистих і глинисто-карбонатних порід. Комплекс має найбільше поширення в регіоні і його північна межа є гра-

ницею між ДДЗ і Воронезькою антеклізою.

Колекторами у комплексі є переважно піщано-алевролітові шари і прошарки, що групуються у 10 природних резервуарів (продуктивні горизонти В-14 — В-23). Повсюдно розвинуті горизонти від В-14 до В-19. Нижчезалягаючі горизонти внаслідок складної історії розвитку ДДЗ на межі нижнього і верхнього візе розвинуті не скрізь і займають найбільш занурені на початку пізньовізейського часу ділянки.

У поширенні проникних горизонтів з певними значеннями пористості у регіоні встановлена закономірність, яка свідчить про поступове зростання пористості піщаних пластів від осьової частини ДДЗ, де вона становить 5-10%, в сторону бортів, де її значення зростають до 20-23%. Крім того, на ряді площ у межах грабена встановлені аномальні значення пористості (20-24%) на великих глибинах.

Серпуховський нафтогазоносний підкомплекс складений теригенними алевроліто-піщано-аргілітовими різновидами порід з тонкими прошарками вапняків. Повнота розрізу зумовлена тривалістю надсерпуховського перериву, в результаті якого з розрізу може випадати значна частина верхньосерпуховського (до горизонту С-3) під'ярусу. Товщина комплексу зростає з північного заходу на південний схід від 5 м (у Сумах), 45 м (Хмелів), 50-60 м (Турутине-Хрещате) до 200 м (Юліївка) і 250-450 м на північних околицях Донбасу. Його склад також змінюється у цьому ж напрямку від піщано-глинистих до глинисто-карбонатних і сульфатно-карбонатних відкладів. Колекторами вуглеводнів у серпуховському підкомплексі є виключно піщано-алевролітові шари і прошарки, що утворюють окремі природні резервуари від С-2 до С-9. Саме у цих природних резервуарах локалізуються вуглеводневі пастки на сприятливих у структурному відношенні ділянках.

Особливістю будови пасток є значний вплив на їх морфологію границь літологічного заміщення порід колекторів. Основні запаси вуглеводнів підкомплексу пов'язані з відкладами верхньосерпуховського під'ярусу. Відомі родовища, які за запасами вуглеводнів відносяться до середніх (Березівське) і навіть великих (Котелевське).

Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс. Характерною його особливістю в даному регіоні є те, що наявність вуглеводневих покладів майже повсюдно супроводжується присутністю таких покладів в нижчезалягаючих товщах нижнього карбону. Це наводить ряд дослідників на думку, що вуглеводневі поклади в утвореннях середнього карбону є результатом вертикального перетоку вуглеводнів з нижчезалягаючих нафтоматеринських порід [25, 41].

В ранньобашкирський час на всій території регіону нагромаджувалися товщі карбонатних порід, так звана «башкирська плита», складена переважно вапняками. В південній прибортовій зоні в той час відкладалися теригенні осадки. Вміст піщано-алевролітових порід на більшій частині западини відносно низький — до 20% розрізу, в прибортових зонах зростає до 45%, а у північно-західному субрегіоні знижується до 10-15%. Товщина пласта піщано-алевролітовнх порід не перевищує 10 м (у південно-східній частині до 35 м), їх пористість становить 10-12%. В пізньобашкирський час спостерігається обміління басейну, що відбивається на зміні літолого-фаціального складу і типу порід. Так, наприклад, у північно-західній частині западини відкладалися карбонатно-теригенні осадки лагун і прибережного мілководдя.

Для московського ярусу характерний високий вміст (до 80%) піщано-алевролітових порід. Товщина окремих шарів пісковиків сягає 40-50 м, пористість до 25-30%. Загальне зниження колекторських властивостей спостерігається з північного заходу на південний схід.

У відкладах башкирського ярусу виділяються 13 регіонально витриманих продуктивних піщаних горизонтів (Б-1 – Б-13), а в московських 7 горизонтів (М-1 — М-7). Скупчення вуглеводнів, як правило, групуються в районах розвитку зональних і локальних покришок глинистих товщ башкирського віку (світа (C_2^4) і аналогічних порід світи C_2^7 московського віку. На північних околицях Донбасу зональними покришками є глинисті пачки світ C_2^6 і C_2^7 товщиною 25-80 м.

Продуктивні нафтогазоносні горизонти середньокам'яновугільного віку залягають на глибинах 650–5640 м. Найбільші поклади встановлені на Рибальському, Качанівському, Богданівському і Яблунівському родовищах. На Рибальському родовищі промислово продуктивними є горизонти є Б-11 і М-2, М-3, М-4, М-5, М-6 і М-7. Поклади в основному пластові склепінні, тектонічно екрановані, декотрі з них літологічно обмежені. Колекторами є пісковики з високими та середніми ємнісно-фільтраційними властивостями, які чергуються в розрізі з аргілітами та алевролітами, рідше з вапняками. Макимальний дебіт нафти 232,7 т/добу, газу — 250 тис. м^3/добу.

На Качанівському родовищі поклади газу встановлені в продуктивних горизонтах башкиру (Б-3 і Б-4) та москви (М-3 — М-7). Поклади родовища пластові та масивно-пластові склепінні, тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Породи колекторів складені пісковиками, які добре витримані по площі, але в башкирському ярусі заміщуються непроникними відкладами. Максимальний дебіт газу 640 тис. м^3/добу.

На Богданівському родовищі в середньокам'яновугільному НГК встановлені поклади в продуктивних горизонтах в башкирських відкладах Б-1 (газ), Б-3 — Б-12 (нафта) і в московських відкладах М-1, М-5, М-6 (газ), М-2 М-4, М-7 (нафта). Поклади вуглеводнів пластові склепінні, тектонічно екрановані, деякі з них літологічно обмежені. Продуктивні горизонти башкирського ярусу складені дрібно- і середньозернистими пісковиками і алевролітами, а московського — дрібнозернистими.

На Яблунівському родовищі встановлені поклади нафти в горизонтах Б-5, Б-6 і газоконденсату — в Б-6, Б-11 (башкирський ярус). Скупчення вуглеводнів пов'язані з пластовими, масивно-пластовими, склепінними, тектонічно екранованими і частково літологічно обмеженими пастками. Фізичні властивості піщано-алевролітових колекторів башкиру приблизно такі, як і на Богданівському та інших родовищах осьової та приосьової зон ДДЗ. Дебіт нафти максимальний з горизонту Б-6 — 6,08 т/добу.

Верхньокам'яновугільно-нижньопермський нафтогазоносний комплекс.

Продуктивними у цьому нафтогазоносному комплексі є відклади касимівського і гжельського ярусів верхнього карбону, а також асельського ярусу нижньої пермі (мелихівська, микитівська і слов'янська світи). В Шебелинсько-Машівському газоносному районі, де розвинуті поклади масивно-пластового типу, їх висота сягає сотні метрів Так, висота верхньокам'яновугільно-нижньопермського газоносного покладу на Шебелинському родовищі становить 1180 м.

У верхньокам'яновугільних відкладах центральної (приосьової) частини грабена

сконцентровані основні поклади, де продуктивні горизонти спостерігаються на 21 родовищі. Так, на Леляківському, Гнідинцівському і Погарщинському родовищах поклади нафти приурочені до горизонтів Г-11 — Г-13 і К-1 — К-3. Південно-східна частина регіону характеризується значним вертикальним діапазоном газоносності. В розрізі гжельського ярусу виділяються 7-10 продуктивних горизонтів (Г-4 — Г-13), з якими пов'язані газові і газоконденсатні поклади (Західнохрестищенське, Мелихівське, Єфремівське та інші родовища). В північній прибортовій зоні нафтові, нафтогазові і газові поклади відкриті на Качанівському та Рибальському родовищах, у продуктивних горизонтах Г-11 — Г-13, К-1, К-4, К-5 і К-6, їх товщина 9-90 м. Колектори складені пісковиками та алевролітами, пористість яких 11-32%. Товщина покладів 35-45 м, а на Качанівському родовищі нафтогазовий поклад досягає 70 м. Тип скупчень в основному пластовий склепінний тектонічно екранований. Товщина піщаних горизонтів гжельського і касимівського ярусів у північно-західній і центральній частинах западини становить 11-49 м (Леляківське, Богданівське, Гнідинцівське, Погарщинське. Рибальське родовища) і зростає на південний схід до 92-700 м (Машівське. Мелихівське, Шебелинське, Західнохрестищенське, Західнососнівське та інші родовища) В північно-західній і центральній частинах западини пористість цих колекторів становить 11,4-33,5%. Змінюється також висота покладів вуглеводнів. Якщо на родовищах північно-західної і центральної частин западини вона становить 16-54 м, то у зануреній південно-східній досягає 570-1180 м (Машівське, Шебелинське родовища).

У відкладах нижньої пермі продуктивні горизонти знаходяться на п'яти родовищах в утвореннях микитівської і слов'янської світ. Породи слов'янської світи продуктивні на Леляківському (нафтовий горизонт) і Кегичівському (газоносний горизонт) родовищах. На Шебелинському, Єфремівському і Співаківському — газові і газоконденсатні горизонти пов'язані з микитівською світою. Товщина продуктивних горизонтів значно змінюється: на Леляківському родовищі вона 8-98,4 м, на Кегичівському — 1-16 м, а на Шебелинському до 140 м. Породи-колектори — пісковики, алевроліти, вапняки і доломіти, відкрита пористість яких 2-28,5%. Поклади газу і газоконденсату пластові склепінні тектонічно екрановані, рідко літологічно обмежені. Для верхньокам'яновугільних і нижньопермських продуктивних горизонтів нафтогазоупорами є соленосні відклади микитівської, слов'янської і краматорської світ нижньої пермі і глиниста пересазька товща нижнього тріасу.

Мезозойський нафтогазоносний комплекс складається з двох підкомплексів — тріасового і юрського, які мають дуже обмежене поширення. Тріасовий підкомплекс продуктивний у ДДЗ у чотирьох горизонтах І-1 — І-4 на Більському (газоконденсат), Качанівському (нафта), Рибальському (газоконденсат і нафта), Радченківському (газ), Сагайдацькому (газоконденсат), Рунівщинському (газоконденсат) родовищах. В юрському підкомплексі відкриті вуглеводневі скупчення тільки в одному продуктивному горизонті — Ю-1 на Більському (газоконденсат), Рибальському (газоконденсат), Солохівському (газоконденсат) і Решетняківському (нафта) родовищах. Колекторами в тріасових відкладах є карбонатно-піщані породи. Флюїдоупором служать глинисті горизонти серебрянської світи. Функції колекторів виконують пісковики, а флюїдоупорів глини в юрських відкладах.

На сьогодні у фонді перспективних об'єктів Східного нафтогазоносного регіону перебуває 317 нафтогазоперспективних об'єктів, в т.ч.: 138 підготовлених до глибокого буріння та 179 виявлених. Аналіз показує, що більшість із зазначених об'єктів пов'язана із неантиклінальними пастками – літологічно, стратиграфічно, тектонічно екранованими та комбінованого типу. Причому в більшості випадків ресурсна база окремого перспективного об'єкту не перевищує 1,0-1,5 млн. т у.п. В зв'язку з чим, не дивлячись на значні залишкові потенційні ресурси вуглеводнів, сподіватися на значне нарощування видобутку нафти і газу в Східному нафтогазоносному регіоні за рахунок освоєння традиційних покладів не можна. Таким чином, в цих умовах для збільшення розвіданих запасів нафти та газу потрібні пошуки не тільки нових типів об'єктів та комплексів, а й альтернативних джерел вуглеводневої сировини.

РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ГАЗОНОСНОСТІ СЛАНЦЕВИХ ПОРІД

Узагальнення геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів з газоносності сланцевих утворень різних басейнів Північної Америки (Барнетт, Вудфорд, Феєтвілл, Хейнзвіль, Ентрім, Марселлус, Нижній Гурон, Хорн-Рівер, Монті та ін.), аналіз даних, отриманих в ході зустрічі з представниками провідних іноземних компаній ("ExxonMobil", "Shell", "Halliburton" та ін.), які мають багатий досвід роботи з нетрадиційними джерелами вуглеводневої сировини, із врахуванням результатів виконаних раніше робіт [20, 31, 48, 49, 50, 53, 86, 91, 92, 95] дозволили визначити основні геологічні критерії газоносності сланцевих порід в Україні, а саме:

1) Літологічний склад (осадові глинисті, алеврито-піщано-глинисті та карбонатно-глинисті утворення, що знаходяться переважно на стадії мезокатагенезу) і вміст органічної речовини ($C_{орг}$ більше 1%).

Взагалі сланцями (у більш вузькому розумінні) називають метаморфічні породи, які характеризуються сланцюватістю (здатністю розколюватися на тонкі пластинки), внаслідок паралельного орієнтування мінералів. За ступенем метаморфізму вони утворюють ряд: глинисті та аспідні сланці, філіти (метагенез) — хлоритові, слюдисті та зелені сланці (зеленосланцева стадія регіонального метаморфізму) — кристалічні сланці (амфіболітова та більш висока стадії регіонального метаморфізму). До сланцевого газу ці породи, які у англомовній літературі називаються терміном "schist", не мають жодного відношення. Взагалі потрібно відзначити, що існує значна кількість визначень поняття "сланець" як у вітчизняній, так і в іноземній літературі, і це вносить значну термінологічну плутанину (Лукін О. Ю.). Сланцевий газ пов'язаний з виключно осадовими глинистими, алеврито-піщано-глинистими та карбонатно-глинистими утвореннями, що знаходяться переважно на стадії мезокатагенезу. При цьому, головною відмінністю газоносних сланців від звичайних осадових пелітоморфних порід є вміст органічної речовини. Тому до них будуть відноситись всі пелітоморфні породи з вмістом $C_{орг}$ від 1% до 10% (доманікіти, баженіти, меніліти тощо). Це переважно темнокольорові істотно глинисті (зазвичай 40-70% і більше) породи, зі змінним вмістом карбонатів — 0-30%, SiO_2 — 0-40%, FeS_2 — 0,1-10% [109]. Ці градації, природа органічної речовини, її взаємовідношення з мінеральними компонентами та форми скупчення мають особливе значення для виділення потенційно газоносних, в основній масі, темнозабарвлених сланцевих (гідрокарбопелітових) формацій.

Оскільки, сланцевий газ у сорбованому стані міститься в породах з високим вмістом органічної речовини, то найбільш важливим критерієм під час оцінки перспектив газоносності сланцевих товщ є її кількість. Базуючись на фактичних даних щодо скупчень сланцевого газу Північної Америки, мінімальний вміст органічної речовини повинен перевищувати 1%, і чим він більший, тим більшу кількість газу містить порода [79].

2) Ступінь термальної зрілості порід: інтервал від нижньої частини $МК_2$ (R^o – 0,80) до середньої частини $АК_2$ (R^o – 3,0).

Як і для оцінки перспектив нафтогазоносності традиційних покладів вуглеводнів (ВВ), так і для пошуку скупчень сланцевого газу важливим аспектом є ступінь тер-

мальної зрілості порід. Ступінь катагенезу осадових порід і розсіяної в них органічної речовини є одним з найважливіших показників умов генерації ВВ.

За результатами досліджень М.Б. Вассоєвича, Б.О. Соколова, С.Г. Нєручєва та Дж. Ханта, розроблено стадійність перетворення органічної речовини (рисунок 8) і пов'язана з нею вертикальна зональність розподілу вуглеводнів, що є основою сучасних уявлень осадово-міграційної теорії походження ВВ та формування їх покладів. Більшістю дослідників колишнього СРСР головна зона нафтоутворення (ГЗН) виділяється в інтервалі катагенезу порід $МК_1$-$МК_2$, а головна зона газоутворення (ГЗГ) – $МК_2$ – середина $АК_2$. В цілому ж, цієї точки зору притримуються і закордонні дослідники, які виділяють головне нафтове вікно у інтервалі початок $МК_1$ – середина $МК_2$ (R^0 – 0,50-0,80) і головне газове вікно – середина $МК_2$ – середина $АК_2$ (R^0 – 0,80-3,0) (таблиця 2).

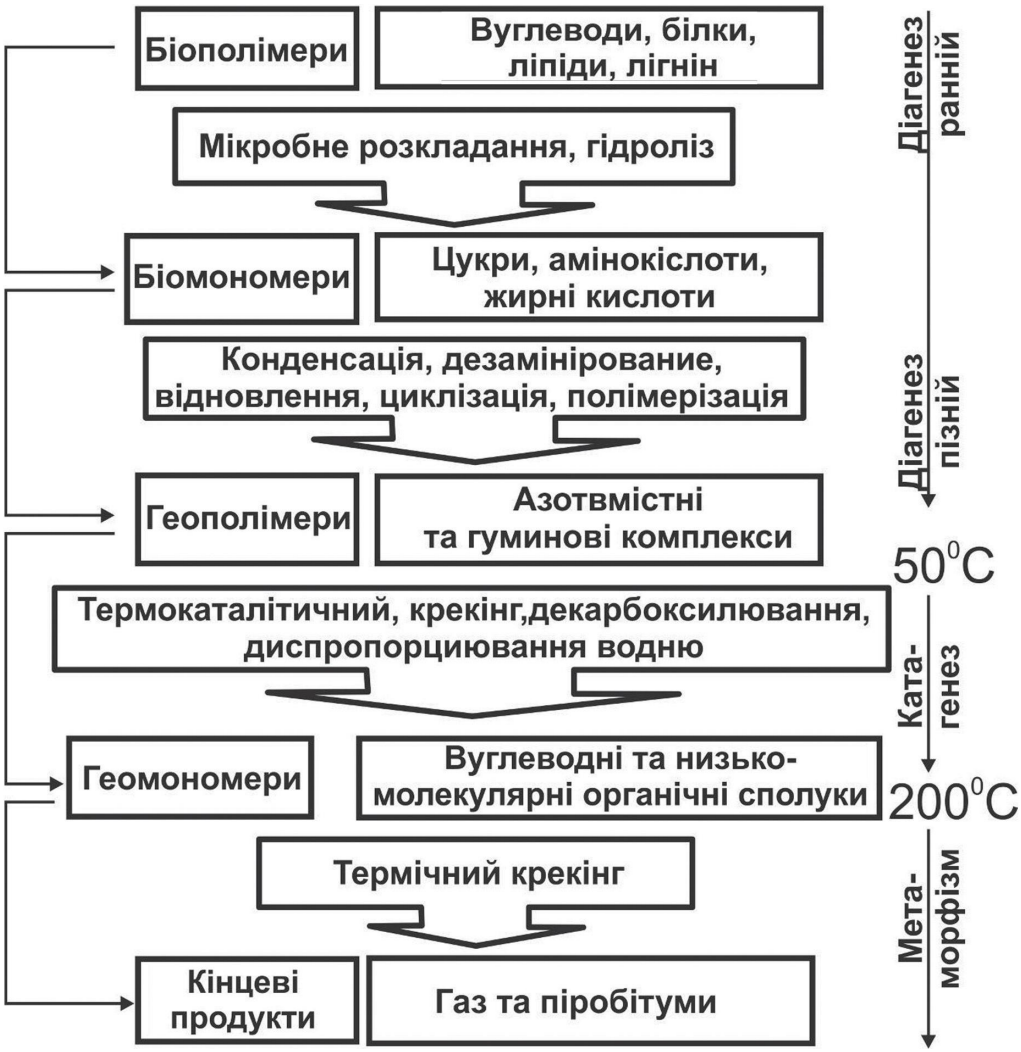


Рисунок 8 – Стадійність перетворення органічної речовини

Таблиця 2 – Зіставлення зон утворення вуглеводнів зі ступенями катагенетичної перетвореності органічної речовини

Підстадія катагенезу	Етап	Підетап	Класифікація вугілля		R^0, %	Орієнтовна глибина, км		Орієнтовна (середня) глибина, км	Орієнтована температура, °С	LOM	TAI		Зони утворення ВВ		
						min	max						1	2	3
прото-(ПК)	$ПК_1$	Б	М'яке (Б1) Мягкий	Буре вугілля (Б)	- 0,30-	- 1 -	- 3 -	200-1400	< 50	- 6 -	жовто-коричневий	2 –	ВЗГ	ВЗГ	
	$ПК_2$		Матове (Б2) Матоый		- 0,40-										
	$ПК_3$		Блискуче (Б3) Блестящий		- 0,50-					- 7 -		2			
мезо-(МК)	Початковий $МК_1$	$МК_1^1$(Д) / $МК_1^1$	Довгополум'яневе (Д) Длиннопламенный		- 0,65-			1400-2500	50-90	- 8 -					Oil window 60-120 °С, 2-4 км
		$МК_1^2$(Г) / $МК_2$	Газове (Г) Газовый		- 0,85-			2500-3800	90-135	- 9 -		2+	ГЗН	ГЗН	
	Середній $МК_2$	(Ж) / $МК_3$	Жирне (Ж) Жирный		- 1,15-	- 2	- 6 -	3800-4500	135-160	- 10 -	коричневий	3 –	ГЗН	ГЗГ	Gas Window 100-200°С, 3-6 км
	Глибинний $МК_3$	$МК_3^1$(К) / $МК_4$	Коксове (К) Коксовый		- 1,55-			4500-5000	160-185	- 11 -		3			
		$МК_3^2$(ОС) / $МК_5$	Піснувато-спікливе (ПС) Отощенный спекающийся (ОС)		- 2,00-			5000-5700	185-200	- 12 -					
апо-(АК)		$АК_1$ (Т)	Пісне (П) Тощий (Т)		- 2,50-			5700-6500	200-230	- 13 -		3 +	ГЗГ	ГЗГ	
		$АК_2$ (ПА)	Напівантрацит (НА) Полуантрацит (ПА)		- 3,50-	- 3 -	- 9 -	>6500	> 230	- 16 -	чорний	4 –			
		$АК_3$ (А)	Антрацит (А)		-5,00-	- 4 -	- 12-			- 17 -					
		$АК_4$ (А)			- 6,00-	- 5 -	- 15-			- 18 -		4			
										- 19 -					
										- 20 -					

Умовні позначення: Ro – відбиваюча здатність вітриніту, **LOM** – рівень органічного метаморфізму, **ТАІ** – індекс термічного перетворення – колір нерозчинної органічної речовини, **ВЗГ** – верхня зона газоутворення, **ГЗН** – головна зона нафтоутворення, **ГЗГ** – головна зона газоутворення, **oil window** – нафтове вікно, **gas window** – газове вікно, **1** – Н.Б. Вассоєвич, 1967, **2** – А.Е. Конторович,1976, 3 – Дж. Хант, 1982

Із врахуванням фактичних даних авторами визначено, що найбільш сприятливими умовами для генерації сланцевого газу характеризується інтервал від верхньої частини $МК_2$ (R^0 – 0,80) до середньої частини $АК_2$ (R^0 – 3,0). Також слід зазначити, що генерація газу може розпочинатися і при нижчих значеннях катагенезу порід $ПК_3$ – $МК_2$ (R^0 – 0,45-0,80). Однак за Дж. Хантом, на цих стадіях утворюється газ у складі якого переважає CO_2 (рисунок 9).

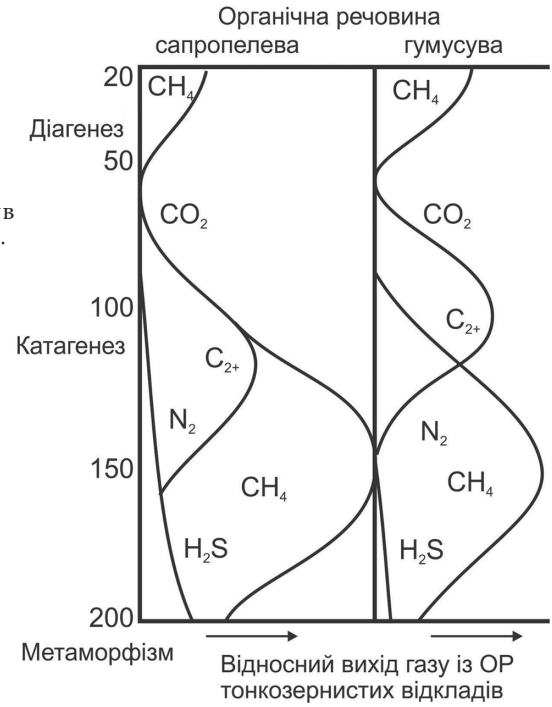


Рисунок 9 – Крива утворення газу в осадовому басейні (за Дж. Хантом).

Зі зміною складу газу пов'язано і визначення нижньої межі перспективності сланцевих утворень — середина $АК_2$ (R^0 –3,0), після якої значно зростає вміст CO_2 та H_2S.

3) Пористість не менше 1,0%.

Також слід враховувати, що певна кількість газу у сланцевих породах може міститися і у вільному стані в ізольованих порах та тріщинах. До того ж величина пористості і наявність тріщинуватості значною мірою впливають на ефективність проведення гідророзриву пласта. В зв'язку з цим, під час оцінки перспективності сланцевих товщ необхідно враховувати і ці параметри. Оскільки, значна частина потенційно перспективних на сланцевий газ товщ приурочена до малопроникних пелітоморфних порід, матрична проникність дуже низька (переважно до 0,1 мД), хоча може коливатися і в значних межах (за рахунок тріщин). Показники пористості залежать як від фракційного і мінералогічного складу порід, так і від вторинних процесів (ущільнення, карбонатизація, окремніння тощо). Нижня межа пористості за даними компаній "ExxonMobil" та "Halliburton" відповідає значенню в 0,5-1,5%.

4) Товщина перспективного горизонту не менш ніж 30 м.

Ще одним із важливих критеріїв оцінки ступеня перспективності газоносності сланцевих відкладів є товщина перспективного горизонту. Так, на родовищах Північної Америки вона варіює від 20-80 м (родовище Marcellus) до 500 м (родовище Barnett). Зазвичай мінімальна товщина продуктивної товщі становить 30-40 м, що обумовлено як геологічними, так і технічними чинниками [112]. Зрозуміло, що зі збільшенням товщини продуктивної товщі збільшуються і запаси газу. Що стосується технічного боку, то, як відомо, під час розробки скупчень сланцевого газу, з метою розкриття якомога більшого інтервалу по латералі використовуються горизонтальні свердловини, а також широко застосовується багатостовбурне буріння, яке представляє собою буріння ряду відгалужень від стовбура свердловини з метою збільшення зони дренажу. Виходячи з вищевикладеного, товщина перспективних на газ сланцевих товщ повинна бути не менш ніж 30 м.

5) Глибина залягання пластів до 4500 м.

Аналіз родовищ сланцевого газу у Північній Америці показує, що глибина залягання пластів, з яких здійснюється промисловий видобуток, змінюється від 300 до 4600 м [111]. Виходячи з досвіду розробки покладів сланцевого газу у США, економічно обґрунтованою є глибина залягання порід до 4500 м. Пояснюється це, більш значною, ніж в процесі традиційних пошуків вуглеводнів вартістю свердловини, яка в основному, залежить від її горизонтальної складової, значної кількості гідророзривів пласта та застосування складних рідин для інтенсифікації припливів вуглеводнів.

В загальному вигляді основні критерії перспектив газоносності сланцевих порід наведені нижче на блок-схемі (рисунок 10).

Крім основних критеріїв перспектив газоносності сланцевих порід, можна виділити наступні додаткові критерії для оцінки ступеня перспективності.

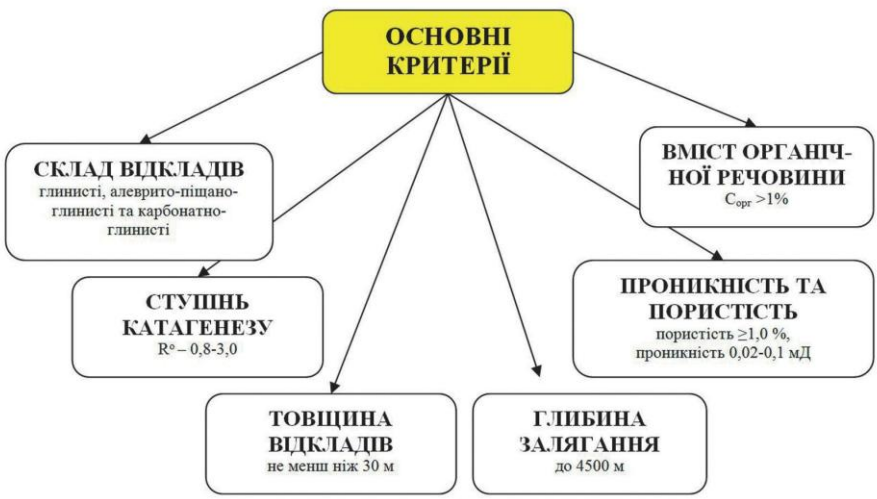


Рисунок 10 – Основні геологічні критерії оцінки перспектив газоносності сланцевих порід

1) Однорідний літологічний склад порід.

Важливим критерієм є однорідність літологічного складу пачок сланцевих порід, тобто відсутність значних за товщиною прошарків порід інших літологічних різновидів. Наявність таких прошарків значно ускладнює проведення і знижує ефективність гідророзриву пласта;

2) Збільшення товщини і кількості пластів сланцевих порід, а також збільшення вмісту $C_{орг}$.

3) Ступінь катагенезу порід.

Високоперспективна — середня частина стадії $МК_4$ — нижня частина стадії $МК_5$ (R^0 – 1,35-2,00). Середньоперспективна — верхня частина стадії $МК_2$ — нижня частина стадії $МК_4$ (R^0 – 0,80-1,34) та верхня частина стадії $АК_2$ (R^0 – 2,01-3,00).

4) Низька та помірна інтенсивність розвитку розривних порушень.

Високий ступінь розвитку порушень значно знижує перспективність території).

РОЗДІЛ 3. СТРАТИГРАФІЧНІ РІВНІ ПОШИРЕННЯ СЛАНЦЕВИХ ГАЗОНОСНИХ ВІДКЛАДІВ В ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ

Як вже зазначалося вище, осадовий чохол Дніпровсько-Донецької западини представлений відкладами від девонських до четвертинних включно. Проте критеріям нафтогазоносності сланцевих відкладів відповідає лише палеозойський комплекс, а саме відклади девону і карбону. Що стосується глинистих відкладів мезозою, то у зв'язку із низькою стадією термальної зрілості порід ($ПК_1$-$ПК_2$), незважаючи на наявність значних за товщиною глинистих пачок з кондиційним вмістом $С_{орг}$, вони є безперспективними для пошуку сланцевого газу. Відклади кайнозою практично на всій території Східного регіону перебувають на стадії діагенезу і також не можуть представляти інтересу для пошуків у них сланцевого газу.

Девонська система

Девонські відклади широко розповсюджені у Дніпровсько-Донецькій западині [24, 24]. Вони розкриті свердловинами на глибинах від 1000 до 6000 м. Залягають девонські відклади на кристалічних породах фундаменту, перекриваються у більшості випадків незгідно породами нижнього карбону. В стратиграфічному відношенні девонські утворення у ДДЗ представлені відкладами двох відділів — середнім (частково) та верхнім. У середньому девоні встановлені відклади ейфельського та живетського ярусів, у верхньому — франського та фаменського.

Найбільш повні геологічні розрізи девонських відкладів розкриті бурінням в північно-західній частині ДДЗ та в південній крайовій зоні центральної частини западини. Девон ДДЗ представляє собою потужну товщу порід різного літологічного складу: аргілітів, алевролітів, пісковиків, мергелів, вапняків, доломітів, кам'яної солі, гіпсів, ангідритів, пірокластичних та ефузивних порід. Формування осадових відкладів проходило у різноманітних фаціальних умовах — морських, лагунних, дельтових та континентальних. Слід зазначити, що для девону дуже характерна велика фаціальна мінливість, коливання товщин окремих формацій, численні перерви в осадконакопиченні та складна блокова тектоніка.

Відклади девонської системи утворюють два тектонічні комплекси: нижній — типово платформенний і верхній — авлакогенний. Нижній комплекс включає в себе переважно теригенні осадки ейфельського і живетського ярусів (пярнуський, наровський, старооскольський горизонти) та теригенні, карбонатно-глинисті та глинисто-алевритові осадки нижньої частини франського ярусу (тиманський (киновський), саргаєвський і семилуцький горизонти). Верхній, авлакогенний комплекс, охоплює карбонатно-теригенні, соленосні та вулканогенно-осадові утворення від верхньої частини франського ярусу до фаменського ярусу включно.

Для платформенного комплексу характерні відносна сталість літолого-фаціального складу і невеликі товщини порід, що становлять 150-200 м.

Найбільш характерною особливістю авлакогенного комплексу є різка фаціальна мінливість розрізу в залежності від структурних умов. Максимальні товщини та соленосний тип розрізу приурочені до локальних западин у поверхні кристалічно-

го фундаменту. У межах виступів та піднесених блоків зазвичай формувався значно скорочений за товщиною і сульфатизований розріз. Зменшення обсягу підсольових відкладів на виступах фундаменту відбувалося, в основному, за рахунок випадіння нижніх горизонтів девону, що відносяться до платформенного комплексу.

В літологічному відношенні розріз девону складається з підсольового, нижньосоленосного, міжсольового, верхньосоленосного та надсольового комплексів. Перші два комплекси відносяться до ейфельського, живетського та франського ярусів, останні — до фаменського ярусу. Тут виділяються підсвіти, світи і літологічні комплекси, що співставляються з горизонтами уніфікованої схеми Східно-Європейської платформи (рисунок 11).

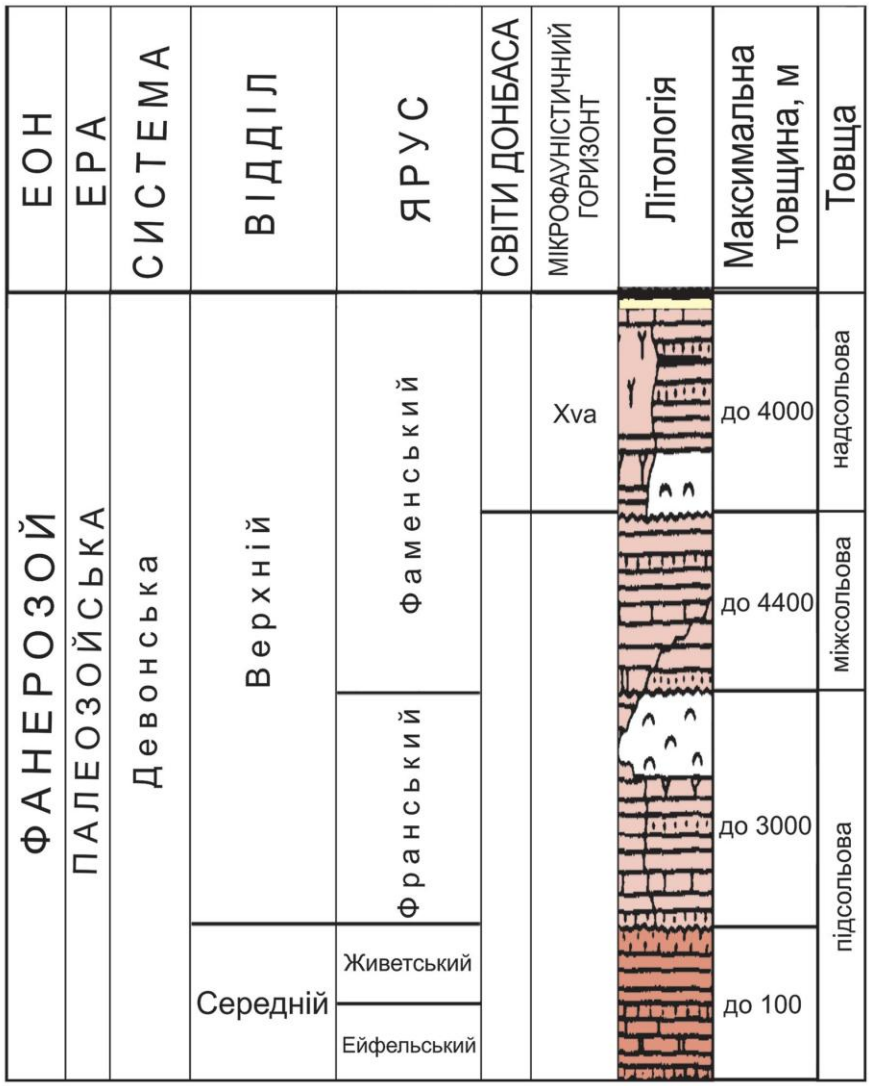


Рисунок 11 – Схема стратиграфії девонських відкладів ДДЗ [73]

Проведений аналіз показав, що глинисті відклади найбільш поширені у відкладах підсольового, міжсольового та надсольового комплексів. Виділяються наступні основні стратиграфічні рівні поширення глинистих порід:

Підсольовий комплекс. Нижня частина ейфельського ярусу — прошарки строкатобарвних глинистих відкладів товщиною від 2-3 м до 10-15 м. Вміст $C_{орг}$ — 0,2-0,5%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 – 0,8-1,55).

Нижня частина франського ярусу (семилуцький горизонт) — прошарки темно-сірих аргілітів, що чергуються з зеленувато-сірими, детритовими, перекристалізованими вапняками і алевролітами. Товщина глинистих пачок 3-4 м, в поодиноких випадках 7-10 м. Вміст $C_{орг}$ — 0,5-0,9%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 — 0,7-1,50).

Верхня частина франського ярусу (воронезький горизонт) — пласти темно-сірих аргілітів, що чергуються з вапняками, мергелями, які інколи заміщуються туфами основного складу. Товщина глинистих пачок 5-6 м, в поодиноких випадках 10-15 м. Вміст $C_{орг}$ — 0,6-0,8%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 – 0,65-1,50).

Міжсольовий комплекс. Нижня частина фаменського ярусу (задонський та нижня частина єлецького горизонтів) — чергування в різному співвідношенні шарів різноманітних типів вапняків і мергельно-глинистих порід. Аргіліти сірокольорові, строкатокольорові, бурокоричневі лагунні та мілководно-морські. Товщина глинистих пачок 10-20 м, в окремих районах 80-90 м. Вміст $C_{орг}$ у темнокольорових аргілітах сягає 2,8-5,8%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від $МК_1$ до $МК_4$ (R^0 — 0,55-1,50).

Надсольовий комплекс. Верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади) — чергування глинисто-піщаних та глинистих порід. Товщина глинистих пачок 3-40 м, в окремих районах 70-80 м. Вміст $C_{орг}$ до 1,95-3,65%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від $ПК_3$ до $МК_4$ (R^0 — 0,5-1,45).

Слід зазначити, що у цілому для девону дуже характерна велика фаціальна мінливість, коливання товщин окремих формацій, численні перериви в осадконакопиченні та складна блокова тектоніка, що значною мірою ускладнює виділення та картування глинистих товщ, які простежуються лише на порівняно невелику відстань.

Кам'яновугільна система

Нижньокам'яновугільний відділ. Нижньокам'яновугільні відклади мають широке поширення у Дніпровсько-Донецькій западині [1, 24, 25]. Залягають вони незгідно на різновікових утвореннях девону або кристалічного фундаменту, перекриваються також незгідно породами середнього карбону (рисунок 12).

Відклади нижнього карбону представляють собою різнофаціальну товщу порід від карбонатних та карбонатно-глинистих морських до сіро- та темнокольорових теригенних прибережно-морських і лагунних та строкатокольорових континентальних.

Нижньокам'яновугільний відділ складають турнейський, візейський та серпуховський яруси.

Турнейський ярус. Відклади турнейського ярусу трансгресивно залягають на різних рівнях девону, а іноді і на докембрійських утвореннях. На глибині до 4500 м спостерігаються лише у прибортових частинах та на північному заході западини.

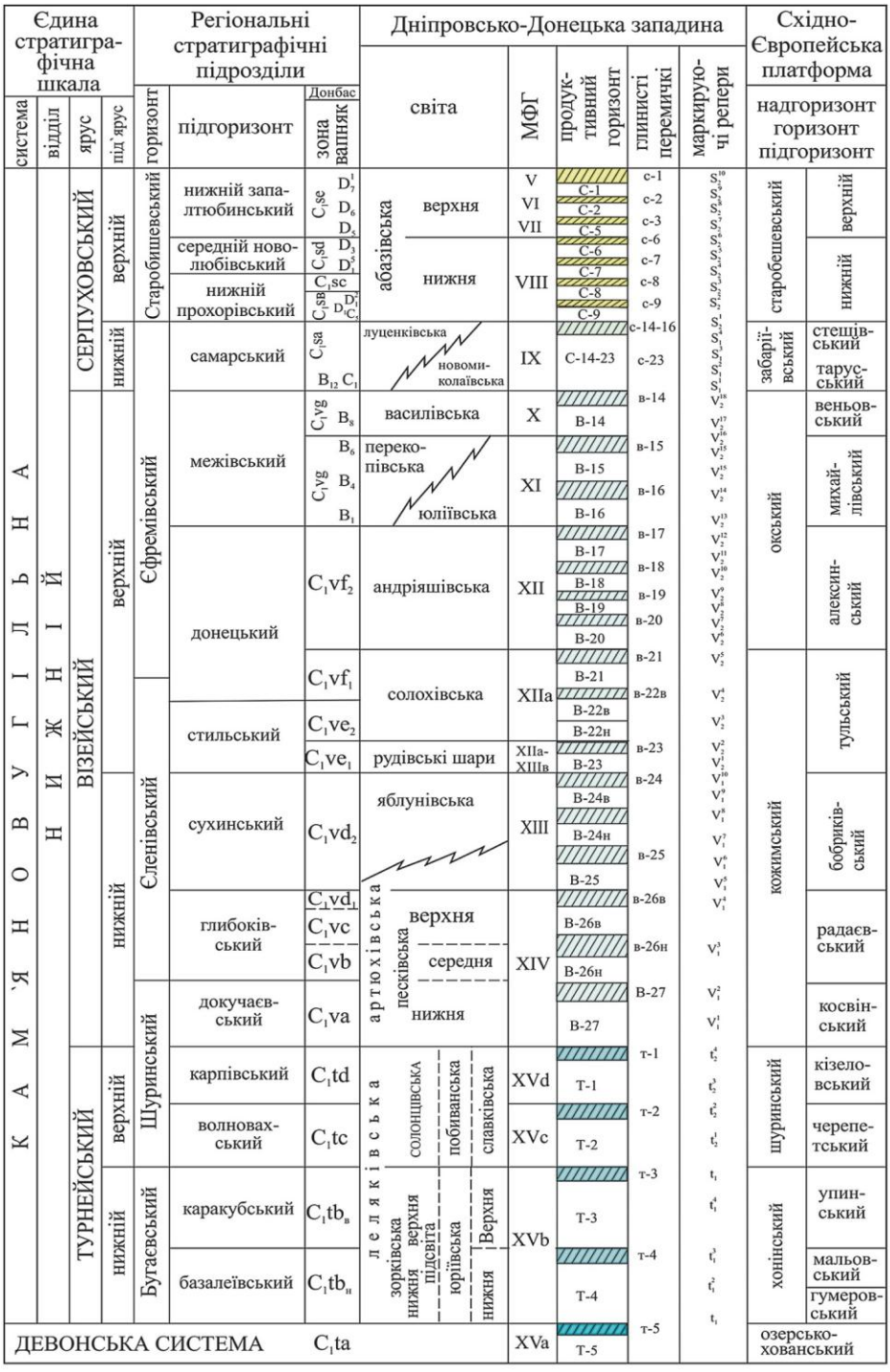


Рисунок 12 - Схема стратиграфії нижньокам'яновугільних відкладів ДДЗ [16]

Склад турнейських відкладів в ДДЗ послідовно змінюється з південного сходу на північний захід від карбонатних та карбонатно-аргілітових морських товщ до сірокольорових теригенних прибережно-морських і лагунних та строкатокольорових континентальних. Вагомо зростає роль теригенних відкладів і на бортах ДДЗ.

Загалом розрізи турнейського ярусу можна згрупувати у чотири літологічні типи: карбонатний, карбонатно-глинистий, глинистий та піщано-алевритовий. Для пошуку сланцевого газу інтерес безперечно представляють другий і третій типи розрізу, які найбільш широко розповсюджені в межах південної та північної прибортових зони, центральної та південно-східної частини ДДЗ. В цих розрізах широко поширені пачки морських аргілітів темно-сірих до чорних, вуглисто-гідрослюдистих із вмістом Сорг від 2,5 до 3,5%, а на окремих ділянках до 8-9%. Ступінь катагенезу — $МК_2$-$МК_4$ (R^0 – 0,65-1,46). Вони приурочені переважно до верхньотурнейського під'ярусу, мають товщину 60-80 м.

Візейський ярус. Візейські відклади характеризуються максимальною площею розповсюдження. Вони трансгресивно залягають на різних стратиграфічних рівнях турнейського ярусу, девону, а на окремих виступах та на бортах — на кристалічному фундаменті.

Повнота розрізу та товщина відкладів візейського ярусу змінюються в широких межах. У північно-західному напрямку спостерігається послідовне виклинювання нижньовізейських і частково верхньовізейських відкладів.

Проведений аналіз дозволив виділити у розрізі візейського ярусу декілька перспективних глинистих пачок, які можуть представляти інтерес для пошуку сланцевого газу.

Так, значна частина глинистих пачок зосереджена у відкладах нижньої частини нижньовізейського під'ярусу (відклади XIV МФГ). Однак, перспективні пачки мають обмежене розповсюдження за площею. Вони представлені аргілітами темно-сірими, в нижній частині переважно каолінітовими, у верхній гідрослюдистими з великою домішкою вугільного пилу, з рослинними рештками, інтервалами, збагаченими кварцевим алевритом, до переходу в глинисті алевроліти. Вміст $С_{орг}$ — від 2,6 до 3,4% Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від $МК_2$ до $МК_4$ (R^o — 0,65-1,40). Товщина від 40 до 60 м.

Найбільш поширені глинисті породи у відкладах XIIа МФГ, особливо у його нижній та середній частинах. Літологічно відклади представлені темно-сірими до чорних, тонкодисперсними, листуватими і міцними морськими аргілітами з вмістом $С_{орг}$ від 1,2 до 2,8%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах $МК_1$-$МК_4$ (R^0 — 0,50-1,40). Товщина глинистих пачок коливається в значних межах від 20 м до понад 100 м. В просторовому відношенні найбільша кількість та товщина глинистих пачок приурочена до центральних частин депресійних зон, однак вони мають поширення і в межах їх облямування.

На особливу увагу заслуговують базальні відклади XIIа МФГ, які представлені пачкою недиференційованих кремнисто-глинисто-карбонатних бітумінозних доманікоїдних порід з високим вмістом органічної речовини ($С_{орг}$ до 12%) та з підвищеною природною радіоактивністю, яка чітко виражена за ГДС. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах — $МК_1$-$МК_3$ (R^o — 0,6-1,15). Відклади розповсюджені майже на всій території грабена, але значно варіюють за товщиною. Так, у розкритих розрізах товщина цієї пачки змінюється від 10-15 до 60-70 м. Ці відклади за всіма ознаками є нафтоматеринськими.

Відклади XII МФГ трансгресивно залягають на відкладах XIIа горизонту, місцями

з ознаками перерви в осадконакопиченні. На більшій частині западини вони представлені чергуванням глинистих та піщано-алевритових порід з прошарками вапняків, а іноді і вугілля.

Аргіліти складені декількома літогенетичними типами, серед яких виділяються темнокольорові, тонкогоризонтальношаруваті, різною мірою вапнисті, гідрослюдисті, темнокольорові до чорних, тонкогоризонтальношаруваті, слабовапнисті, монтморілоніт-гідрослюдисті, іноді хлорит-монтморілоніт-гідрослюдисті аргіліти, частково піритизовані. Для периферійних частин западини характерні аргіліти темно-сірі, неясношаруваті, різною мірою алевритисті, невапнисті, з обвугленим рослинним детритом. Товщина прошарків аргілітів становить 10-30 м, вміст $C_{орг}$ від 1,3 до 2,9%, ступінь катагенезу — $ПК_3$-$МК_3$ (R^o — 0,45-1,15).

Серпуховський ярус. Відклади серпуховського ярусу без видимої перерви залягають на верхньовізейських відкладах. У складі серпуховського ярусу виділяють два під'яруси — верхній і нижній.

Визначеним критеріям у серпуховському ярусі відповідають породи нижньосерпуховського під'ярусу. Тут переважають лагунно-континентальні відклади, представлені безкарбонатними і різною мірою алевритистими темно-сірими каолініт-гідрослюдистими аргілітами з прошарками косохвилястих алевролітів та дрібнозернистих пісковиків, частими проверстваами вугілля, вапняки зустрічаються лише у нижній частині розрізу.

Перспективні пачки складені темно-сірими каолініт-гідрослюдистими аргілітами з вмістом $C_{орг}$ від 1,2 до 2,75%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах $ПК_3$-$МК_3$ (R^o – 0,4-1,10). Товщина глинистих пачок — 50-70 м.

Середньокам'яновугільний відділ. У Дніпровсько-Донецькій западині відклади середнього карбону поширені в обсязі башкирського та московського ярусів, які незгідно залягають на породах нижнього карбону (рисунок 13) [24, 73]. Чергування морського та лагунного режимів та їх зміна низинними ландшафтами акумулятивних рівнин з загальною тенденцією до поступового занурення всього регіону спричинили седиментацію потужного комплексу порід різного фаціального складу.

Башкирський ярус. Башкирські відклади спостерігаються у межах Дніпровсько-Донецької западини у всіх структурно-фаціальних зонах. Вони трансгресивно залягають на різних горизонтах серпуховського ярусу. Товщина башкирського ярусу коливається в широких межах від 50-100 м на бортах і крайньому північному заході до 1000-1500 м у осьовій частині западини і на її південному сході. Складається башкирський ярус з двох під'ярусів: нижнього і верхнього.

За літологічним складом вони дуже різняться. Нижньобашкирський під'ярус — це комплекс переважно карбонатних порід нормально-морського типу.

Верхньобашкирський під'ярус представляє собою теригенну товщу циклічної будови. Літологічно — це чергування глинистих порід і пісковиків з карбонатними та вуглистими породами.

Найбільша кількість глинистих пачок зосереджена у середній та верхній частинах верхньобашкирського під'ярусу. Літологічно вони представлені аргілітами темно-сірими слюдистими, часто з обвугленим рослинним детритом. Вміст $C_{орг}$ — 1,1-2,7%.

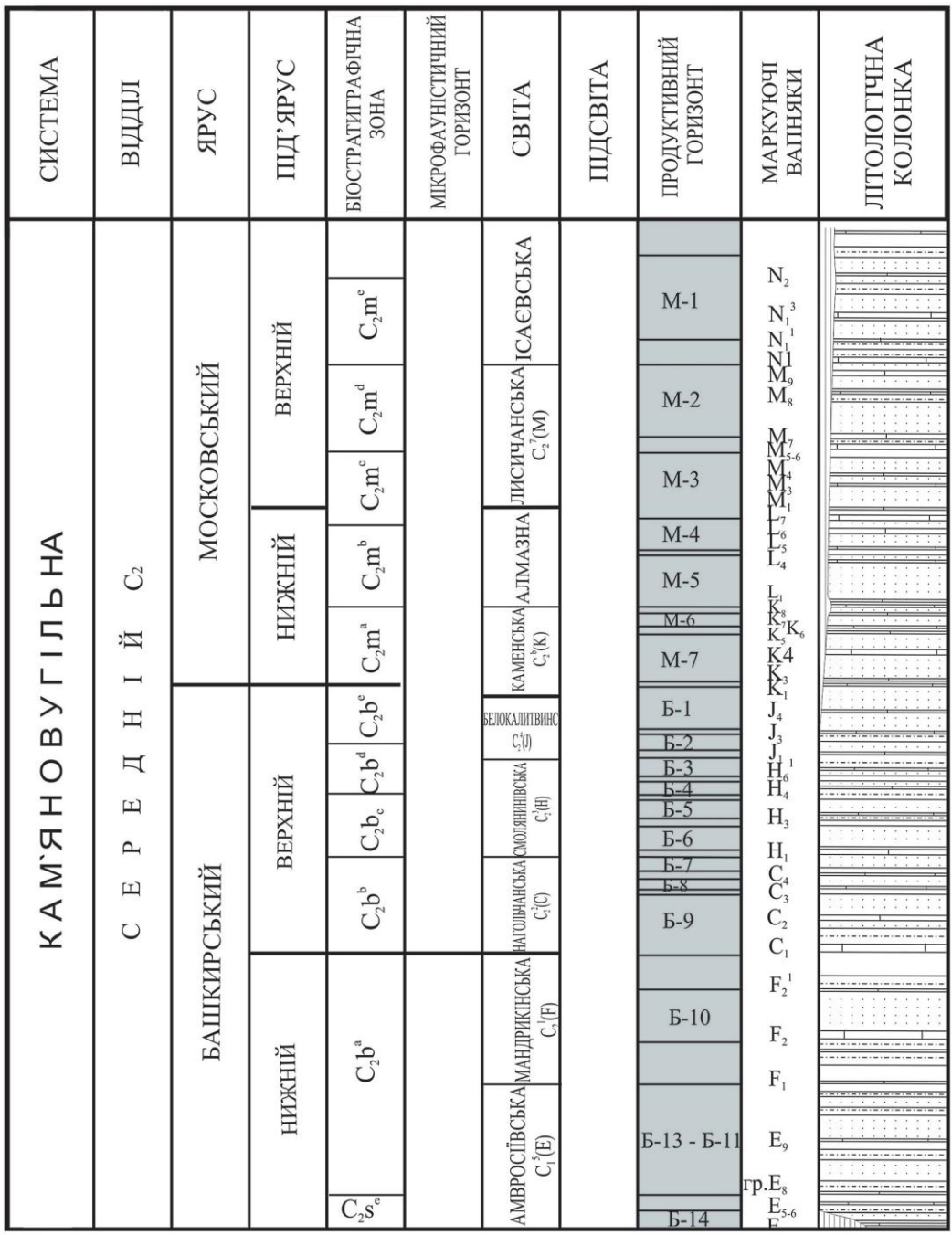


Рисунок 13 - Схема стратиграфії середньокам'яновугільних відкладів ДДЗ

Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах $ПК_3$-$МК_4$ (R^o – 0,4-1,3). Товщина глинистих пачок — 40-50 м.

Московський ярус. Відклади московського ярусу на території Дніпровсько-Донецької западини розповсюджені у всіх структурно-тектонічних зонах. На підстилаючих башкирських відкладах породи московського віку залягають, зазвичай, без стратиграфічної перерви, окрім окремих структур. Границя між ними проходить по підошві світи C_2^5. Московський ярус представлений переважно теригенними відкладами: аргілітами, алевролітами та пісковиками, які ритмічно перешаровуються з проверствами вугілля та вапняків, які у розрізі відіграють роль маркуючих пачок. За умовами осадконакопичення більша частина розрізу московського ярусу може бути віднесена до субконтинентальних утворень (лагунні, алювіальні та озерно-болотні фації), але окремі прошарки і верхи ярусу представлені переважно морськими (заливними) утвореннями. Морські відклади московського ярусу містять залишки різноманітної фауни: брахіопод, остракод, пелеципод, коралів, моховаток, кріноідей, водоростей, форамініфер. Складається московський ярус також з двох під'ярусів: нижнього і верхнього. Але, на відміну від башкирського ярусу, тут не спостерігається значної зміни у літологічному складі, тому автори не вважають за потрібне розглядати під'яруси окремо.

Найбільша кількість глинистих пачок зосереджена у середній частині розрізу в межах центральної та південно-східної частини ДДЗ. Це аргіліти мілководно-морського генезису, сірі та темно-сірі, шаруваті та грудкуваті, гідрослюдисті з частими рослинними рештками та тонкими прошарками вугілля.

Вміст $C_{орг}$ — 1,05-2,3%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах $ПК_3$-$МК_3$ (R^0 – 0,4-1,15). Товщина глинистих пачок — 60-150 м.

Верхньокам'яновугільний відділ. Відклади верхнього карбону у Дніпровсько-Донецькій западині мають широке поширення в осьовій та прибортових частинах. Верхньокам'яновугільний відділ поділений на касимовський та гжельський яруси (рисунок 14) [24, 73].

Породи верхнього карбону майже на всій території його розповсюдження представляють собою циклічну товщу переважно піщано-глинистих сіро- і рідше строкатокольорових відкладів з незначним вмістом вапняків, доломітів, вугілля та вуглистих сланців. Зміни у товщині та літолого-фаціальних особливостях порід пізньокам'яновугільного віку відбуваються від приосьової частини до бортів западини та більш поступово вздовж її осі. Роль континентальних відкладів та зменшення товщини відбувається у північно-західному напрямку. У напрямку північного борту пористість порід верхнього карбону зростає і, навпаки, до південного борту роль морських відкладів зменшується.

Глинисті пачки зосереджені як у відкладах гжельського, так і касимівського ярусів. Глинисті пачки у південно-східній частині западини складені темно-сірими аргілітами, тонкошаруватими, з тонкодисперсним рослинним матеріалом, морського походження і аргілітами світло-сірими та строкатокольоровими, від тонкошаруватих до масивних, часто з рослинними залишками у північно-західній та центральній частинах ДДЗ. Ці пачки мають вміст $C_{орг}$ від 0,5% до 1,3%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах $ПК_2$-$МК_3$ (R^0 – 0,38-0,9). Товщина глинистих пачок — 50-90 м.

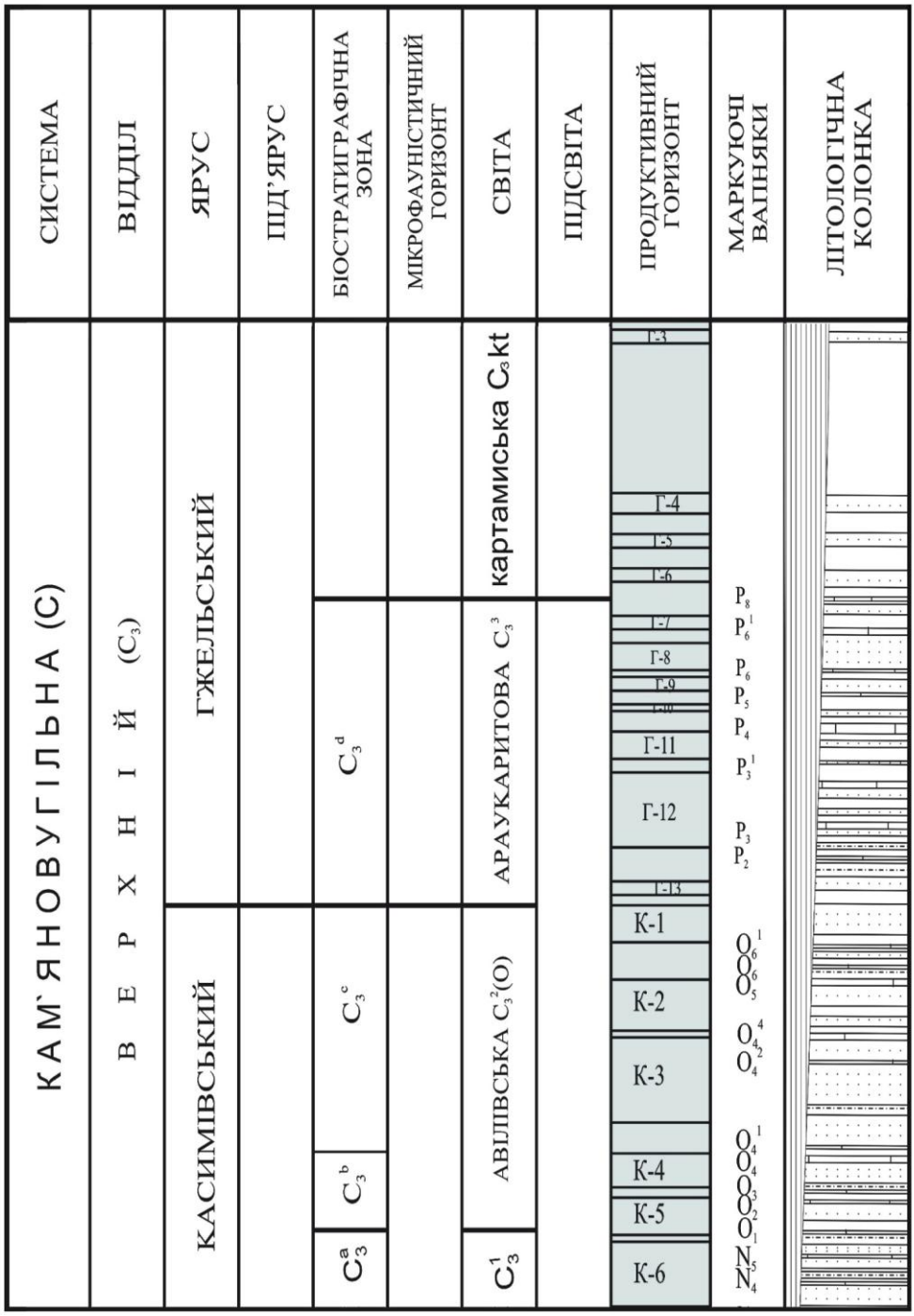


Рисунок 14 - Схема стратиграфії верхньокам'яновугільних відкладів ДДЗ

Виділення газоперспективних комплексів

На основі розроблених критеріїв визначено, що найбільш перспективними відкладами для пошуку сланцевого газу в межах Східного регіону України є:

- нижня частина фаменського ярусу (задонський та нижня частина єлецького горизонтів);
- верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади);
- верхня частина турнейського ярусу;
- нижня частина нижньовізейського під'ярусу;
- базальні верстви XIIа МФГ (рудівські шари);
- середня та верхня частини XIIа МФГ (нижня частина верхньовізейського під'ярусу);
- верхня частина верхньовізейського ярусу (XI-XII МФГ);
- нижня частина серпуховського ярусу;
- середня та верхня частини верхньобашкирського під'ярусу;
- середня частина московського ярусу;
- відклади верхнього карбону.

Слід зазначити, що певними перспективами також характеризуються і відклади нижньої частини ейфельського ярусу, нижньої частини франського ярусу (семилуцький горизонт), верхньої частини франського ярусу (воронезький горизонт), однак низький вміст $C_{орг}$ 0,2-0,9%, та невеликі товщини окремих глинистих пачок (від 2-3 м до 10-15 м), не дозволяють віднести їх до розряду високоперспективних. Ці відклади слід розглядати як об'єкти другої черги. Глинисті відклади нижньої пермі також не можна розглядати як високоперспективні тому, що глинисті пачки мають обмежене розповсюдження, практично на всій території ступінь катагенезу нижньопермських порід не перевищує $ПК_2$-$МК_1$ і лише на глибокозанурених ділянках компенсаційних мульд може досягати стадії $МК_2$. Ці відклади слід розглядати як об'єкти другої черги.

РОЗДІЛ 4. ЗАКОНОМІРНОСТІ ПРОСТОРОВОГО ПОШИРЕННЯ ГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ КОМПЛЕКСІВ

Умовно виділені найперспективніші стратиграфічні рівні можна об'єднати у чотири мегакомплекси (рисунок 15):

I. Верхньодевонський, в якому виділяється два рівні розповсюдження порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу: нижня частина фаменського ярусу (задонський та нижня частина єлецького горизонтів) та верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади);
II. Нижньокам'яновугільний, в якому виділяється шість рівнів розповсюдження порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу: верхня частина турнейського ярусу, нижня частина нижньовізейського під'ярусу, базальні верстви XIIа МФГ (рудівські шари), середня та верхня частини XIIа МФГ (нижня частина верхньовізейського під'ярусу), верхня частина верхньовізейського під'ярусу (XI-XII МФГ), нижня частина серпуховського ярусу;
III. Середньокам'яновугільний, в якому виділяється два рівні розповсюдження порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу: середня та верхня частини верхньобашкирського під'ярусу, верхня частина нижньомосковського під'ярусу та нижня частина верхньомосковського під'ярусу;
IV. Верхньокам'яновугільний, який приурочений до відкладів гжельського та касимівського ярусів.

З метою уточнення геологічної будови сланцевих товщ, картування меж їх розповсюдження та виділення найбільш перспективних зон побудовано карти якісної оцінки перспектив газоносності сланцевих порід верхньодевонського, нижньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та верхньокам'яновугільного мегакомплексів.

З метою створення основи для побудови цих карт використано уточнені структурні побудови та складено низку зведених структурних карт по основних стратиграфічних підрозділах, а саме: по покрівлі домезозойських відкладів, по покрівлі московських відкладів, по покрівлі нижньосерпуховських та верхньодевонських відкладів. Це дало можливість визначити глибини залягання перспективних для пошуку сланцевого газу відкладів у різних структурно-тектонічних зонах западини та закартувати границю залягання відкладів на глибинах понад 4500 м для різних стратиграфічних комплексів.

На основі аналізу палеогеографічних та літолого-фаціальних карт по перспективних комплексах авторами визначено області та райони найбільшого поширення глинистих відкладів. Результати цих робіт також були використані під час побудови карт якісної оцінки перспектив газоносності верхньодевонського та кам'яновугільних комплексів.

4.1 Геолого-геохімічне обґрунтування перспектив газоносності сланцевих відкладів

4.1.1 Катагенетичні зміни органічної речовини та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини

Значна увага в ході проведення досліджень приділялася вивченню термальної зрілості порід, генераційного потенціалу перспективних комплексів та визначення

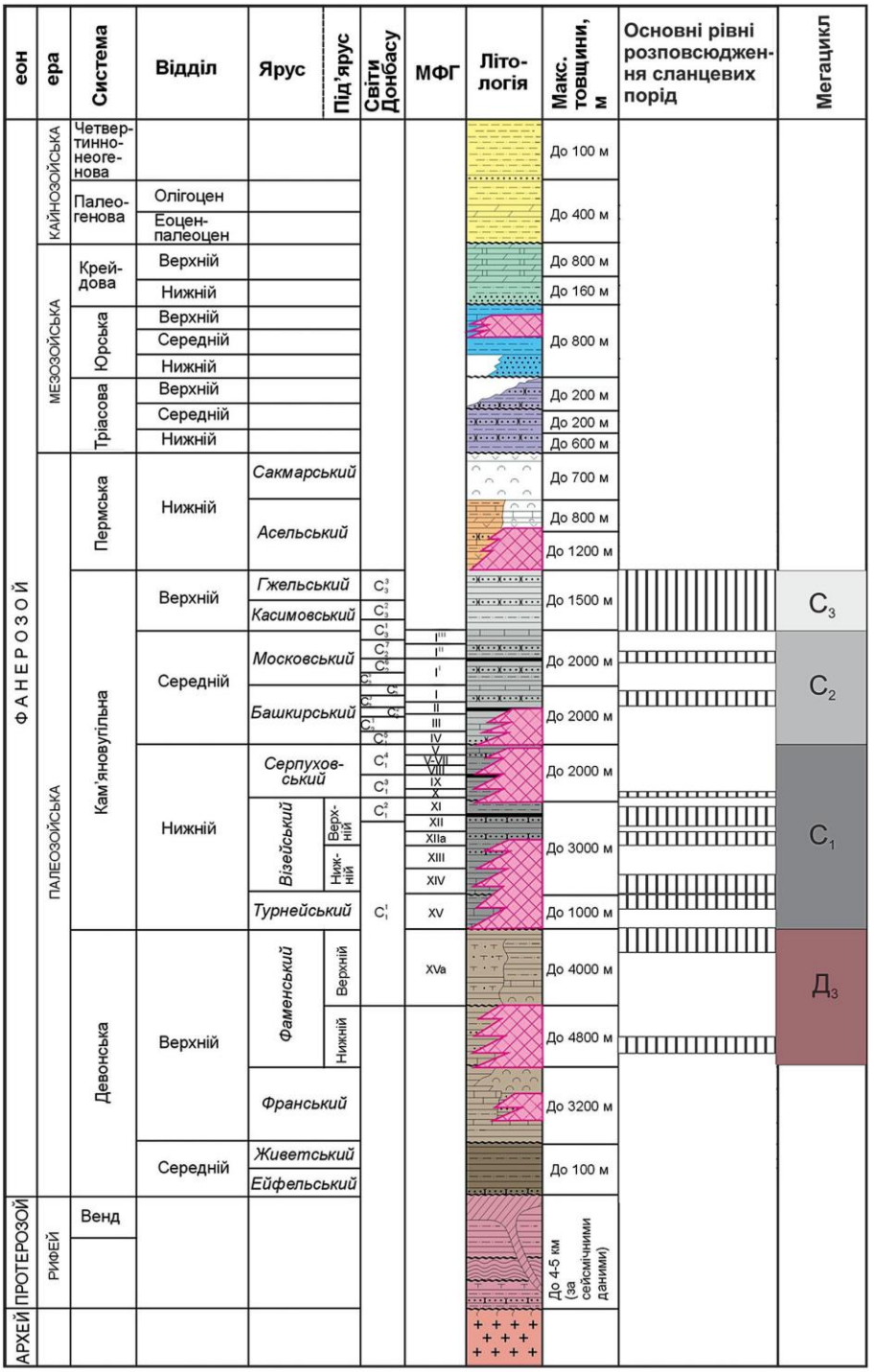


Рисунок 15 – Основні стратиграфічні рівні розповсюдження найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу порід у палеозойських відкладах ДДЗ (літолого-стратиграфічна основа за О.Ю. Лукіним)

особливостей їх змін за площею та розрізом. Як відомо, ступінь катагенезу осадових порід і розсіяної в них органічної речовини є одними з найважливіших показників умов генерації ВВ. Дослідженнями М.Б. Вассоєвича, Б.О. Соколова, С.Г. Нєручєва, Дж. Ханта та інших розроблена стадійність перетворення органічної речовини і пов'язана з нею вертикальна зональність розподілу вуглеводнів, що є основою сучасних уявлень осадово-міграційної теорії походження ВВ та формування як традиційних, так і нетрадиційних (неконвенційних) скупчень ВВ. Більшістю дослідників головна зона нафтоутворення (ГЗН) виділяється в інтервалі катагенезу порід $МК_1$-$МК_2$, а головна зона газоутворення (ГЗГ) — середина $МК_2$ — середина $АК_2$. Причому сприятливими умовами для генерації сланцевого газу характеризується інтервал від нижньої частини $МК_2$ (R^0 – 0,80) до середньої частини $АК_2$ (R^0 – 3,0).

В цьому контексті цікавим є аналіз характеру розподілу сингенетичних та міграційних традиційних покладів ВВ за стратиграфічними комплексами і відносно стадій катагенетичних перетворень порід.

За результатами аналізу розміщення традиційних покладів ВВ за ступенем катагенезу в підошві продуктивних комплексів було встановлено, що скупчення нафти поширені, головним чином, у двох зонах — $МК_1$ (38,4% скупчень і 52,9% запасів) і $МК_2$ (52,7% і 42,8% відповідно), і лише 6,2% кількості скупчень і 3,9% запасів приурочені до зони $МК_3$ і, відповідно 1,8% і 0,2% — до зони $МК_4$ [22, 62]. У зміні цих показників за окремими продуктивними комплексами спостерігається чітко виражена тенденція зменшення числа покладів і запасів нафти в катагенетично більш змінених породах в напрямку збільшення віку комплексів (від 100% запасів нафти в $МК_1$ в нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі — до 64,2% в $МК_2$ і 23,8% в $МК_3$ — у турнейсько-нижньовізейських відкладах). В цілому, скупчення нафти повністю знаходяться в умовах ГЗН, а в нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі тільки в її верхній частині, що свідчить про певне вертикальне її переміщення вгору із зони генерації.

Дещо по-іншому розміщені газоконденсатні поклади, особливо запаси газу. Вони зосереджені переважно в породах, змінених до стадії $МК_2$ (56,2% запасів), $МК_3$ (33,1%) і лише частково — $МК_4$ (10,7%) включно. Приблизно така ж картина спостерігається і окремо за комплексами. Загалом 74% покладів і 56,2% запасів зосереджено в ГЗН ($МК_1$, $МК_2$) а 36,2% покладів і 44,1% запасів — в ГЗГ, а якщо брати межу ГЗГ за М.Б. Вассоєвичем, то в ній зосереджено лише 10,7% покладів і стільки ж запасів газу. У ДДЗ поки що не відкрито жодного родовища, навіть газового, у відкладах, змінених вище стадії $МК_4$. Виходить, що в даному регіоні в ГЗГ досить мало покладів і запасів газу, а ті, які є, зосереджені в найвищій частині, тоді як в середині і в низах зони (стадії катагенезу $МК_5$, $АК_1$, $АК_2$) на даний час розвідані запаси газу відсутні. Отже, спостерігається певна збідненість традиційними покладами вуглеводнів ГЗГ, яку можна пояснити значним вертикальним переміщенням ВВ у верхні інтервали розрізу.

Що стосується просторового розподілу сингенетичних та міграційних традиційних покладів ВВ, то на основі комплексного аналізу геологічних критеріїв і пов'язаних з ними ознак нафтогазоносності було встановлено, що поклади ВВ у відкладах нижньокам'яновугільного мегакомплексу переважно сингенетичні відкладам, що їх вміщують, у середньому карбоні — такі тільки в східній субобласті ДДЗ, а в західній —

вторинні (міграційні); у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі — на всій території поклади вторинні, що утворилися за рахунок вертикальної міграції ВВ із нижчезалягаючих відкладів карбону. При цьому, у верхніх ярусах нижнього карбону в периферійних зонах ДДЗ поклади також переважно міграційні, наприклад, у серпуховському ярусі в Ічнянсько-Харківцівському сегменті ДДЗ. У девонському комплексі свої джерела ВВ, при цьому генераційний потенціал у ньому нижче, ніж в утвореннях нижнього карбону.

Автори погоджуються із тезою Тіссо Б. та Вельте Д., які вважають, що межі між різними стадіями катагенезу нечіткі в зв'язку із тим, що різні типи органічної речовини мають різні темпи і навіть кількісні обсяги генерації вуглеводнів. Наприклад, початок зони нафтогенерації відповідає значенню відбивної здатності вітриніту 0,5% для Паризького басейну (кероген II типу) і 0,7% для басейна Юінта (кероген I типу). Максимум або пік кількісної кривої нафтогенерації відповідає величині відбивної здатності від 0,8 до 1,0% для басейнів Паризького і Юніта (кероген II і III типів) і 1,1% в басейні Юніта (кероген I типу) [76].

Таким чином, різні нафтогазоматеринські породи з однаковим ступенем прогріву повинні досягнути однакової стадії за відбивною здатністю вітриніту, але не обов'язково однакових стадій стосовно зон нафто- та газогенерації за кількістю згенерованих вуглеводнів.

Нижче розглянемо існуючі уявлення про основні джерела ВВ і закономірності їх генерації в ДДЗ. З узагальненими висновками це питання з позицій осадово-міграційної теорії утворення родовищ у ДДЗ розглядається в роботах кількох груп дослідників: геологів і геохіміків УкрДГРІ (м. Львів), ВНДГНІ (м. Москва), Чернігівського відділення УкрДГРІ (м. Чернігів), ІГН НАНУ (м. Київ), ІГТГК (м. Львів) та УкрНДІгаз (м. Харків) за даними робот [25, 62, 83].

О.Ф.Шевченко і Т.О.Сирота за даними вивчення розсіяної ОР, хлороформенних бітумоїдів, ступеня бітумінізації ОР тощо, зробили такі висновки: "Верхньокам'яновугільно-нижньопермський газоносний комплекс на крайньому північному заході і у Ічнянсько-Солохівському районі має дуже низький генераційний потенціал... У Чутово-Шебелинському районі і північно-західній околиці Донбасу... містить органічну речовину типу гумітів і є газоносним... Середньокам'яновугільний нафтогазоносний комплекс на крайньому північному заході має низький генераційний потенціал. При переході до Ічнянсько-Солохівського району генераційний потенціал зростає в 3-5 разів, однак значний вміст гумітів у РОР забезпечує, в основному, міграцію газоподібних бітумоїдів. Верхньовізейсько-серпуховський нафтогазоносний комплекс на крайньому північному заході має невисокий потенціал генерації як рідких, так і газоподібних бітумоїдів. В Ічнянсько-Солохівському районі генераційний потенціал підвищується до середньої категорії для рідких і високої - для газоподібних ВВ, досягаючи максимуму в Чутово-Шебелинському районі... Турнейсько-нижньовізейський газонафтовий комплекс має у півтора рази менший генераційний потенціал у порівнянні з верхньовізейсько-серпуховським... У девонському комплексі найбільш продуктуючими є міжсольові відклади. На крайньому північному заході відклади девону мають низький генераційний потенціал, який значно зростає в Ічнянсько-Солохівському районі і на

території Чутово-Шебелинського району" [83].

Значні геохімічні дослідження нафт і бітумних екстрактів порід палеозою у ДДЗ були виконані у ВНДГНІ під керівництвом В.В. Ільїнської. В.В. Ільїнська вважала, що "на території ДДЗ до нафтоматеринських товщ із підвищеним генераційним потенціалом відносяться верхньодевонські, турнейські та нижньовізейські глинисто-карбонатні і карбонатно-глинисті породи... Ступінь перетворення ОР верхньовізейських, серпуховських та середньокам'яновугільних відкладів відповідає стадіям катагенезу $ПК_1$ у північно-західній частині западини, $МК_1$ – у центрі, $МК_2$-$МК_3$ – на крайньому південному сході. Зазначені відклади є нафтогазогенеруючими". І далі: "генетичний зв'язок ВВ нафт і ОР материнських порід за складом високомолекулярних ВВ, і головним чином реліктових структур, встановлено для девонських, нижньо- та середньокам'яновугільних відкладів.... При зіставленні... ВВ нафт і ОР порід верхнього карбону у північно-західній частині ДДЗ генетичний зв'язок між ними встановити не вдалося". І висновок: "поклади нафти в палеозойських відкладах ДДЗ в основному сингенетичні вміщуючим відкладам. Однак, із результатів досліджень випливає також, що на окремих родовищах (наприклад, Прилуцькому і Рибальському) не виключаються перетоки рідких ВВ із нижньокам'яновугільних відкладів у середньокам'яновугільні і з середньокам'яновугільних – у верхньокам'яновугільно-нижньопермські". Поклади нафти в середньому карбоні, що В.В. Ільїнська вважала сингенетичними вміщуючим відкладам, вона вивчала на Прилуцькому, Мільківському і Рибальському родовищах [34, 35].

Групою дослідників ЧВ УкрДГРІ та інших організацій на основі комплексного аналізу геологічних критеріїв та пов'язаних з ними ознак нафтогазоносності, з урахуванням опублікованих робіт із геохімічних досліджень, була розроблена геолого-математична модель формування родовищ нафти і газу в ДДЗ, деталізована до продуктивного комплексу і субобласті ДДЗ. Пізніше вона була уточнена і ще більш деталізована. Наведені дані свідчать про деякі розбіжності у висновках В.В. Ільїнської та дослідників ЧВ УкрДГРІ про джерела ВВ і ступінь генетичного зв'язку покладів нафти і газу з РОР порід в різних продуктивних комплексах [22].

4.1.2 Особливості аналітичних досліджень перспективних сланцевих відкладів

Також, особливої уваги слід надати результатам аналізу порід за вмістом $С_{орг}$, та ступенем катагенетичного перетворення методом "Рок-Евал", виконаних в 1997-1998 рр. Дослідження проводились згідно з "Меморандумом про взаємовідносини між Геолкомом України і Агентством Міжнародного розвитку США" у лабораторії Геологічної служби США (м. Денвер) [40, 91].

Суть методу в наступному. Зразок породи (~100 мг) нагрівається до температури 600°С за спеціальною температурною програмою, при цьому автоматично фіксуються продукти згоряння у вигляді 7 геохімічних параметрів. За температури до 90°С виділяються вільні газоподібні ВВ, що виявляються у вигляді піка S_0. Звичайно, газоподібні ВВ у процесі збереження керна випаровуються, тому часто S_0=0. В межах 250-400°С виділяються (і згоряють) вільні й адсорбовані рідкі ВВ (пік S_1). Показник S_1 (мг ВВ/г породи) представляє частку вихідної органічної речовини (ОР), вже перетвореної в

рідкі ВВ. За 400-450°С фіксуються вуглеводневі продукти термокрекінгу керогену (пік S_2). Параметр S_2 (мг ВВ/г породи) характеризує залишковий генераційний потенціал ОР керогену, що в породі ще не був перетворений у ВВ. Сума S_1 і S_2 (мг ВВ/г породи) представляє генераційний потенціал ОР породи.

На максимумі виходу ВВ піка S_2 фіксується температура — T_{max} (°С), що відбиває ступінь катагенетичного перетворення ОР. Між нею і показником відбиваючої здатності вітриніту спостерігається прямий кореляційний зв'язок. У процесі піролізу зразка виділяється і реєструється у вигляді піка S_3 вміст CO_2, що дозволяє визначати і загальний вміст у зразку органічного вуглецю ($C_{орг}$) — параметр ТОС ("total organic carbon") (у %).

На основі визначених параметрів розраховуються ще 3 показники, що автоматично видаються комп'ютером, з'єднаним з установкою "Рок-Евал": PI — індекс продуктивності: відношення S_1/S_1+S_2, що характеризує частку вільних ВВ у їх загальному складі; Hi — водневий індекс — $S_2/TOC \times 100$, у мг ВВ/г $C_{орг}$; OI — кисневий індекс — S_3/TOC x 100, мг CO_2/г $C_{орг}$. Водневий індекс корелюється з відношенням H/C, а кисневий — з відношенням O/C хімічного аналізу ВВ. Водневий і кисневий індекси характеризують генетичний тип ОР (I, II, III або відповідні близькі до них поняття - сапропельова, змішана, гумусова ОР).

Під час інтерпретації аналітичного матеріалу використані узагальнюючі характеристики генераційних властивостей порід за значеннями окремих параметрів, наведені в роботах Б. Тіссо, Д. Вельте, Д. Баскіна [76, 91].

З одержанням охарактеризованих вище параметрів на установці "Рок-Евал" проаналізовано 166 зразків порід з 36 свердловин на 27 площах ДДЗ. За віком ці зразки розподіляються так: із середнього карбону — 2, серпуховського комплексу — 5, верхньовізейського комплексу — 118, турнейсько-нижньовізейського комплексу — 18, девонського комплексу — 23. Територіально свердловини з проаналізованими зразками охоплюють західну частину і південну прибортову зону ДДЗ.

Для більшої наочності аналітичний матеріал винесений на графіки зміни з глибиною ТОС, Tmax, S_1+S_2, PI; а також залежностей T_{max}-HI, HI-OI та ін. (рисунки 16 - 21).

Під час інтерпретації аналітичного матеріалу використані деякі узагальнюючі характеристики генераційних властивостей порід за значеннями окремих параметрів. Так, Б.Тіссо і Д.Вельте [76] дають наступну класифікацію материнських порід за генераційним потенціалом S_1+S_2:

- менше 2 кг/т (мг/г) — це нафтоматеринська порода, що володіє невеликим генераційним потенціалом;
- від 2 до 6 кг/т — материнська порода з помірним генераційним потенціалом;
- більше 6 кг/т — материнська порода з високим генераційним потенціалом.

Д. К. Баскін [91], на основі висновків ряду геохіміків, дає узагальнюючі класифікаційні характеристики деяким генераційним показникам (таблиці 3-6).

Нижче наведена характеристика генераційного потенціалу палеозойських відкладів ДДЗ на основі аналізів на установці "Рок-Евал" в порівнянні з тими, які отримані раніше традиційними хіміко-бітумінологічними дослідженнями.

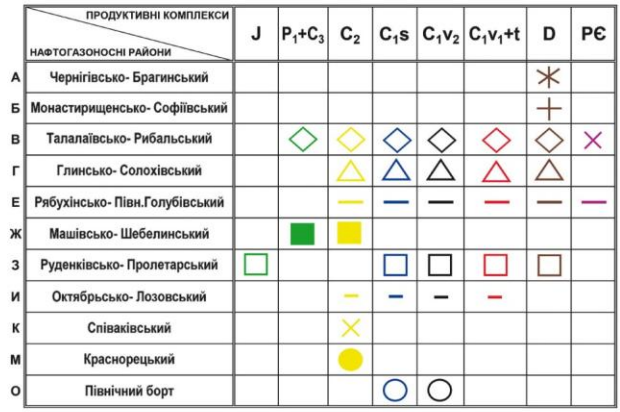
За даними хіміко-бітумінологічних досліджень практично весь розріз палеозою (середній-нижній карбон і девон) на території майже всього Дніпровського грабена

(за винятком крайнього північного заходу) характеризується сприятливим генераційним потенціалом ВВ. При цьому найкращими показниками характеризуються відклади нижнього карбону, яким поступаються навіть девонські.

Більш низьким потенціалом, причому переважно газогенераційним, володіють відклади середнього карбону і верхнього карбону – нижньої пермі.

За даними піролізу на "Рок-Евал" вміст $C_{орг}$ (параметр TOC) у проаналізованих зразках змінюється від 0,1 до 11%, однак, як видно на графіку (рисунок 16, таблиця 3), абсолютна більшість зразків породи в генераційному відношенні характеризуються як добрі (1-2%), дуже добрі (2-4%) і відмінні (4-11%). До граничного (0,5%) значення TOC встановлені тільки на 6 зразках. Спостерігається збільшення TOC із глибиною, що відображає розташування свердловин з невеликими глибинами в периферійній частині западини. Однак, ця закономірність порушується в нижній частині розрізу, де в інтервалі глибин 5300-6000 м вміст органічного вуглецю в більшості зразків нижчий (4-5%), ніж у вищезалягаючому горизонті на глибинах 4500-5300 м (до 11%) (рисунок 16).

Умовні позначення до рисунків 16 – 21



Таблиця 3 – Генераційні властивості порід.

	$C_{орг}$ (TOC), %	S_2 (мг/г)
Бідні (Poor)	<0,50	<1,0
Задовільні (Fain)	0.5-1.0	1.0-5.0
Добрі	1.0-2.0	5.0-10.0
Дуже добрі	2.0-4.0	10-20
Відмінні	>4.0	>20

На думку авторів, це пов'язано з двома причинами: по-перше, з більш низьким, порівняно з верхнім візе, його вмістом у девоні і турне-нижньому візе (які частіше розвинуті в цьому інтервалі), і, по-друге, більшою міграцією ВВ із зони високої термальної зрілості порід, якою є великі глибини. А високі значення на глибинах 4700-5300 м відповідають доманікітам у верхньому візе.

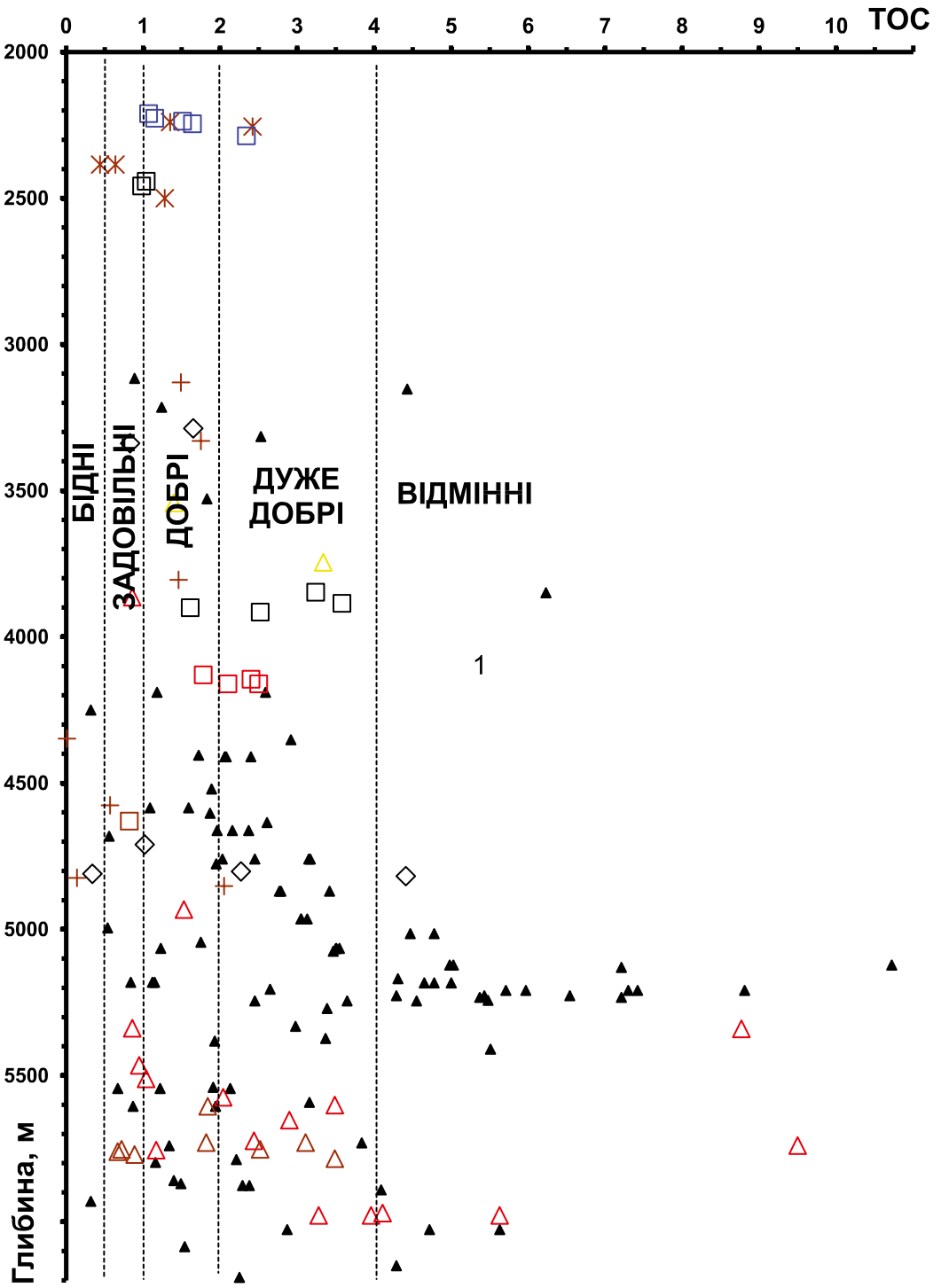


Рисунок 16 - Зміна ТОС ($C_{орг}$) з глибиною в ДДЗ [40, 43].

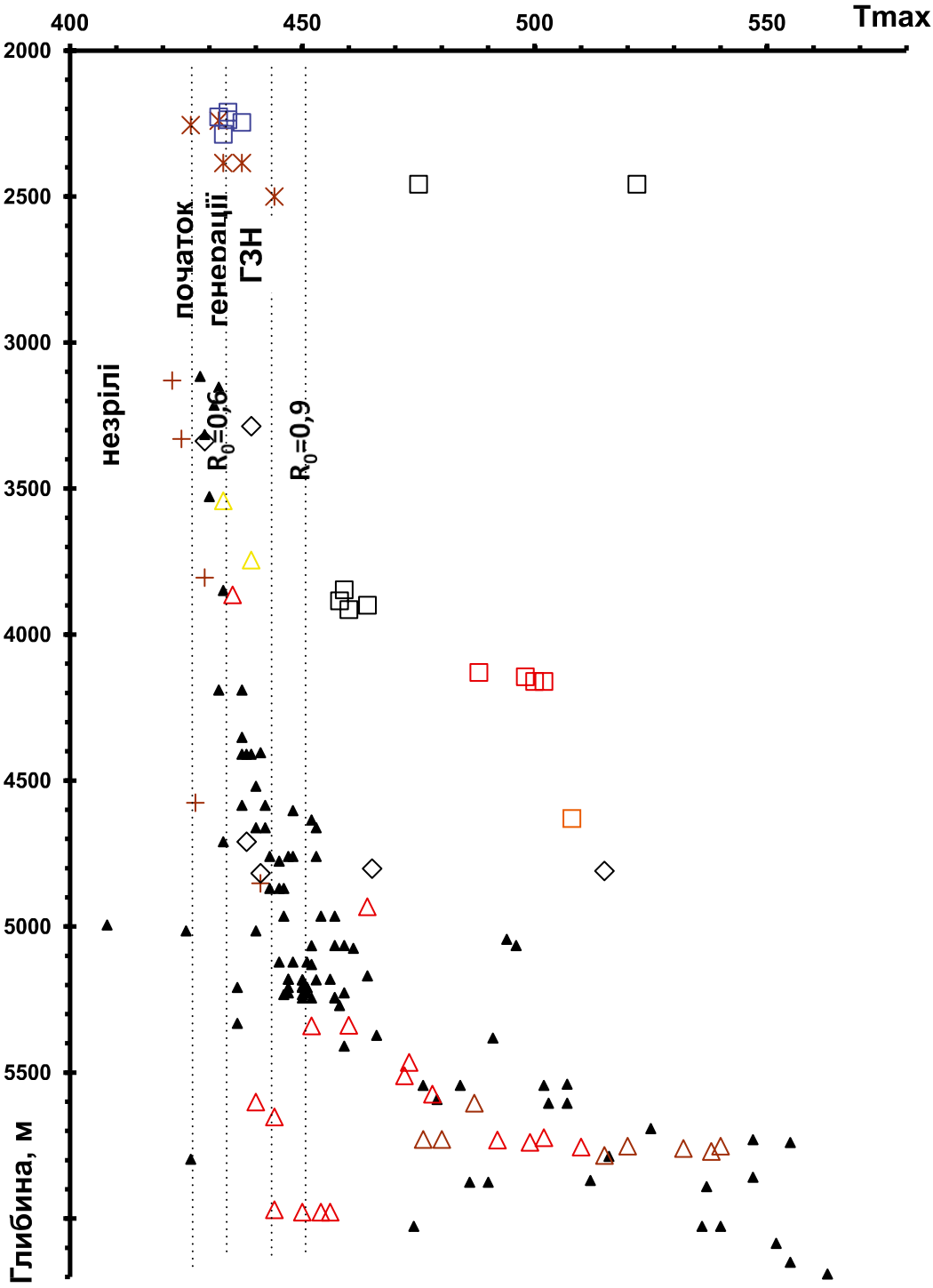


Рисунок 17 - Зміна T_{max} (ступінь термальної зрілості) з глибиною в ДДЗ [40, 43].

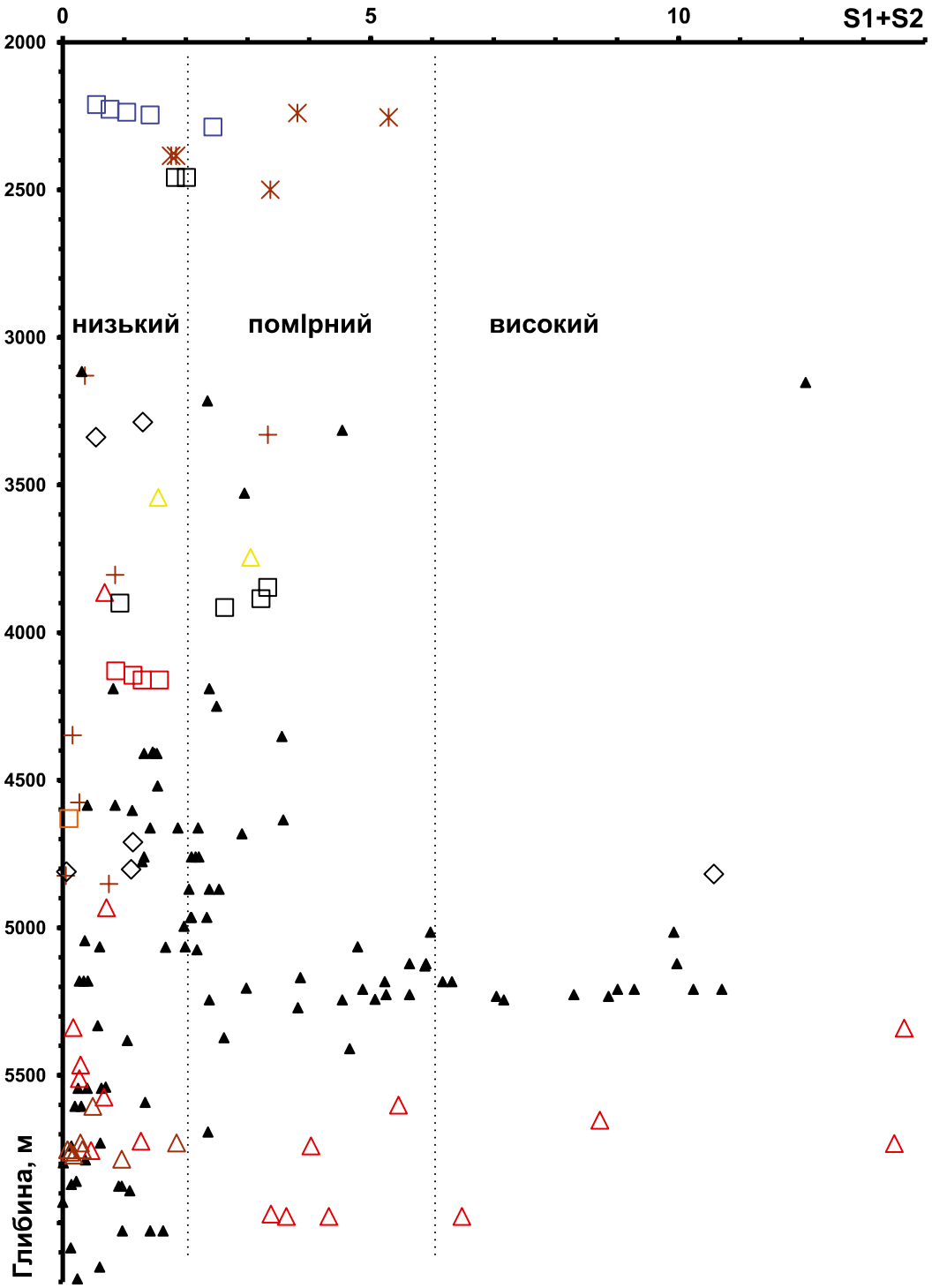


Рисунок 18 - Зміна генераційного потенціалу з глибиною в ДДЗ [40, 43].

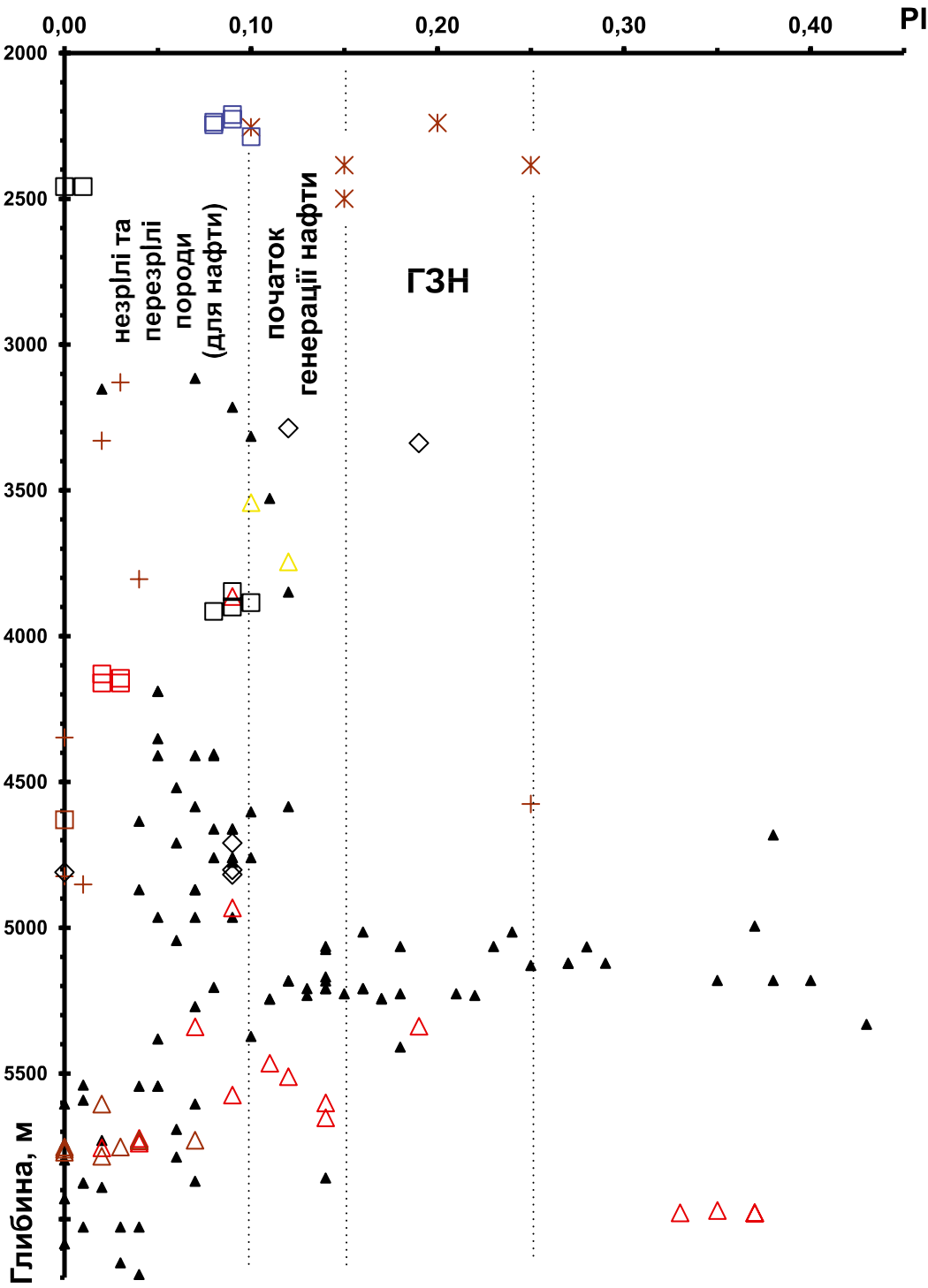


Рисунок19-Зміна індексу продуктивності з глибиною в ДДЗ [40,43].

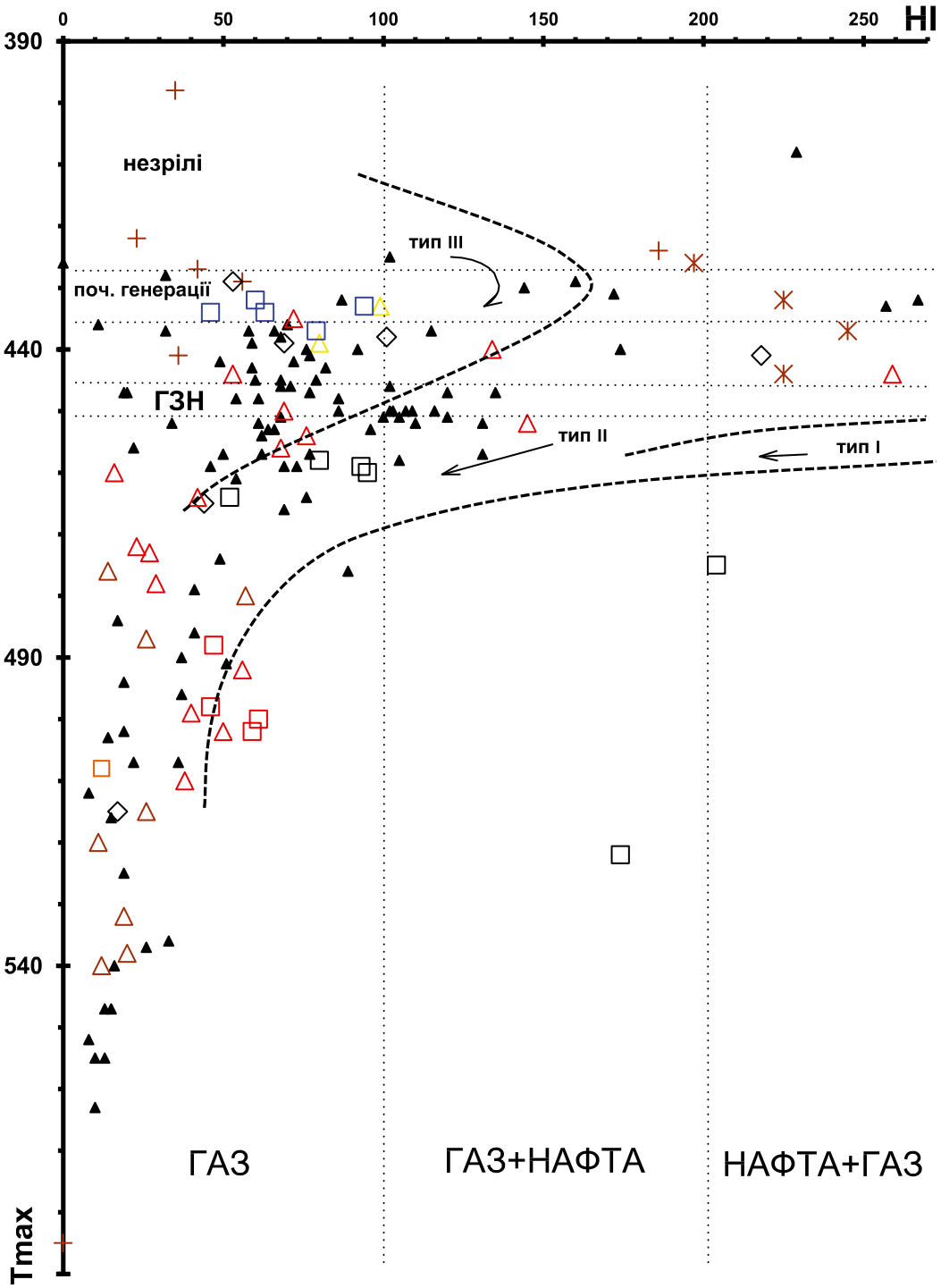


Рисунок 20 – Зв'язок T_{max} з водневим індексом в ДДЗ (тип ОР та ступінь її перетворення) [40, 43].

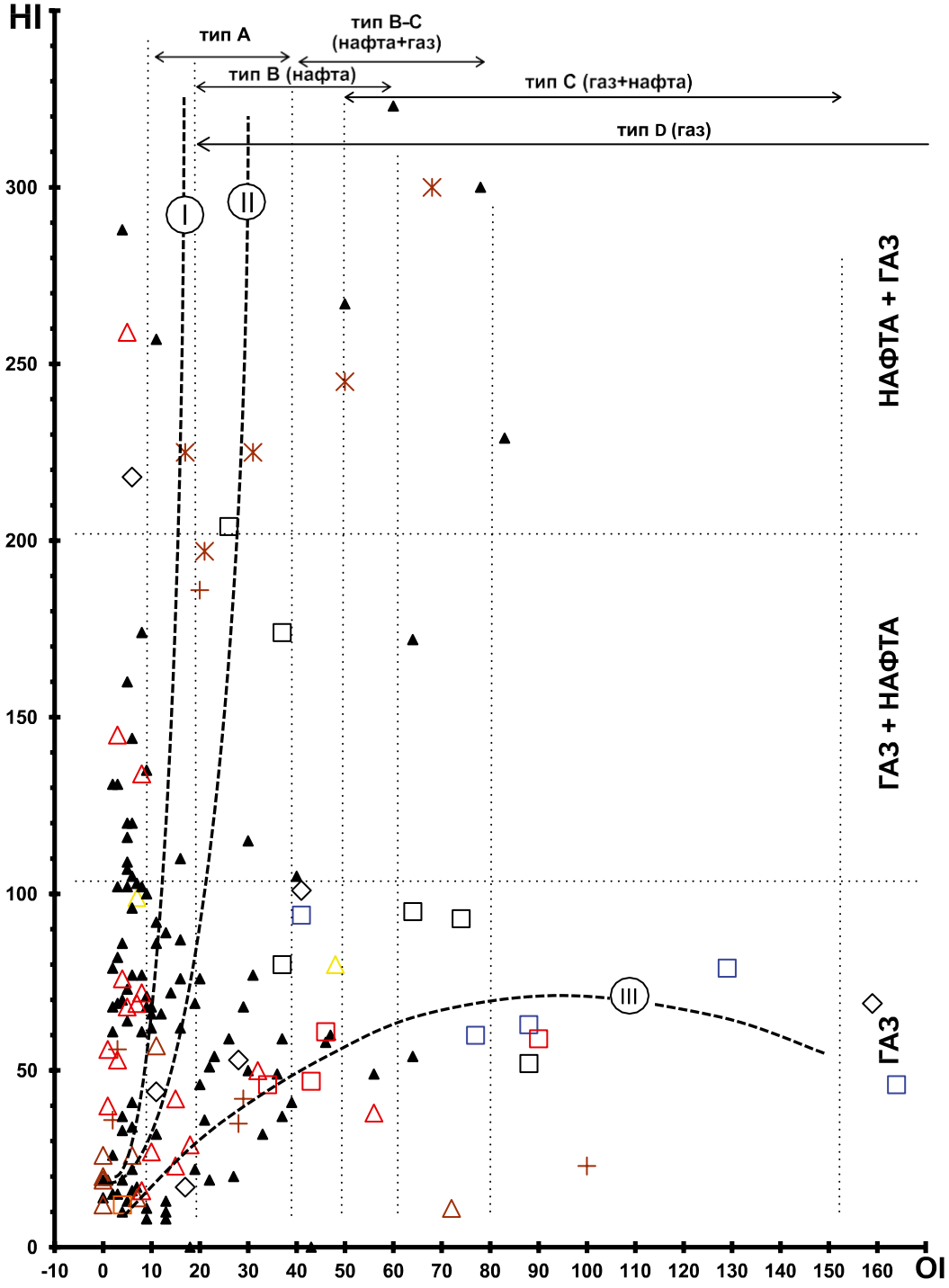


Рисунок 21 – Залежність між водневим (HI) та кисневим (OI) індексами в ДДЗ (діаграма Ван Кревелена) [40, 43].

Генетичний тип ОР за попередніми дослідженнями класифікувався для девонських відкладів переважно як сапропелевий (тобто II тип), для нижнього і середнього карбону — сапропелево-гумусовий з перевагою останнього (тобто переважно III тип) і для верхнього карбону — гумусовий (III тип). Відзначалася також перевага гумусової органіки в східній частині ДДЗ і збільшення долі сапропелевої — у західній [35, 83].

Низькі значення водневого і кисневого індексів у більшості зразків (рисунок 21, таблиці 4, 6), а також місце розташування цих параметрів відносно кривих III і II типів ОР на діаграмі Ван-Кревелена (рисунок 21) дозволяють зробити висновок, що більшість зразків відносяться до III типу, змішаного II-III типів з ухилом у бік останнього, і меншою мірою до II типу, тобто до таких, які здатні генерувати більше газоподібні і менше рідкі ВВ.

Термальна зрілість порід (T_{max}) для абсолютної більшості зразків знаходиться не нижче початкової стадії ГЗН (430°С), а приблизно половина з них — для нафти є вже перезрілими (більш 460°С, ГЗГ — рисунок 17, таблиця 5), здатними генерувати переважно газоподібні ВВ. Це цілком узгоджується з раніше існуючими уявленнями, відповідно до яких по відкладах карбону тільки крайня північно-західна частина грабену (Чернігівсько-Брагінський район) і периферія бортів за термальною зрілістю не пройшли ГЗН.

Таблиця 4 – Генераційні властивості порід за фазовим станом ВВ.

	Водневий індекс HI (S_2/TOC) (мг/г)	**S_2/S_3**
Газ	<100	<3
Газ і нафта	100-200	3-5
Нафта і газ	200-350	5-10
Нафта	>350	>10

Таблиця 5 – Характеристика термальної зрілості порід.

	R^0(%)	**T_{max}°C**	**Індекс продуктивності PI(S_1/S_1+S_2)**
Незрілі (immature)	<0/60	<430	<0/10
У початковій стадії зрілості			
(Beginning)	0.60	430-435	0.10-0.15
Зрілі (для нафти)	0.90	445-450	0.15-0.25
Перезрілі (для нафти)	>1.20	>460	<0.20

Таблиця 6 – Геохімічна характеристика органічних фацій.

Фації	**Генерують**	**Водневий індекс (HI) S_2/TOCx100**	**Кисневий індекс (OI)-S_3/TOCx100**
A-lacustrine	нафта	700-1000	10-40
B-морські marine	-"-	350-700	20-60
BC mix	нафта+газ	200-350	40-80
C humic	газ+нафта	50-200	50-150
D inert	газ	<50	20-200

Індекс продуктивності (Pi-S_1/S_1+S_2, рисунок 19) для абсолютної більшості зразків порівняно невеликий (до 0,15) незалежно від глибини залягання. Це свідчить про порівняно низький нафтовий потенціал палеозою ДДЗ (що відповідає і долі нафти в початкових ресурсах ВВ у ДДЗ). Збільшується цей показник до 0,4 - 0,45 у частини зразків на глибинах 5000 - 5300 м, що очевидно знаходяться в ГЗН, а також відповідають доманікітам. Нижче цієї глибини для більшості зразків він знову різко зменшується, фіксуючи перезрілість порід на нафту.

Генераційний потенціал порід (S_1+S_2) (рисунок 12), — переважає помірний (2-6 мг/г) і високий (більше 6 мг/г), іноді досягаючи в окремих зразках 18,2 мг/г і 42,5 мг/г. Представлений він переважно керогенною частиною (S_2).

4.1.3 Загальні особливості генераційного потенціалу палеозойських відкладів

Отже, можна зробити висновок, що вивчення на установці "Рок-Евал" зразків палеозойських відкладів ДДЗ підтверджує існуючі уявлення про оцінку нафтогазогенераційних властивостей порід.

Окремо за комплексами результати такі: середньокам'яновугільний комплекс представлений зразками з Скоробагатьківської площі. Це центр західної субобласті ДДЗ, у якій за існуючими даними середній карбон не володіє власним генераційним потенціалом, а численні поклади ВВ є вторинними (міграційними) утвореннями. Отримані на "Рок-Евал" геохімічні параметри підтверджують цей висновок для ділянки Скоробагатьківського підняття: хоча вміст ОР тут не низький (ТОС=1,4 і 3,34%), а генетичний потенціал помірний (1,55 і 3,05 мг/г), але термальна зрілість його дуже низька (T_{max} - 430 і 439; PI=0,1 і 0,12) і відповідає тільки вступу порід у ГЗН.

Серпуховський комплекс представлений зразками з Новомиколаївської площі, розташованої в південній частині Руденківсько-Пролетарського району. Поклади тут вторинні, тому що серпуховські відклади характеризуються низькою термальною зрілістю. Геохімічні параметри "Рок-Евал", як і для середньому карбону, підтверджують цей висновок: T_{max} (432-437°С) і індекс продуктивності (0,08 - 0,10) відповідає термально незрілій ОР, хоча за її вмістом (ТОС – 1,07-2,34%) і генетичним потенціалом (0,55 - 2,44 мг/г) вона характеризується, відповідно, як з добрими і помірними генераційними властивостями.

Верхньовізейський комплекс вивчений на "Рок-Евал" найкраще — за 118 зразками із трьох нафтогазоносних районів: Талалаївсько-Рибальського, Глинсько-Солохівського та Руденківсько-Пролетарського. Раніше він класифікувався як основний нафтогенераційний комплекс із власним генераційним потенціалом на всій території ДДЗ, за винятком крайньої північно-західної частини грабена (Чернігівсько-Брагінський і Софіївсько-Монастирищенський райони), периферії Північного і всього Південного бортів. В останніх зонах відклади верхнього візе тільки увійшли в ГЗН (стадія катагенезу $МК_1$). Тип ОР у комплексі сапропелево-гумусовий з перевагою останнього.

На "Рок-Евал" вміст ОР тільки в декількох зразках низький (до 1%), в інших ТОС характеризує генераційні властивості верхнього візе як добрі (1-2%), дуже добрі (2-4%), або відмінні (4-11%) у всіх вивчених районах. При цьому високі показники ТОС (2-11%)

частіше відзначені в Глинсько-Солохівському районі, а низькі — у Талалаївсько-Рибальському. Слід зазначити, що максимальні (5-11%) і середні (3-5%) значення ТОС зустрічаються частіше, ніж раніше відзначалося за даними хіміко-бітумінологічних досліджень (відповідно 5 і 2%). Генетичний тип ОР -III, III-II і рідше II-I (рисунки 20, 21). Генетичний потенціал (S_1+S_2) лише в декількох зразках характеризується як низький (до 2 мг/г), у більшості ж помірний (2-6 мг/г), високий (6-18 мг/г) і навіть зафіксовані зразки зі значеннями 42 мг/г (рисунок 12).

Низький ступінь термальної зрілості (T_{max}<345°C) відзначений тільки в одиничних зразках, для абсолютної ж більшості інших ОР зріла (435-460°C – ГЗН) і стосовно нафти перезріла (460-560°C – ГЗГ) (рисунок 17). Причому, в Талалаївсько-Рибальському і Руденківсько-Пролетарському районах ОР перебуває в стадії змінювання ГЗН, а в Глинсько-Солохівському — також і ГЗГ.

За індексом продуктивності (PI) зразки приблизно однаково розділяються на незрілі, зрілі і перезрілі (рисунок 19). Останнє відноситься до глибоких (більше 5300 м) горизонтів Глинсько-Солохівського району і пояснюється майже повною міграцією тут рідких ВВ у жорстких термобаричних умовах (дуже низькі значення S_1).

Велику кількість зразків верхньовізейських відкладів проаналізовано з однієї свердловини — Рудівська № 2 в інтервалі глибин 4190-5605 м. Ця ОР у кількості до 3,5% характеризується дуже низькими показниками вільних рідких бітумоїдів (S_1), помірними (до 2,3 мг/г) не реалізованих бітумоїдів (S_2), високою термальною зрілістю (T_{max} – до 500°C), переважно низьким водневим індексом (до 200), що в цілому свідчить про газоматеринські властивості порід верхнього візе в цьому місці з високим ступенем реалізації генераційного потенціалу.

Турнейсько-нижньовізейський комплекс представлений 18 зразками з Глинсько-Солохівського і Руденківсько-Пролетарського районів. Вміст ОР у них у середньому менший, ніж у верхньому візе — 1-4% зі значеннями в окремих зразках 6-9% і 11%. Однак, порівняно з наявними даними (усереднені значення 2%), на Рудівській і Луценківській площах зафіксовані середні значення, відповідно 5,1% і 8,8%.

Генетичний тип ОР-III і II-I, при цьому в зразках Руденківсько-Пролетарського району ОР більше гумусова, а в Глинсько-Солохівському — більше сапропелева. Генераційний потенціал порід (S_1+S_2) у зразках Руденківсько-Пролетарського району низький (до 2 мг/г), а в Глинсько-Солохівському — помірний (2-6 мг/г). У той же час на ділянці Луценківської, Рудівської і Свиридівської площ зафіксовані його високі значення (до 13,7 мг/г). Як і у верхньовізейському комплексі, генераційний потенціал представлений переважно керогенними бітумоїдами.

За термальною зрілістю (рисунок 17) усі зразки знаходяться на піку генерації рідких ВВ або є перезрілими стосовно нафти. Характерно, що при цьому в Руденківсько-Пролетарському районі зразки підняті зі значно меншої глибини (4200 м), ніж у Глинсько-Солохівському (5300-6000 м), що пояснюється інверсійним заляганням палеозойських відкладів у першому районі. Індекс продуктивності (рисунок 19) за більшістю зразків низький (до 0,15), в основному за рахунок високої реалізації генераційного потенціалу.

Девонський комплекс представлений 23 зразками з Чернігівсько-Брагінського, Монастирищенсько-Софіївського і Глинсько-Солохівського районів. Порівняно

з нижнім карбоном усі зразки характеризуються зниженим вмістом ОР (ТОС до 2%, рідше 2-4%), причому більш високі значення відносяться до Глинсько-Солохівського району. І все ж таки ці значення більші тих, які були визначені раніше (0,4-0,5%).

Генераційний потенціал девону низький (до 2 мг/г) у межах Варварівської, Гайворонської і Мринської площ і помірний (2-5,5) на Ніжинській і Олешнянській. Представлений він, в основному, керогенним бітумом (S_2). ОР, на відміну від інших комплексів, відноситься більше до II типу (сапропелевого), ніж III. Термальна зрілість ОР низька (нижче ГЗН) у Чернігівсько-Брагінському і Софіївсько-Монастирищенському районах і дуже висока (T_{max} – 480-540°С) у Глинсько-Солохівському районі (Рудівська площа). Індекс продуктивності відповідає початковій стадії та піку зрілості в периферійній зоні ДДЗ і знову низьким значенням (перезріла за нафтою ОР) у Глинсько-Солохівському районі на глибині 5500-5800 м.

Таким чином, найбільш високі значення показників генерації притаманні відкладам нижнього карбону (з максимумом у верхньому візе), істотно менші в девоні, і відсутній власний генераційний потенціал на території західної субобласті ДДЗ у відкладах середнього карбону і серпуховського ярусу (принаймні в точках його оцінки).

Важливим є те, що вміст $C_{орг}$ за Рок-Евал у нижньокам'яновугільних і девонських відкладах, є більшим, ніж це уявлялося за хіміко-бітумінологічним аналізом. Встановлено підвищення генераційного потенціалу порід палеозою від периферії до центру ДДЗ і генетичний тип його як переважно газогенеруючий і меншою мірою нафтогенеруючий.

4.1.4 Геохімічні та катагенетичні особливості перспективних відкладів

На основі аналізу матеріалів, викладених вище, наведемо узагальнюючу геохімічну та катагенетичну характеристику девонських та кам'яновугільних відкладів ДДЗ.

Верхньодевонський мегакомплекс. Підсольові відклади девону, у відповідності до умов накопичення, глинисті, уламкові, карбонатні, пірокластичні та ефузивні породи на різних ділянках в розрізі присутні в різних співвідношеннях. Вміст ОР в глинисто-карбонатних відкладах місцями досягає 2,7%, в піщано-глинистих — не перевищує 0,6%, в ефузивних і пірокластичних 0,2%. Середньозважена кількість ОР становить 0,2-0,3%. Найбільш характерний вміст хлороформенних бітумоїдів — 0,03%, однак в підсольовому девоні часті прояви паравтохтонних бітумоїдів з концентрацією 0,1-0,3%.

Міжсольові відклади на північному заході представлені теригенною, карбонатною і туфогенно-ефузивною формаціями, які на південному сході переходять в карбонатно-глинисту, а в прибортових частинах в теригенну. Вміст ОР коливається в досить широких межах: в глинистих породах від 0,2 до 5,3%, піщано-алевритистих від 0,1 до 1,6%, в карбонатних від 0,2 до 2,7%. Частка хлороформенного бітумоїду має невеликі коливання — 0,02-0,08%. Середньозважені кількості ОР і $\beta_{ХЛ}$ такі: в туфогенно-глинисто-карбонатних породах 0,5% і 4,7%; туфогенно-ефузивних 0,3% і 3%; карбонатно-глинистих 0,5% і 3%; глинисто-піщаних 0,6% і 3%. Розсіяна органічна речовина міжсольових відкладів представлена сапропелітами — за класифікацією О.П.Четверикової сумішшю C_I і C_{II} типів.

Надсольові відклади на північному заході ДДЗ представлені туфогенно-ефузивною формацією, яка в південно-східному напрямку змінюється ефузивно-теригенною

і теригенною. В них чітко проявляється залежність вмісту ОР і її бітумінозних компонентів від літологічного складу порід. Їх масимальна концентрація пов'язана з карбонатно-глинистими і глинистими різновидами (близько 1%). В піщано-алевритистих породах вміст ОР в середньому не перевищує 0,2%. За вмістом ОР надсольові відклади є нафтогазоматеринськими з помірним генераційним потенціалом. Вміст хлороформенних бітумоїдів загалом не перевищує 0,01-0,04%. Кількість бітумоїдів і $\beta_{ВВ}$ зростає в напрямку центральної частини западини, $\beta_{ВВ}$ коливається в межах 1,2-2,1%. За даними хіміко-бітумінологічних та петрофізичних досліджень ОР представлена сапропелевим, за класифікацією О.П. Четверикової, $С_{II}$ типом. Ступінь катаненезу з північного заходу на південний схід змінюється від $МК_1$ до $МК_5$.

Нижньокам'яновугільний мегакомплекс. Відклади нижньокам'яновугільного мегакомплексу є головним нафтогазогенеруючим комплексом регіону. За нафтогазоносною характеристикою і, в першу чергу за умовами генерації вуглеводнів, він поділяється на три продуктивних комплекси — турнейсько-нижньовізейський, верхньовізейський та серпуховський.

Турнейсько-нижньовізейський комплекс характеризується вмістом розсіяної органічної речовини, в середньому, 0,5-2%, при цьому найбільш характерні величини 1%. Кількість хлороформенних бітумоїдів змінюється від незначної величини до 0,1%, бітумний коефіцієнт (βхл) — в межах 1-16% з середнім значенням 4-6%.

Доля вуглеводнів в РОР складає 0,3-4,5%. Найбільш характерні значення для карбонатно-теригенних фацій 1,0-1,6%, карбонатних — 2-3%. За елементним складом хлороформенних бітумоїдів (відношення Н/С становить 1,3-1,6) органічна речовина турнейсько-нижньовізейських відкладів відноситься до змішаного сапропелево-гумусового та гумусово-сапропелевого типів.

Для турнейсько-нижньовізейського комплексу порівняно з іншими характерна найменша диференціація за умовами генерації та найменша різноманітність генетичних типів покладів. Це зумовлено тим, що ці відклади скрізь занурені в умови головної зони газогенерації (ГЗГ) або нафтогенерації (ГЗН). Тут виявлено більшість традиційних родовищ цього комплексу, серед яких переважають газоконденсатні поклади.

Ділянка, перспективна на сланцевий газ, в центральній приосьовій частині охоплює територію з оптимальними умовами генерації ВВ — відклади комплексу знаходяться в ГЗН і переході в ГЗГ, тобто на стадії катагенезу $МК_{2-3}$. Щільності генерації вуглеводнів максимальні і становлять 900-1200 т/км^2 і більше.

Ділянки в прибортових частинах та в крайній південно-східній частині північного борту характеризується високим ступенем реалізації генераційного потенціалу тому, що охоплюють територію з зануренням відкладів $С_1t+v_1$ в ГЗГ. Щільності генерації вуглеводнів тут нижчі — 100-900 т/км^2, в середньому близько 300 т/км^2.

Верхньовізейські відклади складають головний нафтогазогенеруючий і один з двох основних акумулюючих комплексів ДДЗ. Геохімічна характеристика верхньовізейського (вкупі з подібним за показниками серпуховським) комплексу має наступні показники. Максимальний вміст в розрізі органічної речовини (ОР) до 5%, середній — 1,1-2%; вміст хлороформенного бітумоїду в глинах змінюється від 0,01 до 0,10%, частіше — 0,04-0,06%; бітумний коефіцієнт становить 1-30, в середньому 3-6%. Кількість ВВ в ОР становить

0,2-5,8%, в середньому 1,1-2,3%. Відношення водню до вуглецю у хлороформенному бітумоїді становить 1-1,8, що характерно для змішаного гумусо-сапропелевого типу ОР з кількістю гумусової речовини 50-70%.

Як і в попередньому комплексі, територія, перспективна на сланцевий газ, має найкращі умови генерації в центральній приосьовій зоні — відклади в зонах катагенезу $МК_{2-3}$, максимальні щільності генерації — 900-1200 т/км^2. В напрямку до бортів щільність генерації сланцевих товщ погіршуються, хоча і менше, ніж в C_1t+v_1 комплексі.

У серпуховському комплексі перспективна на сланцевий газ територія охоплює також центральну зону ДДЗ і в напрямку на південний схід звужується до прибортових зон. На північному заході ділянки можна виділити зону, де відклади серпуховського ярусу за ступенем катагенезу знаходяться переважно в зоні $МК_1$ і частково $МК_2$, тобто тільки увійшли в головну зону нафтоутворення і не спромоглись достатньою мірою реалізувати свій нафтогазоматеринський потенціал. Тому і щільності генерації ВВ тут менші 300-900 т/км^2, лише на ділянці в районі Волошківського родовища збільшуються до 1200 т/км^2 і більше.

Далі на південний схід і в північній прибортовій зоні виділяється найбільш продуктивна на традиційні поклади територія з оптимальними умовами генерації ВВ, а за катагенетичним критерієм відклади тут знаходяться в ГЗН.

Ділянки в межах північного борту характеризуються слабким генераційним потенціалом — щільності генерації ВВ в середньому складають лише 100-300 т/км^2. Вміст ВВ у водорозчинних газах середній — 70-90%.

Територія, що розташована в південній прибортовій зоні і майже співпадає з Руденківсько-Пролетарським нафтогазоносним районом характеризується проміжними генеруючими властивостями. Північна її частина по відкладах серпуховського ярусу знаходиться в умовах ГЗН (катагенез стадії $МК_{2-3}$), а відклади південної, прилягаючої до борту менш зрілі. Щільності генерації вуглеводнів тут нижчі — 100-600 т/км^2, в середньому близько 300 т/км^2.

Середньокам'яновугільний мегакомплекс. Середній карбон не відноситься до основних нафтогазоносних комплексів (містить всього 5,6% початкових ресурсів вуглеводнів), однак газогенеруючий потенціал його в східній субобласті ДДЗ значний. Він характеризується вмістом розсіяної органічної речовини (РОР) в межах від 0,1 до 5,6% (в середньому 0,6-0,9%). Вміст хлороформенних бітумоїдів найчастіше має значення 0,03-0,05% з максимумом 0,1%. Генетичний склад РОР в карбонатних породах нижньобашкирських відкладів представлений сапропелітами, а в теригенних відкладах – переважно гумітами. На генераційний потенціал середньокам'яновугільних відкладів основне обмеження накладає низька термальна зрілість їх в західній субобласті ДДЗ.

Перспективна на сланцевий газ територія виділена на крайньому південному сході западини в центральній та північній прибортовій зоні. В прибортовій зоні умови генерації оптимальні — відклади мегакомплексу знаходяться в ГЗН та переходу в ГЗГ, тобто на стадії катагенезу $МК_{2-3}$. Центральна зона характеризується високою генерацією ВВ (стадія катагенезу $МК_{4-5}$).

Верхньокам'яновугільний мегакомплекс. Цей мегакомплекс за вмістом традиційних запасів ВВ є одним із двох основних в регіоні, однак нафтогазогенеруючі вла-

стивості порід його низькі внаслідок низького вмісту органічної речовини та, особливо, низької термальної зрілості порід майже на всій території ДДЗ.

Мегакомплекс складений червоноколірною та строкатоколірно-вугленосною формаціями. В першій кількість РОР становить 0,1-1% (в середньому 0,2-0,3%), а вміст вуглеводнів — 0,004-0,005%, що характеризує її як ненафтогазогенеруючу; в другій — вміст РОР — 0,5-1%, вуглеводнів 0,008-0,025%, що відповідає характеристиці слабогенеруючої товщі. Склад органічної речовини переважно гумусовий.

Перспективною на сланцевий газ виділена територія в центральній частині південно-східної частини западини. Це територія з оптимальними умовами генерації газоподібних вуглеводнів — відклади комплексу знаходяться в ГЗН, тобто на стадії катагенезу $МК_{2-3}$. Проте низький (до 1%) вміст органічної речовини в породах зменшує очікувані перспективи.

4.1.5 Просторові особливості катагенетичної характеристики

З метою уточнення катагенетичної зональності і характеру змін термальної зрілості порід за площею та розрізом у палеозойських відкладах було виконано комплексний аналіз результатів попередніх робіт в цьому напрямку та побудована структурна карта по поверхні катагенезу зі значенням R^0 — 0,80. Всього в процесі аналізу та побудові карти було використано більше 1000 визначень катагенетичної зрілості порід різними методами.

В зв'язку з тим, що під час проведення досліджень були використані первинні дані визначення ступеня катагенезу різних типів, для спрощення побудов усі вони були перераховані в одиниці, найбільш відомі і сприйнятливі дослідниками — показник відбивної здатності вітриніту в олії (R^0). Для перерахунку з одиниць R^a (показник відбивної здатності вітриніту в повітрі) були використані таблиці І.І. Амосова та ін. [4], а для кореляції з показником T_{max}, який є показником ступеня перетворення ОР в піролітичних дослідженнях на "Рок-Евал", взяті дані з досліджень Б. Тіссо, Д. Вельте.

Після перерахунку всіх даних з катагенезу у одиниці R^0, формувалась узагальнююча таблиця, в яку вносились координати всіх свердловин. Для розрахунку за кожною свердловиною глибини заданого рівня катагенезу (R^0), а також для розрахунку рівня катагенезу (R^0) на заданій глибині, було розроблено відповідні алгоритми і комп'ютерні розрахункові програми.

Для розрахунків використовувався градієнт рівня катагенезу (dR^0), який розраховувався для кожної свердловини, якщо кількість вимірів R^0 дорівнювала двом або більше. За наявності одиничних вимірів R^0 у свердловинах, були використані значення градієнтів dR^0 сусідніх свердловин, що були розраховані статистичним методом.

Побудова поверхонь та карт здійснювалась із використанням алгоритмів на основі конвергентної інтерполяції за допомогою комп'ютерних програм.

Загальна блок-схема процесу побудов карт поверхонь катагенезу на заданому рівні та карт рівня катагенезу на заданих глибинах наведена на рисунках 22-23.

В результаті виконаних робіт побудована карта поверхні катагенезу зі значенням R^0 - 0,80 (рисунок 24) та карти термальної зрілості порід (R^0_{min}=0,80) на зрізах мінус 2000 м, мінус 3000 м, мінус 4000 м (рисунки 25-27). Положення цієї границі в межах

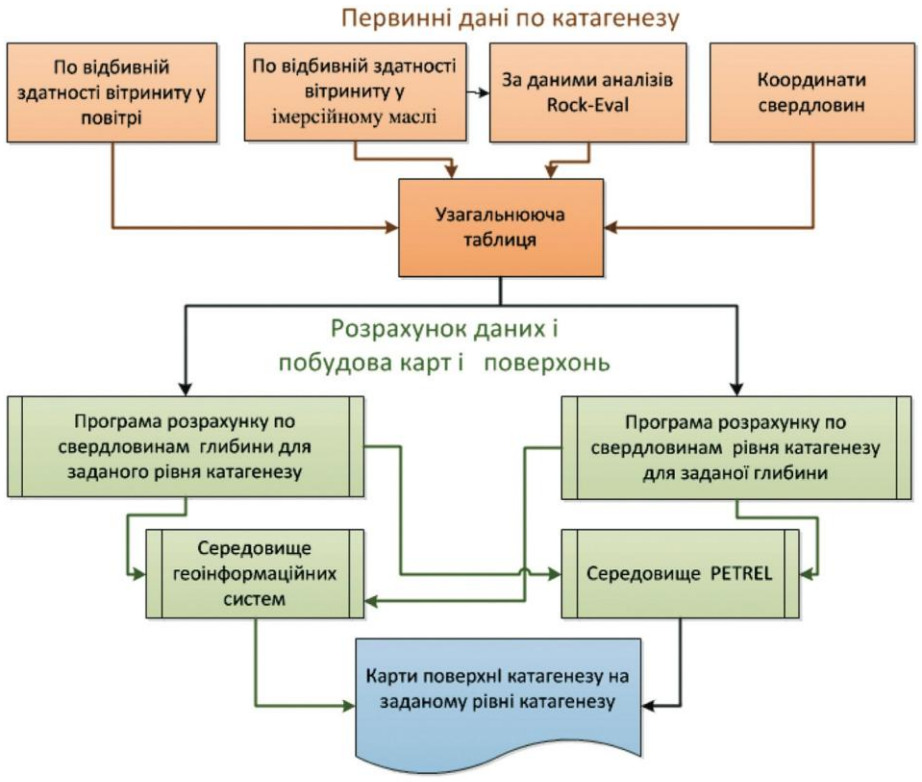


Рисунок 22 – Блок-схема процесу побудов карт поверхонь катагенезу на заданому рівні катагенезу та карт рівня катагенезу на заданих глибинах

різних структурно-тектонічних зон западини, також перспективні частини розрізу палеозойських відкладів наведені на профілях (рисунки 28-30).

З метою виділення у розрізі перспективних інтервалів, складених сланцевими породами, було проведено інтерпретацію матеріалів ГДС у 29 свердловинах, пробурених в межах різних структурно-тектонічних зон западини.

Всі зазначені вище матеріали та отримані результати покладено в основу складання карт якісної оцінки перспектив газоносності сланцевих порід.

4.2 Просторова локалізація перспективних сланцевих відкладів

У верхньодевонському мегакомплексі виділено три перспективні зони — південна та північна прибортові зони на північному заході ДДЗ і південна прибортова зона на південному сході ДДЗ (на ділянці Зачепилівка-Перещепино).

Перспективна територія у нижньокам'яновугільному мегакомплексі охоплює північно-західну та центральну частини грабена ДДЗ, південну прибортову зону на південному сході ДДЗ, південну частину північного борту (на ділянці Зачепилівка-Близнюки).

Перспективна територія у середньокам'яновугільному та верхньокам'яновугіль-

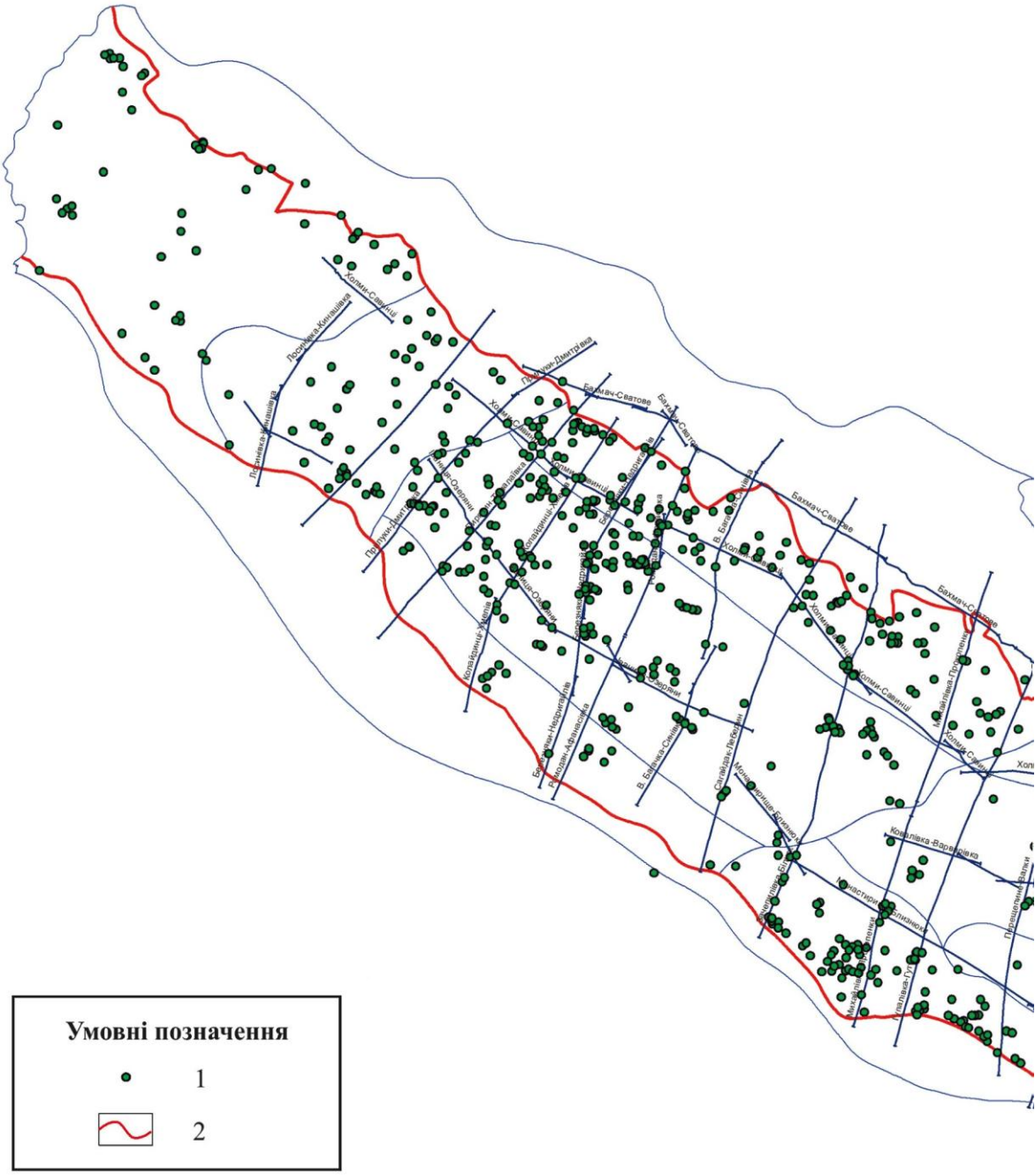
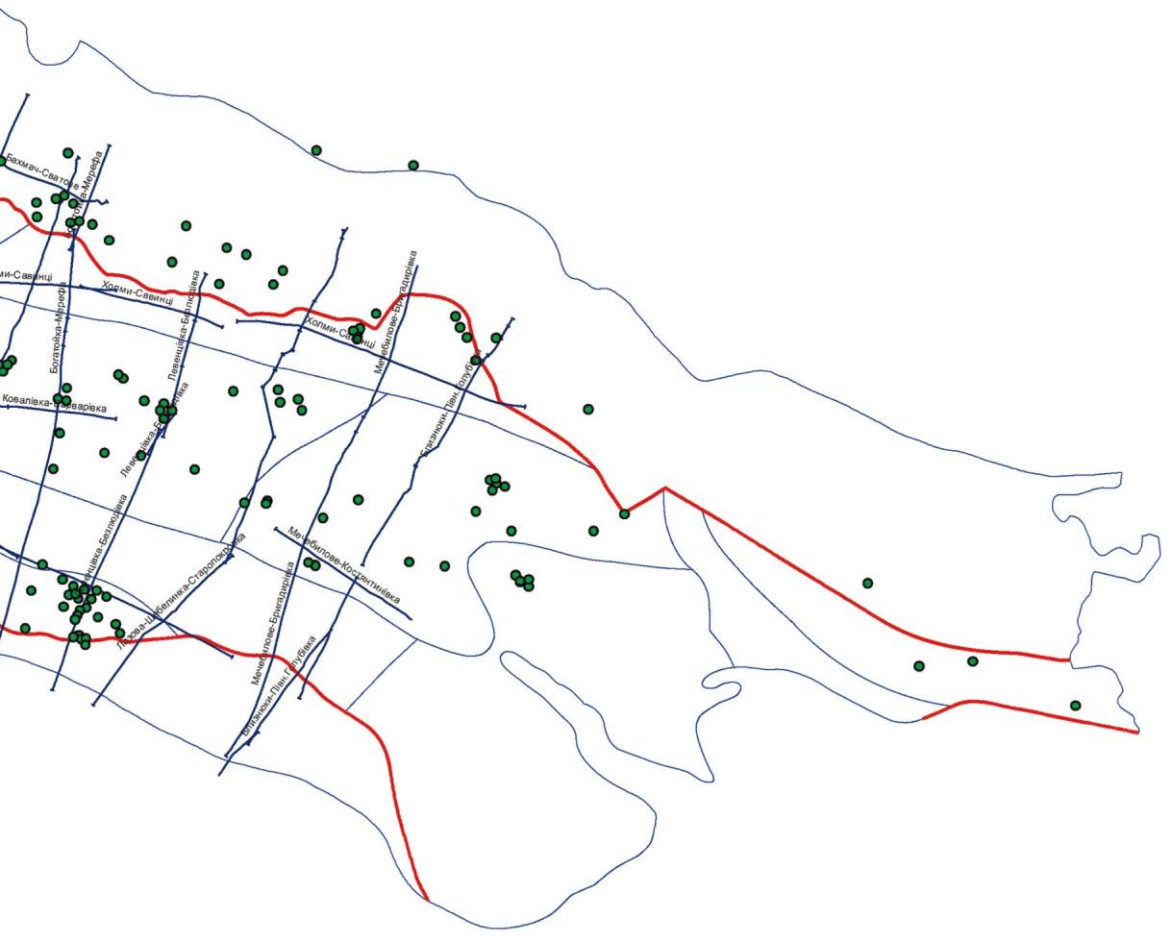


Рисунок 23 – Карта-схема фактичного матеріалу. 1 — свердловини з інформацією про термальну зрілість органічної речовини, 2 — границя грабену.


Бахмач-Сваток-Мануйфа
Холми-Савинці
Ковалівка-Кобзарівка
Мельбигове-Костянтинівка
Мельбигове-Бригадирівка
Холми-Савинці
Холми-Савинці
Ковалівка-Кобзарівка
Мельбигове-Костянтинівка
Менчикурове-Броскодарівка
Менчикурове-Павл. Голубівка

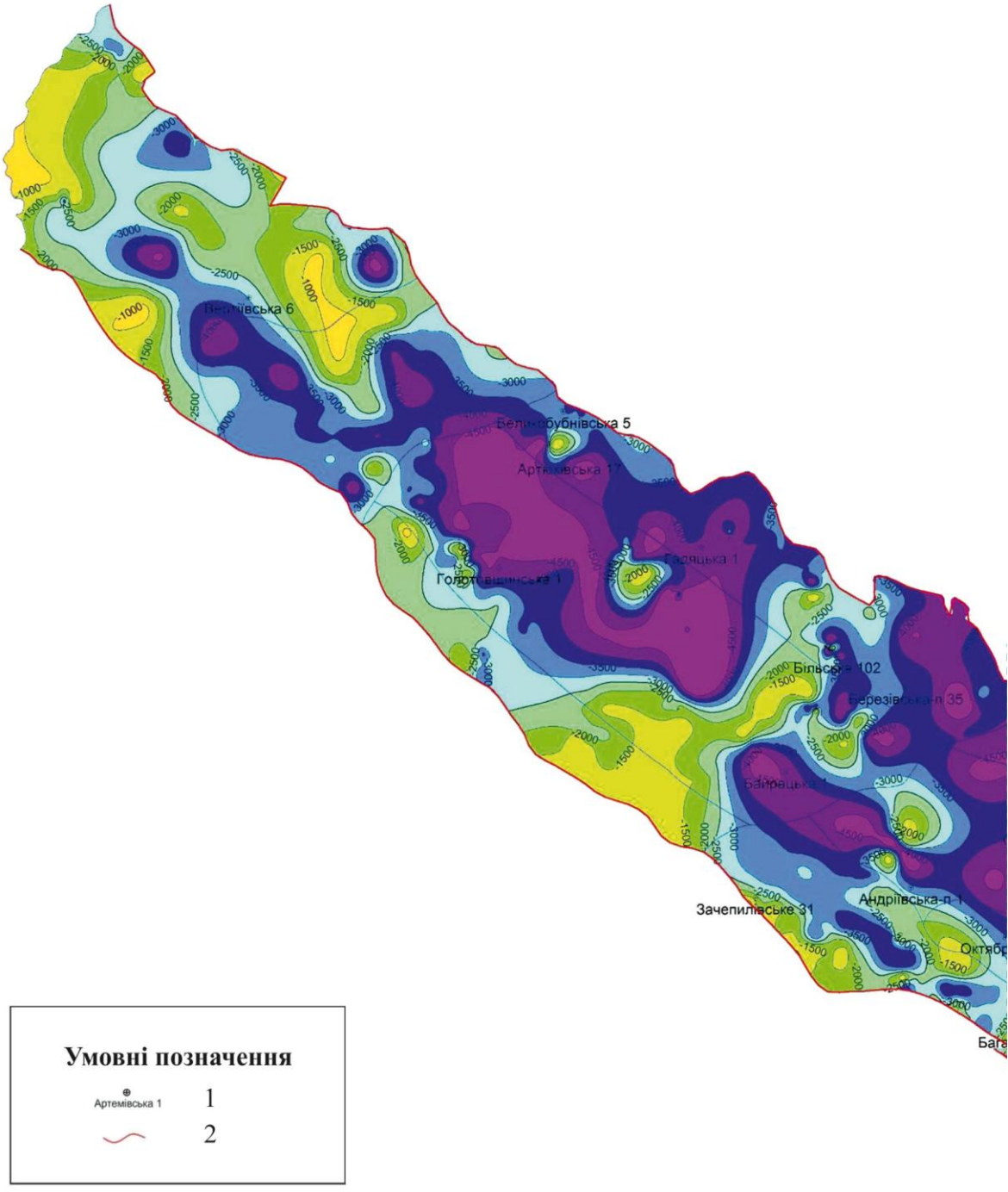
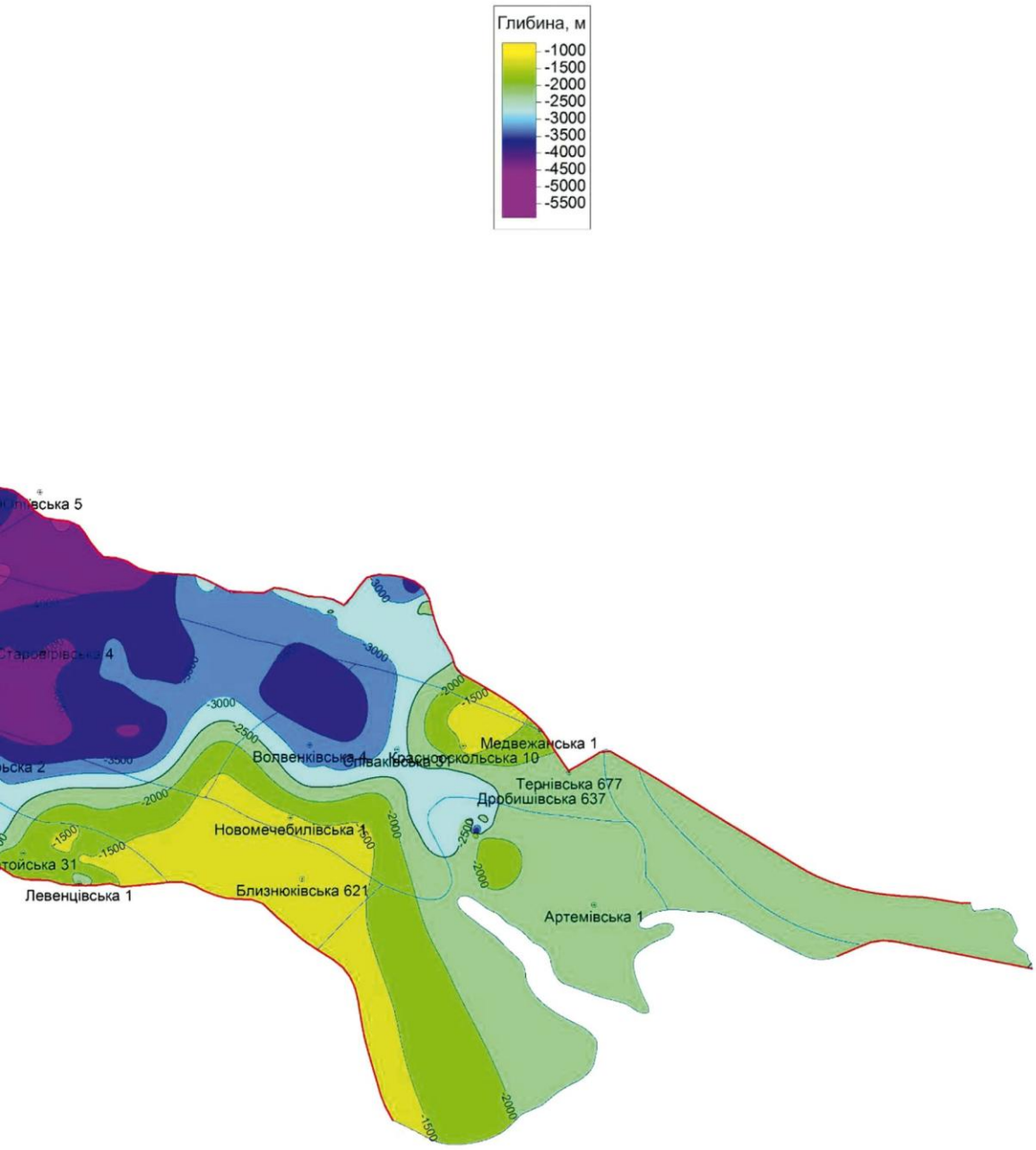


Рисунок 24 – Карта термальної зрілості порід (по рівню відбивної здатності вітриніту R^0=0,80).
1 – назва та номер свердловини, 2 – границя грабену.


Глибина, м
-1000
-1500
-2000
-2500
-3000
-3500
-4000
-4500
-5000
-5500
Медвежанська 1
Волвенківська 4
Красноярскольська 10
Тернівська 677
Дробишівська 637
Новомечебилівська 1
Левенцівська 1
Близнюківська 621
Артемівська 1

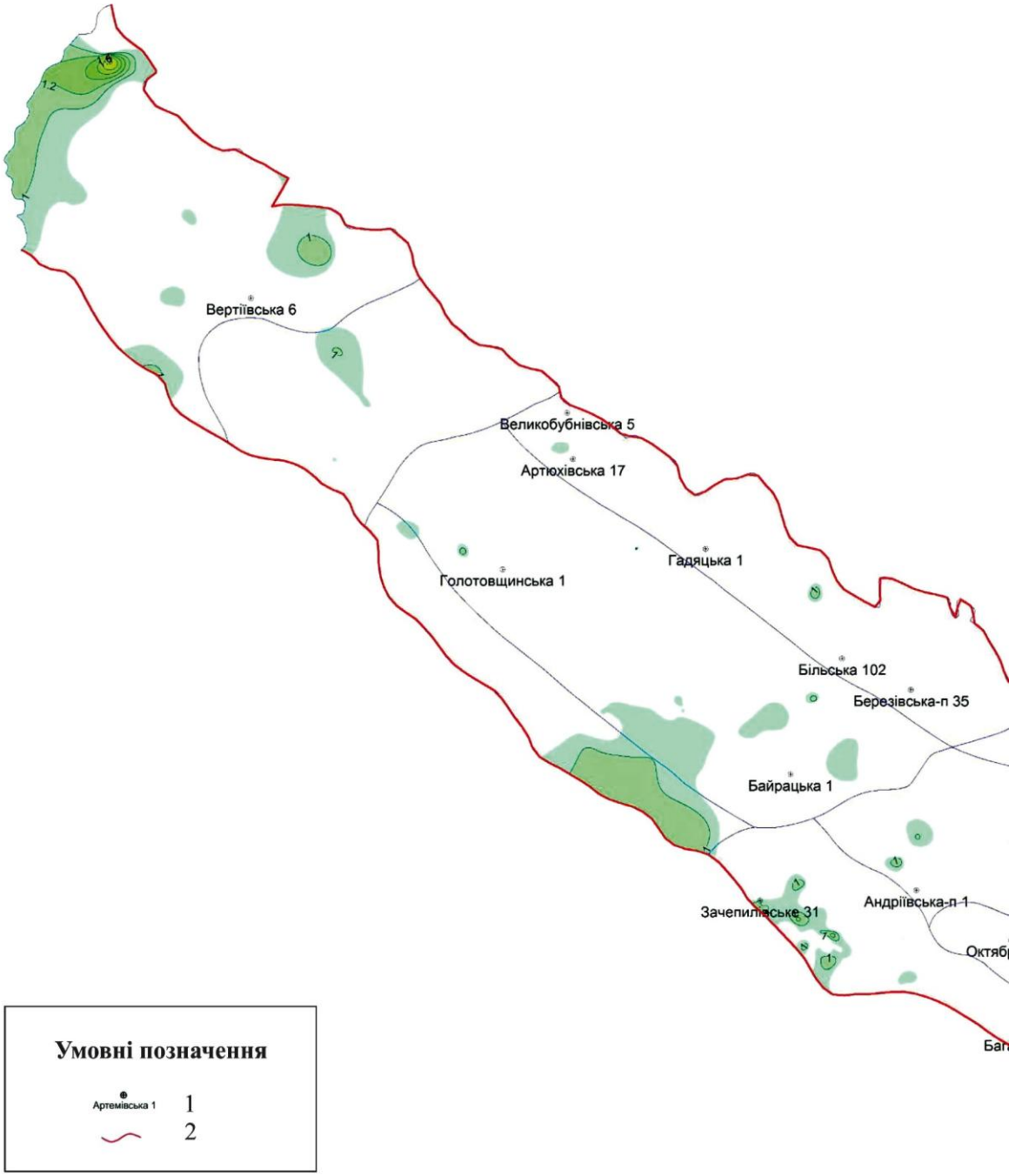
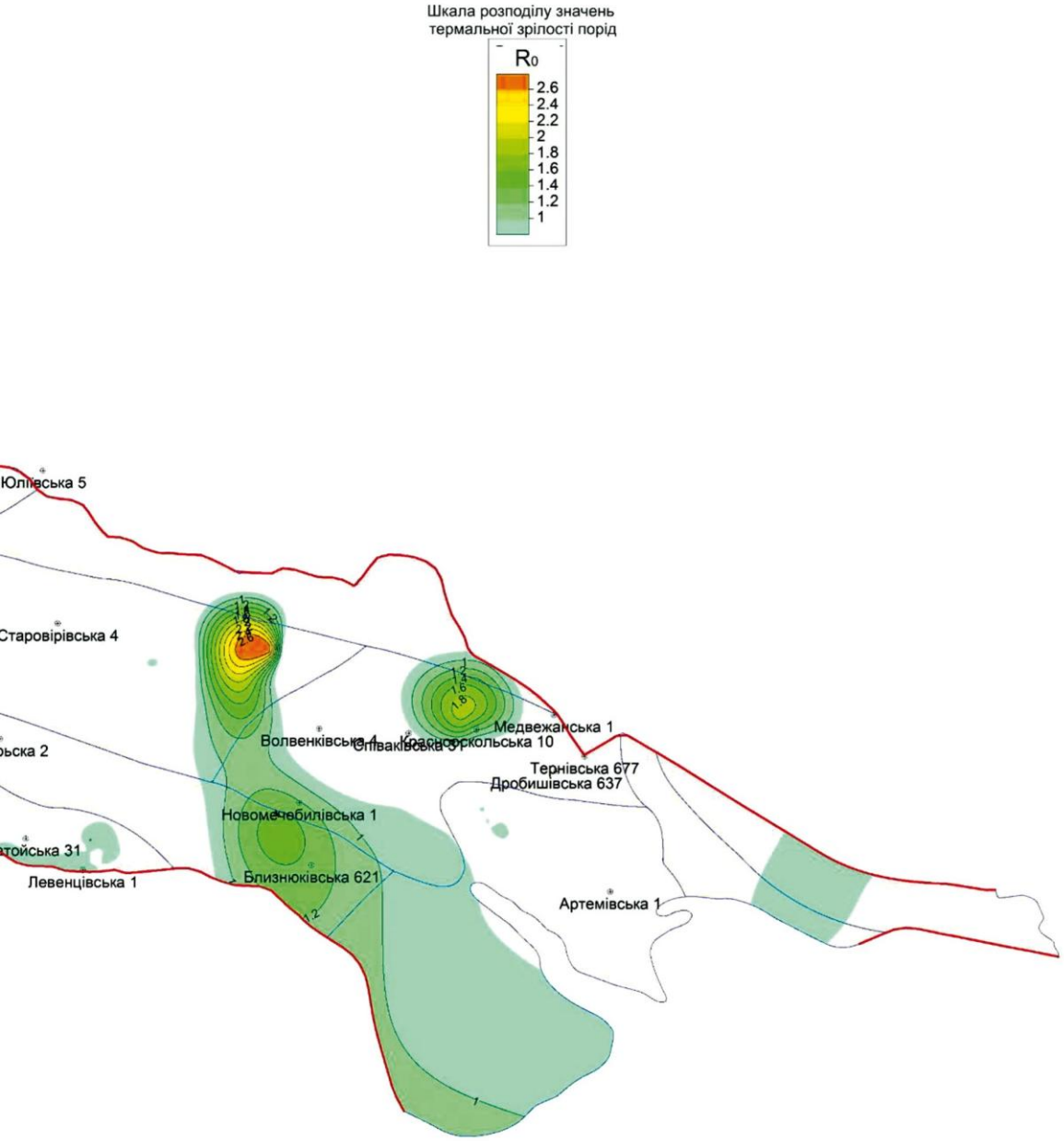


Рисунок 25 – Карта термальної зрілості порід (R^0_{min}=0,80) на зрізі мінус 2000 м.
1 – назва та номер свердловини, 2 – границя грабену.


Шкала розподілу значень
термальної зрілості порід
R0
2.6
2.4
2.2
2
1.8
1.6
1.4
1.2
1
Юлівська 5
Старовірівська 4
Медвежанська 1
Тернівська 677
Дробишівська 637
Артемівська 1
Левенцівська 1

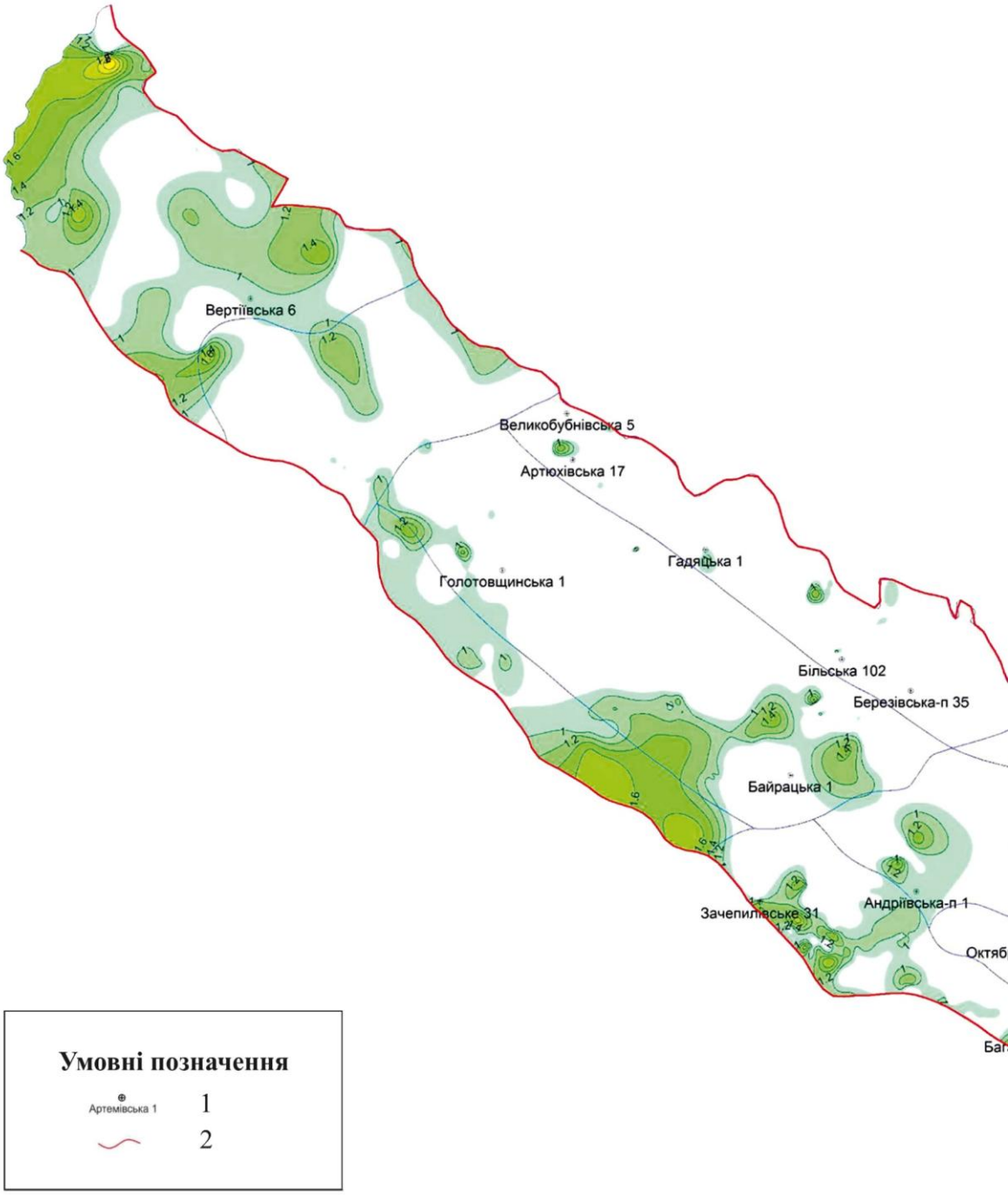
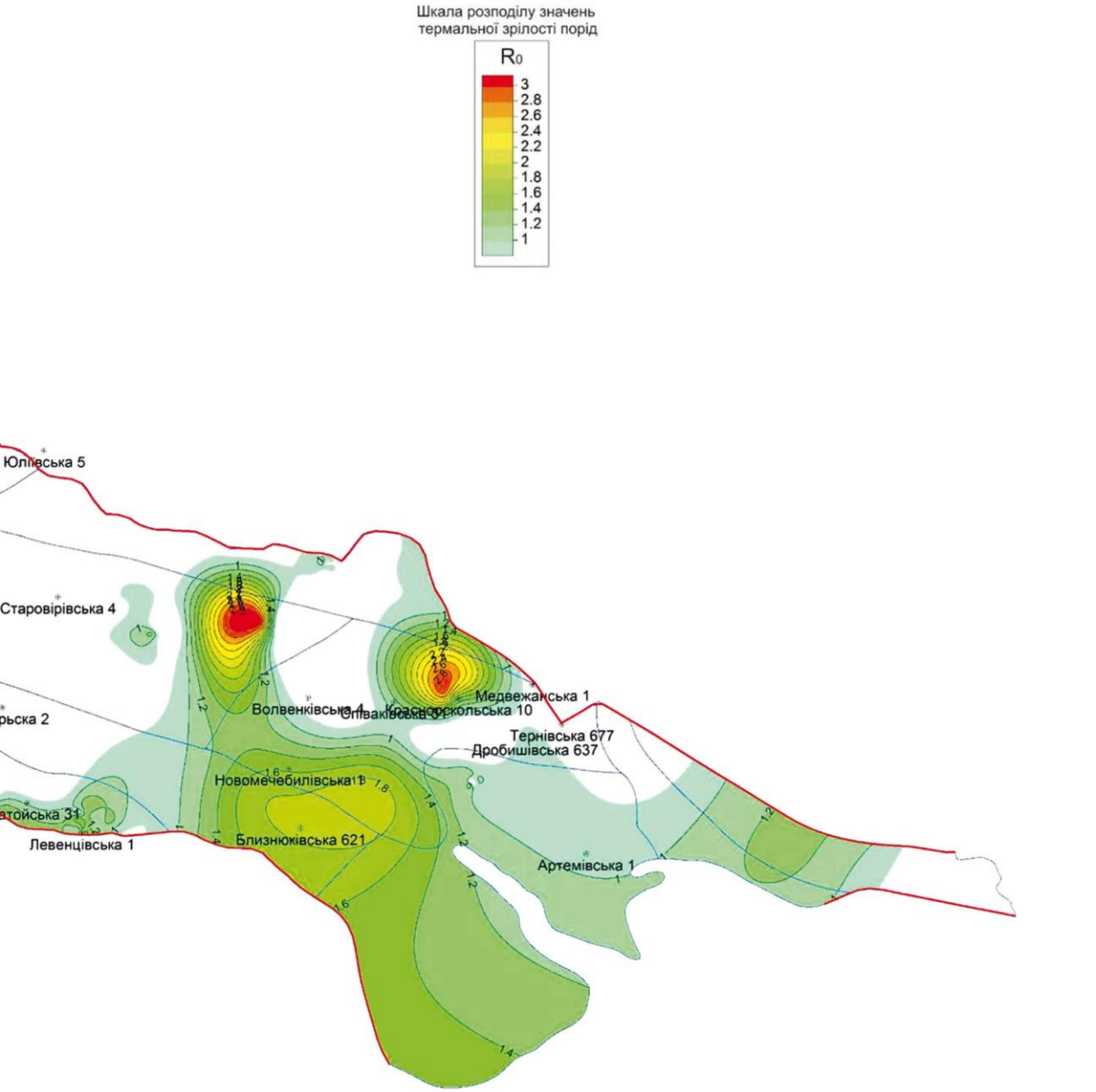


Рисунок 26 – Карта термальної зрілості порід (R^0_{min}=0,80) на зрізі мінус 3000 м.
1 – назва та номер свердловини, 2 – границя грабену.


Шкала розподілу значень
термальної зрілості порід
R0
3
2.8
2.6
2.4
2.2
2
1.8
1.6
1.4
1.2
1
Юлівська 5
Старовірівська 4
Медвежанська 1
Волвенківська 4
Тернівська 677
Дробишівська 637
Новомечебилівська 1
Близнюківська 621
Левенцівська 1
Артемівська 1

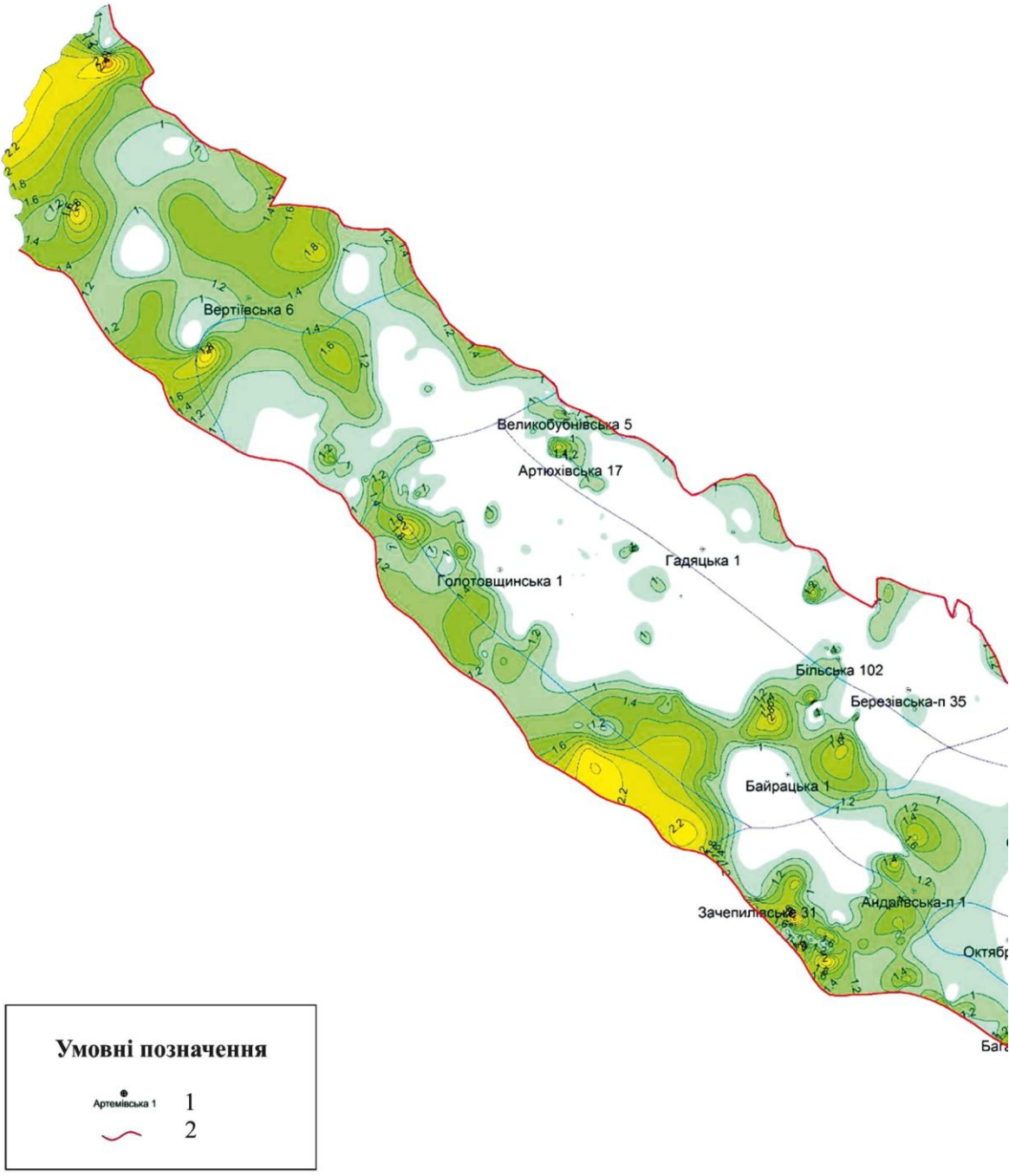
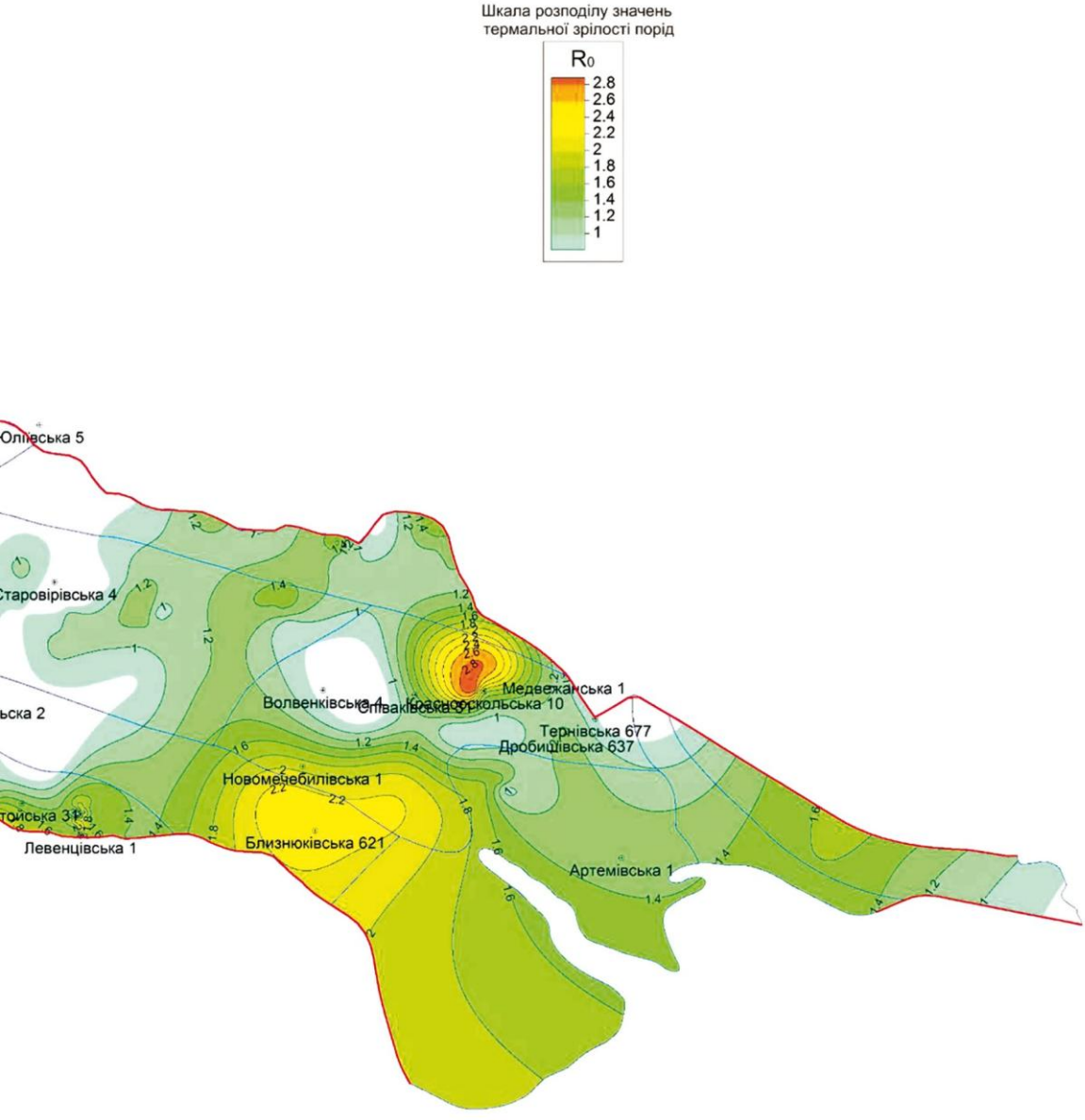


Рисунок 27 – Карта термальної зрілості порід (R^0_{min}=0,80) на зрізі мінус 4000 м.
1 – назва та номер свердловини, 2 – границя грабену.


Шкала розподілу значень
термальної зрілості порід
R0
2.8
2.6
2.4
2.2
2
1.8
1.6
1.4
1.2
1
Оліївська 5
Старовірівська 4
ська 2
Волвенківська 4
Медвежанська 1
Тернівська 677
Дробишівська 637
Новомечебилівська 1
тойська 31
Левенцівська 1
Близнюківська 621
Артемівська 1

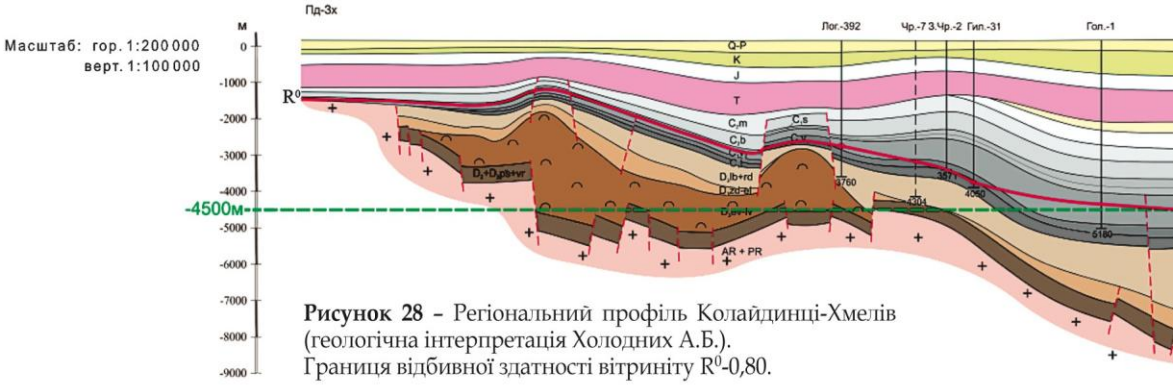


Рисунок 28 – Регіональний профіль Колайдинці-Хмелів (геологічна інтерпретація Холодних А.Б.).
Границя відбивної здатності вітриніту R^0-0,80.

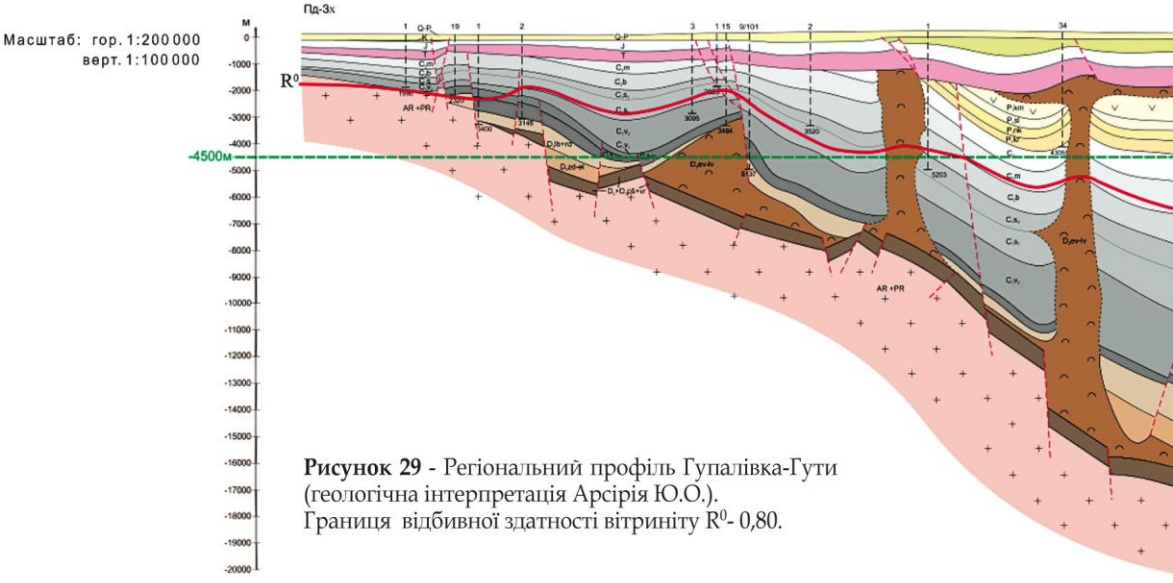
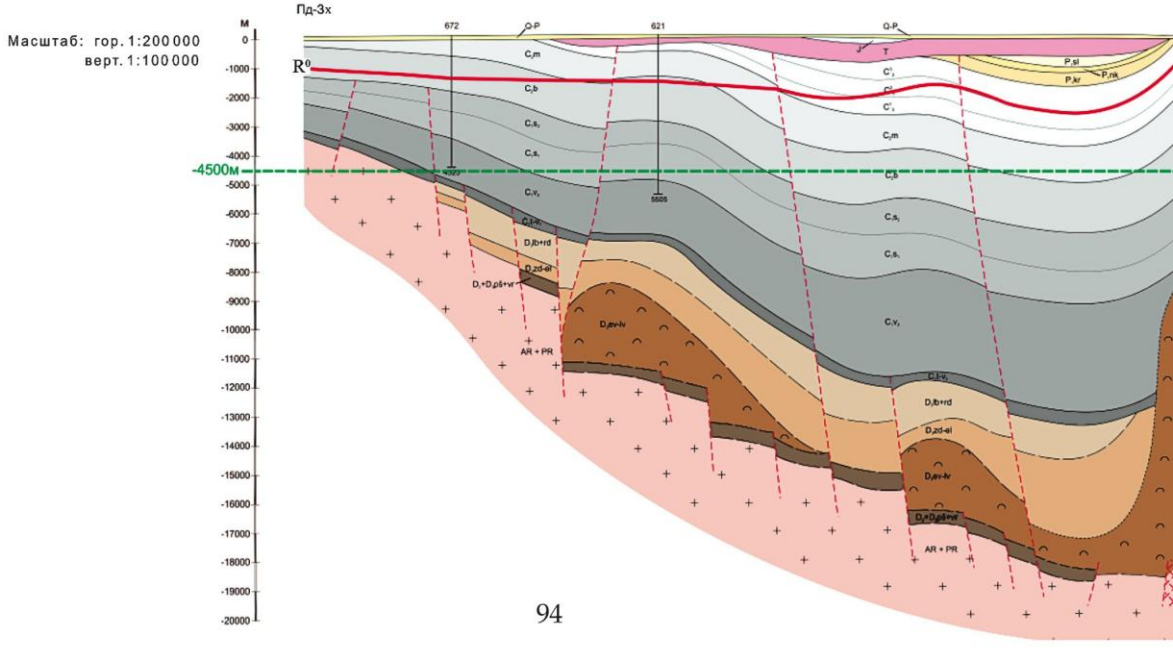


Рисунок 29 - Регіональний профіль Гупалівка-Гути (геологічна інтерпретація Арсірія Ю.О.).
Границя відбивної здатності вітриніту R^0- 0,80.



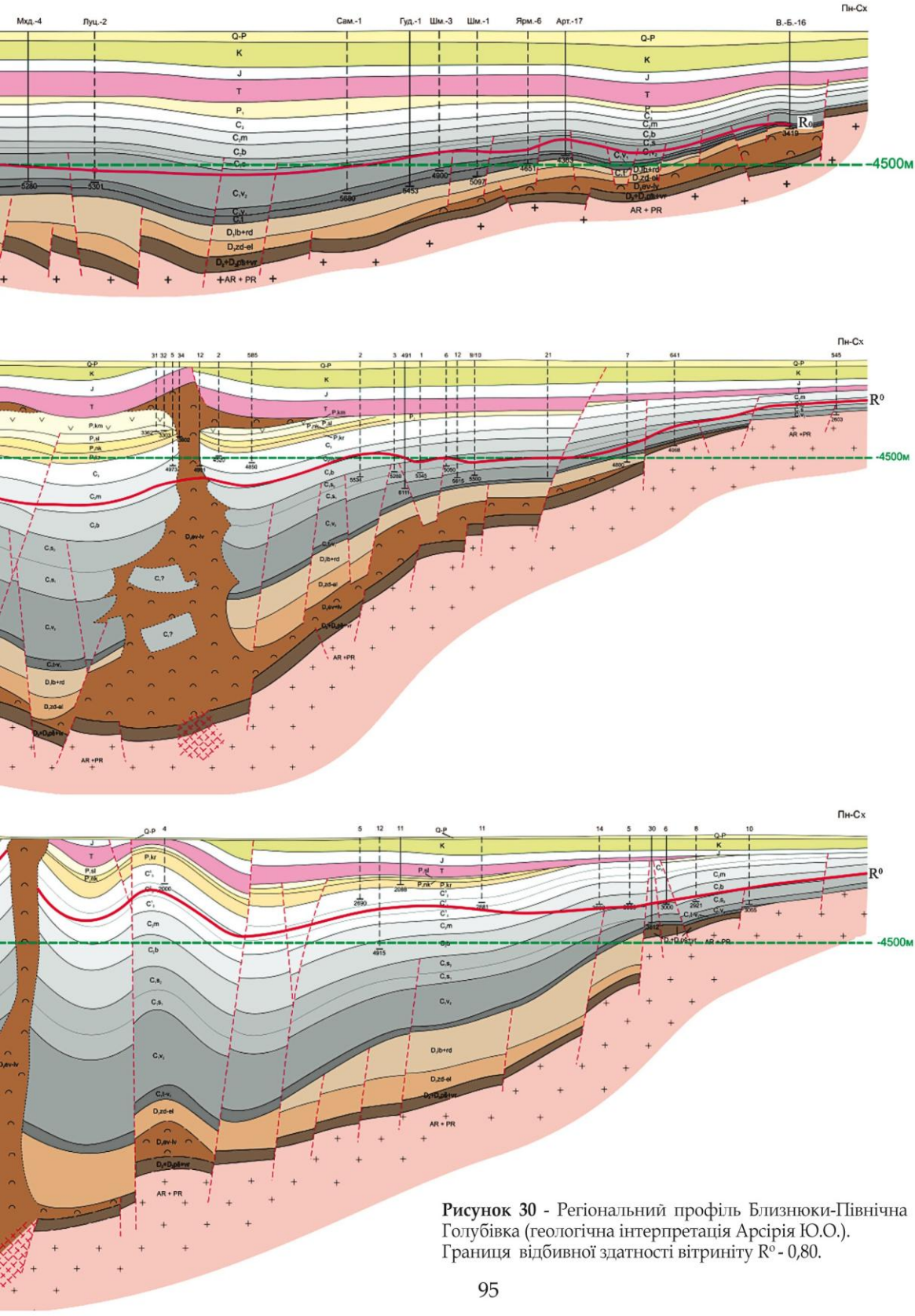


Рисунок 30 - Регіональний профіль Близнюки-Північна Голубівка (геологічна інтерпретація Арсірія Ю.О.). Границя відбивної здатності вітриніту R^o - 0,80.

ному мегакомплексах охоплює центральні райони південного сходу ДДЗ.

Нижче будуть наведені карти та детальний опис перспективних територій за мегакомплексами. При написанні даного підрозділу широко використовувалися матеріали викладені в звітах [60, 70, 72].

4.2.1 Верхньодевонський мегакомплекс

В результаті проведених досліджень встановлено, що перспективними на пошуки сланцевого газу в девонських утвореннях є задонсько-єлецькі та озерсько-хованські відклади, що відносяться до фаменського ярусу пізньодевонського віку. Частково перспективи пов'язуються і з підсольовим літологічним комплексом девону.

Задонсько-єлецькі утворення нижньофаменського під'ярусу, які відповідають визначеним параметрам і можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу, зосереджені у Дніпровсько-Донецькій западині у трьох зонах - південна та північна прибортові зони в межах північно-західної частини ДДЗ і південна прибортова зона у межах південно-східної частини ДДЗ (на ділянці Зачепилівка-Перещепино).

На північному заході ДДЗ задонсько-єлецькі відклади не мають суцільного поширення. У межах прибортових зон вони приурочені переважно до вузьких жолобоподібних локальних палеодепресій, де накопичувалися величезні товщини (1000-2000 м) головним чином теригенних утворень моласового типу. Це Грибоворуднянська, Седнівська, Борківська, Борзнянська, Бахмацька, Красноколядинська, Колайдинцівська, Великодівицько-Петрівська, Лосинівська та Ведильцівська площі. У осьовій частині западини переважають товщини до 250 м. Складність будови товщі визначають і її древні розмиви у межах солянокупольних структур внаслідок ранніх проявів соляної тектоніки.

У північній частині грабена можна окреслити підвищені ділянки дна басейну, пов'язані з переважанням карбонатно-глинистої седиментації (Північноборківсько-Лісківська, Івашківська, Грибоворуднянсько-Ловиньська площі), розвинуті у межах бортових (прибортових) уступів. У деяких прибортових частинах басейну седиментації, часто із заходом у внутрішню його частину, мають місце достатньо виражені депресійні ділянки з переважним накопиченням глинистих і, подекуди, карбонатних осадів (Красноколядинсько-Дмитріївська, Борзнянсько-Борківська, Седнівсько-Макарівська зони).

Задонсько-єлецькі відклади трансгресивно залягають на верхньофранських соленосних (у тому числі сульфатно-карбонатних) відкладах і перекриваються соленосними відкладами середнього фамену чи червонокольоровими породами верхнього фамену або нижньокам'яновугільними відкладами.

У північній прибортовій зоні, на крайньому північному заході задонсько-єлецькі відклади нижнього фамену представлені сіроколірною глинисто-карбонатною формацією, часто з прошарками піщанистих вапняків, ангідритів, попелу. У покрівлі ця формація переходить у верхньоєлецьку сіроколірну теригенно-флішоїдну, яка загалом поширена менше попередньої. Вона представлена дрібноциклічним флішоподібним чергуванням аркозових піщанистих і глинистих порід, серед яких виділяються пачки аргілітів товщиною від 40 до 90 м, які можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу. Глибина залягання перспективних пластів змінюється від 2000 до 3500 м.

На крайньому північному заході западини перспективні на пошуки сланцевого

газу глинисті пачки представлені, головним чином, червоноколірними глинистими породами континентальних фацій товщиною 60-80 м. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 – 0,8-1,55). Глибина залягання їх покрівлі коливається в межах 1800-2300 м.

Найбільш привабливою з точки зору пошуків скупчень сланцевого газу у північній прибортовій зоні виглядає ділянка, розташована між Борківською та Бахмацькою структурами, де в розрізі свердловин у міжсольовому літологічному комплексі девону простежується ряд пачок переважно глинистих порід досить значної товщини (до 200-300 м) з прошарками алевролітів, а іноді вапняків. Так тут у св. 15 Борківська в інтервалі глибин від 2400 до 4000 м виділяється декілька глинистих пачок товщиною 90-200 м кожна. Літологічно вони представлені переважно аргілітами. Аргіліти зеленувато-сірі, дуже щільні окременілі. Під мікроскопом: аргіліт лептопелітовий, субшаруватий, складений з дрібних лусок гідрослюди, більшість з яких розташовані паралельно одна одній. Іноді відмічаються включення піриту. В межах даної зони у св. 9 на Бахмацькій площі задонсько-єлецькі відклади складені переважно глинистими різностями з прошарками алевролітів та пісковиків (інт. 2740-2990 м, 3250-3550 м). Тут є глинисті пачки меншої товщини і нижче у розрізі.

Літологічно вони представлені аргілітами темносірими з зеленуватим відтінком, паралельно шаруватими, середньої міцності, слюдистими, з багаточисленними дзеркалами ковзання по нашаруванню.

Але у розрізах сусідніх свердловин даної площі товщина глинистих пачок різко зменшується, відбувається літологічне заміщення порід. Так, у св. 11 товщина перспективних відкладів не перевищує 200-250 м, у св. 8 вона становить приблизно 150 м.

У південній прибортовій зоні задонсько-єлецькі відклади виділяються на Зачепилівській та Горобцівській площах (рисунок 31). У розрізах свердловин визначені глинисті пачки, які можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу. Вони представлені темноколірними аргілітами. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 — 0,8-1,55). Товщина перспективних глинистих пачок від 30 м до 80-90 м. Глибина залягання покрівлі перспективних пластів тут коливається у межах 2300-4200 м.

Озерсько-хованські відклади верхньофаменського під'ярусу мають ареал розповсюдження, аналогічний задонсько-єлецькому комплексу. Вони залягають на підстилаючих їх теригенних відкладах данківського горизонту та незгідно перекриваються турнейськими відкладами нижнього карбону.

У південній прибортовій зоні озерсько-хованські відклади виділено на Горобцівській площі. Серед карбонатно-теригенних порід, якими представлений даний комплекс, визначені пачки глинистих порід, що можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу. Вони представлені аргілітами темно-сірими, гідрослюдистого та каолініт-гідрослюдистого складу, з домішкою обвугленого рослинного детриту. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії $МК_2$-$МК_4$ (R^0 – 0,8-1,55).

Товщина перспективних глинистих товщ становить 70-90 м, а максимальна глибина залягання їх покрівлі у південній прибортовій зоні не перевищує 3400 м.

Такі ж перспективні пачки виділено на Зачепилівській, Новомиколаївській, Ше-

Рисунок 31 – Схема кореляції перспективних відкладів верхньодевонського мегакомплексу по лінії свердловин: № 412 - Зачепилівська - № 7 - Горобцівська - № 470 Більська - № 2 - Ясенівська

діївській, Личківській та інших площах.

Прикладом наявності перспективних глинистих пачок у підсольовому та міжсольовому комплексах девону може служити розріз св. 412 на Зачепилівській площі. Тут у інтервалі глибин від 4000 м до 4300 м (рисунок 32) нами виділяється 2 глинисті пачки у воронезькому горизонті франського ярусу (інт. 4065-4105 м, 4190-4230 м), які літологічно представлені чергуванням домінуючих аргілітів з алевролітами.

Аргіліти переважно темно-сірі до чорних, гідрослюдисті, алевритисті, органічна речовина даних порід знаходиться на стадії катагенезу $МК_3$-$МК_4$ (R^0 = 0,95-1,5).

У інтервалі глибин від 2330 до 2800 м у задонсько-єлецьких відкладах фаменського ярусу (рисунок 33) автори виділяють 2 глинисті пачки товщиною 50 м та 40 м відповідно (інт. 2410-2460 м, 2540-2580 м). У літологічному відношенні – це переважно аргіліти з незначними прошарками алевролітів, органічна речовина яких знаходиться

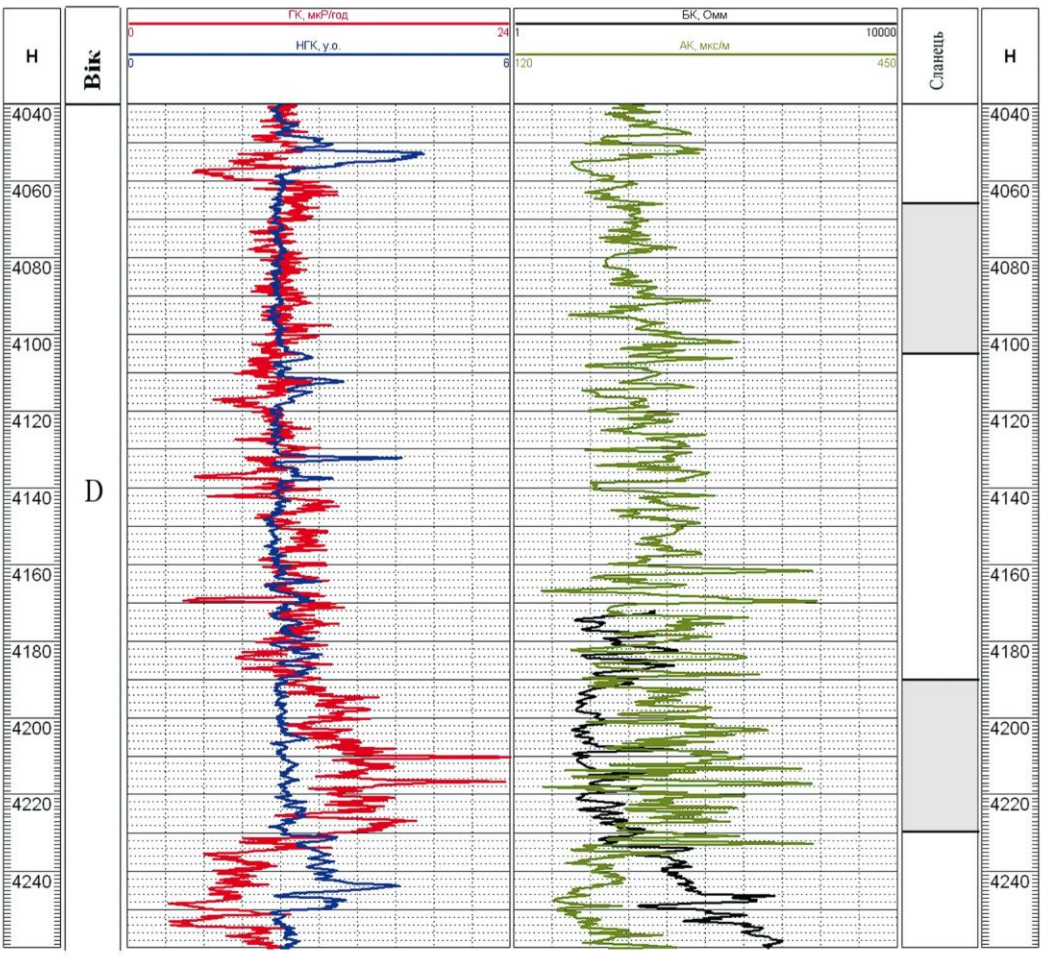


Рисунок 32 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 412 - Зачепилівська (підсольовий комплекс девону).

на стадії катагенезу $МК_2$-$МК_3$ (R^0 = 0,8-1,15).

Прикладом наявності перспективних на пошуки сланцевого газу глинистих пачок у озерсько-хованських відкладах надсольового комплексу девону може бути розріз св. 2 на Боярській площі (рисунок 34). Тут у інтервалі глибин від 3500 м до 3900 м нами виділяється товща порід (інт. 3580-3780 м), представлена чергуванням аргілітів з підлеглими пакетами алевролітів.

Алевроліти темно-сірі, слюдисті, поліміктові, з HCl не реагують. Під мікроскопом: структура пеліто-алевритова, текстура шарувата. Порода складена різнозернистим

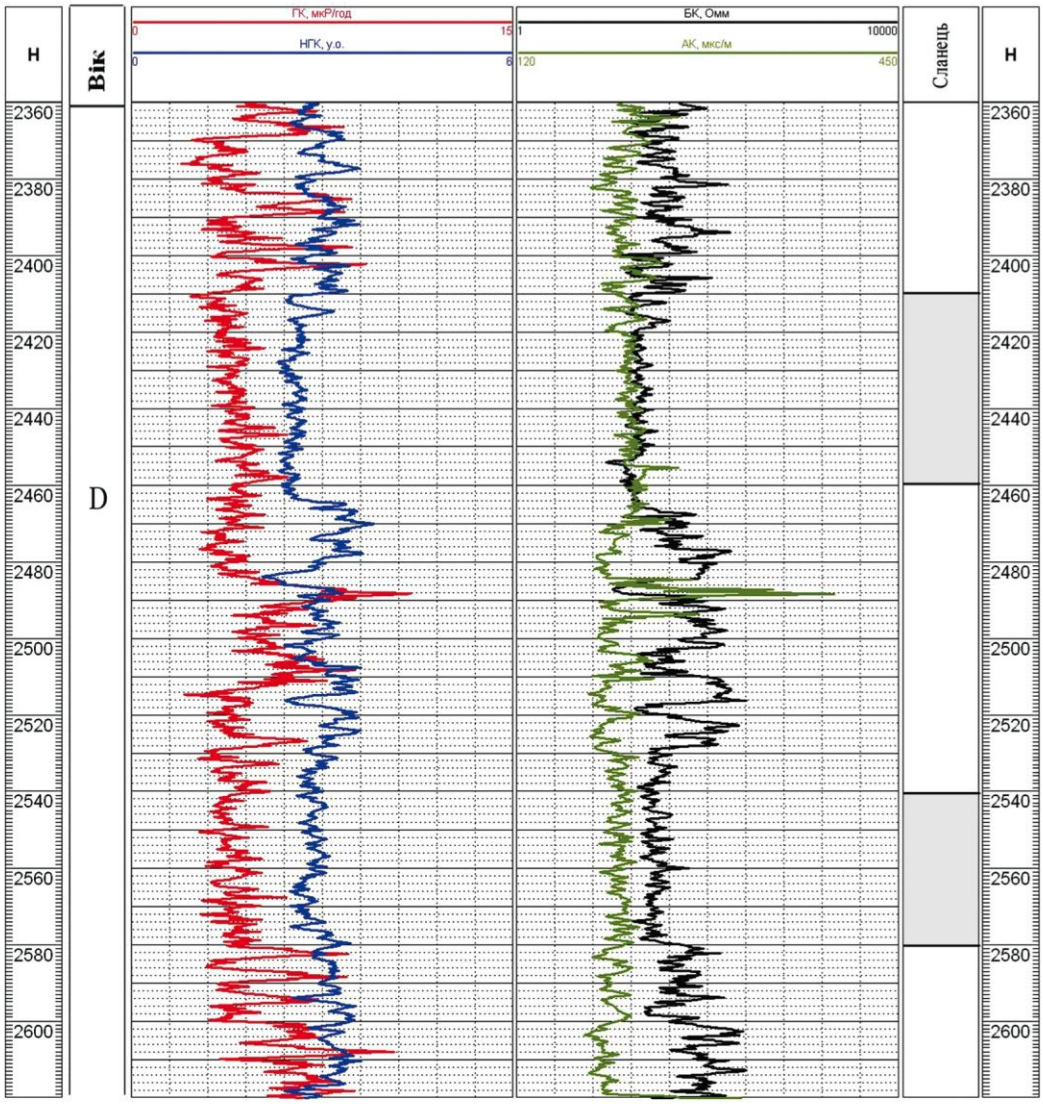


Рисунок 33 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 412 - Зачепилівська (міжсольовий комплекс девону)

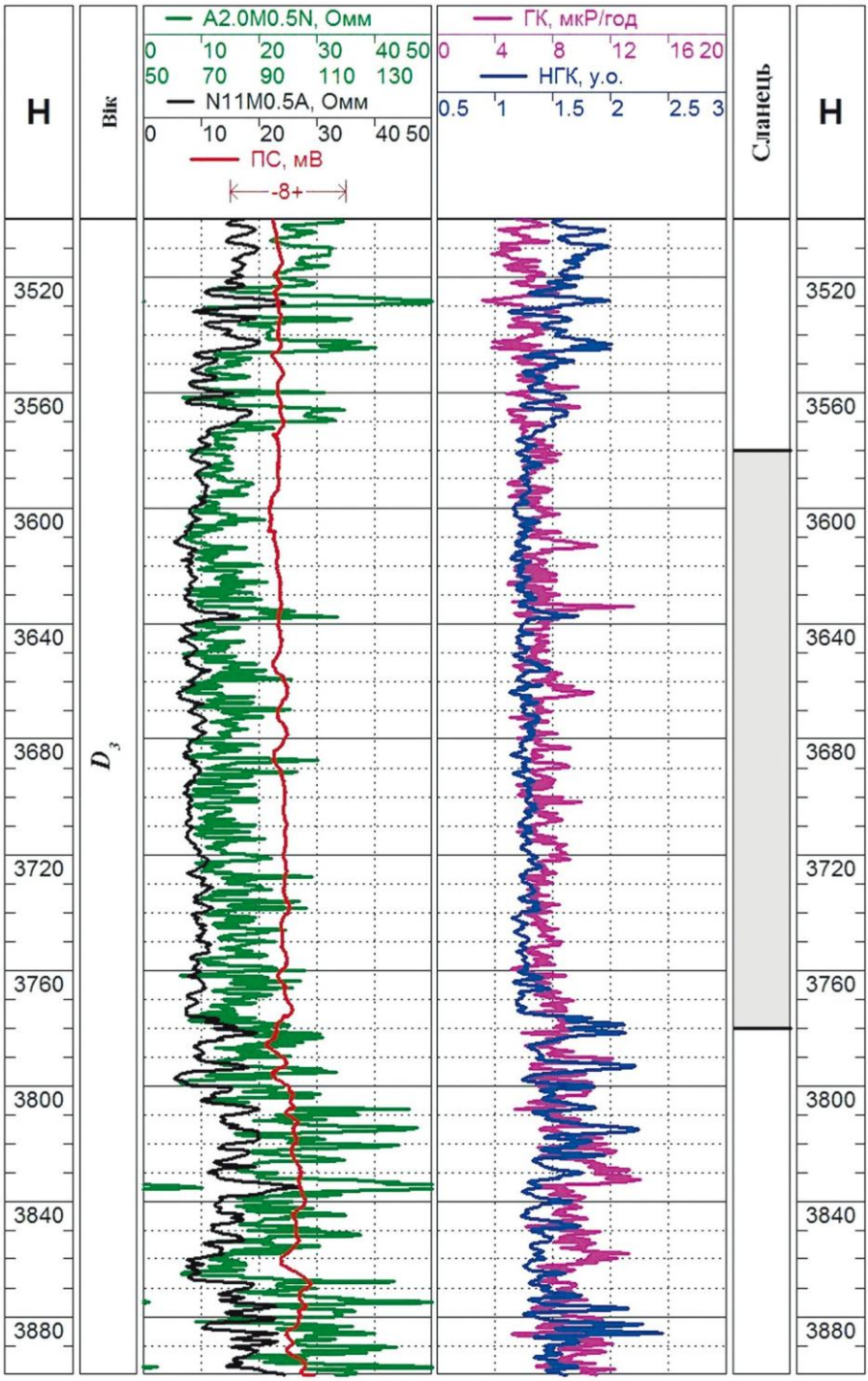


Рисунок 34 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2 - Боярська (надсольовий комплекс девону)

алевритовим кластичним матеріалом, представленим лусочками слюд (40%), кварцом (40%), польовими шпатами (20%), які зцементовані гідрослюдистим цементом.

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, з неясною горизонтальною шаруватістю, з дзеркалами ковзання за нашаруванням та вуглефікованими рослинними рештками. Під мікроскопом: структура алевро-пелітова, текстура хаотична. Порода складена ізотропною глинистою масою, яка містить 30% дрібно-алевритового кластичного матеріалу, тонко-дрібнозернистого карбонату (10%), спор, фюзенізованого рослинного матеріалу.

Органічна речовина порід знаходиться на стадії катагенезу $МК_2$-$МК_4$ (R^0=0,8-1,3).

Ще одним типовим прикладом наявності перспективних глинистих пачок може служити розріз св. 7 на Горобцівській площі. Тут в інтервалі глибин від 3000 м до 3650 м у озерсько-хованських відкладах верхнього фамену ми виділяємо 150-ти метрову товщу порід (інт. 3400-3550 м), яка представлена переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів.

Аргіліти від темно-сірих до чорних, алевритисті, гідрослюдисті, з багаточисленними вуглефікованими рослинними рештками. Вміст $С_{орг}$ у цих породах коливається в межах 2,0-3,0%. Ступінь катагенетичної перетвореності органічної речовини порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 — 0,8-1,55).

Поширення перспективних на сланцевий газ товщ простежується і далі в південно-східному напрямку. Глибини залягання покрівлі відкладів девону тут змінюються від мінус 3000 м до мінус 4000 м, а перспективи пов'язуються з надсольовим (озерсько-хованські відклади) комплексом девону.

Прикладом наявності перспективних глинистих пачок у надсольовому комплексі девону може служити розріз св. 1 на Керносівській площі. Тут в інтервалі глибин від 3920 до 4140 м (рисунок 35) нами виділяється 2 глинисті товщі у озерсько-хованських відкладах фаменського ярусу (інт. 3920-3970 м, 4020-4110 м), які літологічно представлені переважно аргілітами з незначними прошарками пісковиків та алевролітів.

Аргіліти від темно-сірих до зеленувато-сірих та коричнево-бурих, алевритисті, шаруватість у більшості випадків не визначена, іноді пологохвилястошарувата, місцями зустрічаються дзеркала ковзання, порода тріщинувата, іноді відмічаються численні дрібні кристали піриту. Ступінь катагенетичної перетвореності органічної речовини порід знаходиться на стадії $МК_3$ - $МК_4$ (R^0 — 0,95-1,50). Вміст $CaCO_3$ у аргілітах коливається в межах від 0,4 до 3,2%, пористість змінюється від 0,8 до 3,8%.

Ще одним прикладом поширення перспективних глинистих пачок у озерсько-хованських відкладах фаменського ярусу девону є розріз св. 623 на Катеринівській площі (рисунок 36). Тут у інтервалі глибин від 4400 до 4600 м ми виділяємо пачку порід досить значної товщини (інт. 4430-4530 м), яка представлена пакетами аргілітів з незначними прошарками алевролітів.

Алевроліти сірі, глинисті, іноді слабовапнисті, з багаточисленними включеннями обвугленого рослинного детриту. Під мікроскопом: алевроліти поліміктові, глинисті. Уламковий матеріал становить 60-70%, він погано відсортований, містить значну домішку псамітового матеріалу. Форма уламків гострокутова, напівкутова. У складі уламків переважають кварц — 40%, калієві польові шпати — 20%, біотит до 40%. Біотит розкладений у гідрослюдисту масу. Цемент гідрослюдистий, базального типу.

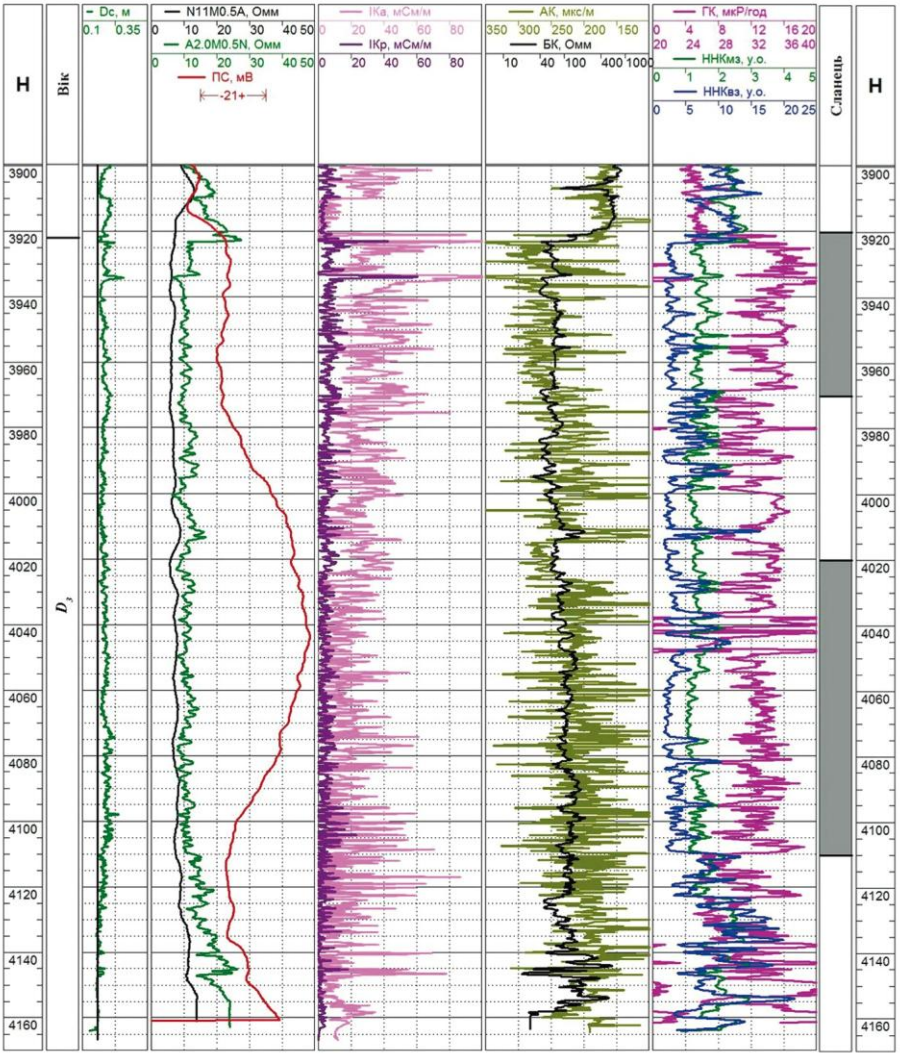


Рисунок 35 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1 - Керносівська (надсольовий комплекс девону).

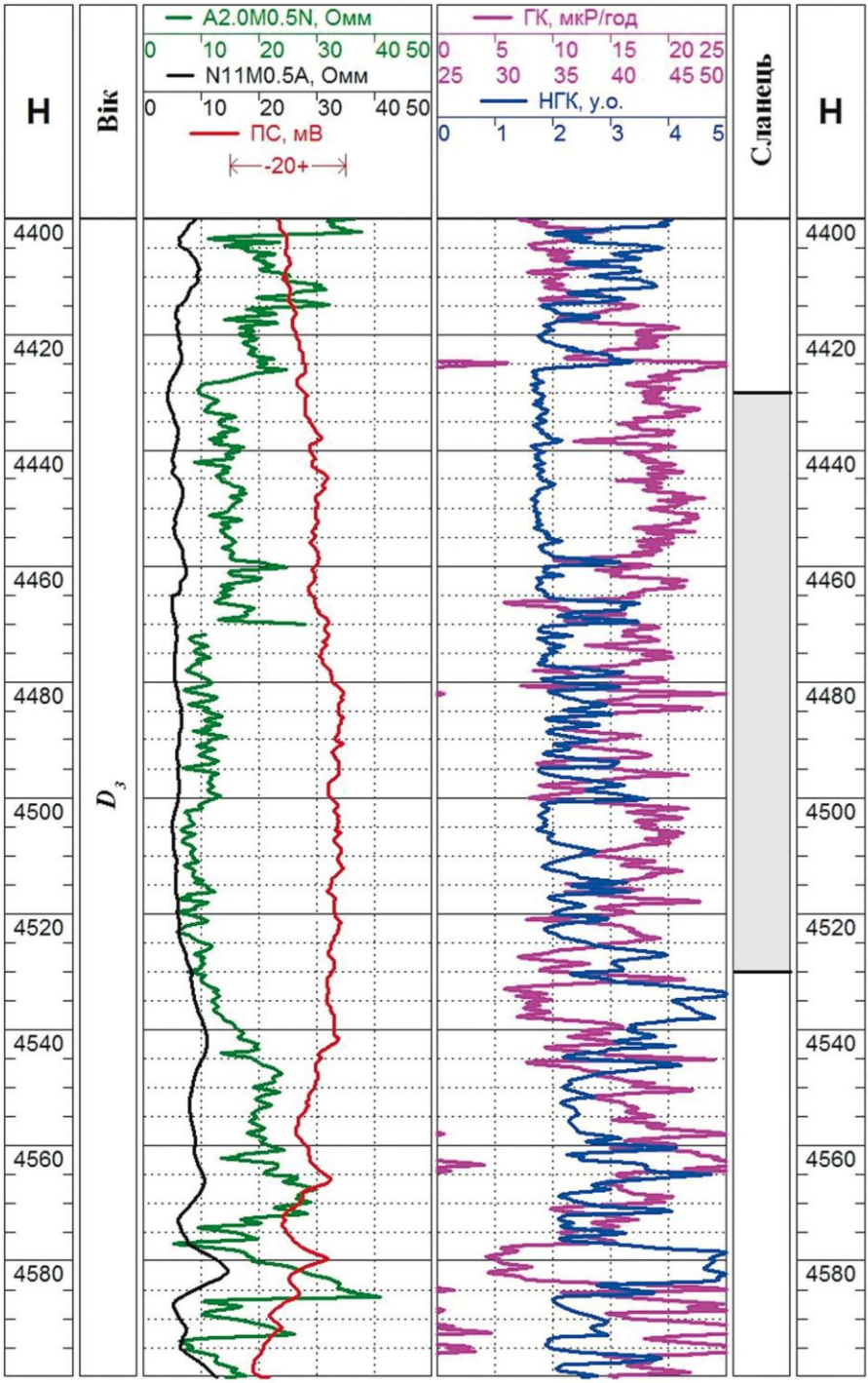


Рисунок 36 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 623 - Катеринівська (надсольовий комплекс девону).

Аргіліти від зеленувато-сірих до вишнево-бурих, алевритисті, іноді слабо вапнисті, оскольчасто-листуваті, слюдисті, тріщинуваті, з вуглефікованим рослинним детритом. Під мікроскопом: основна маса породи темна, глиниста, гідрослюдиста з нерівномірною доломітизацією. У породі присутні поодинокі псамітові кутасті уламки кварцу. Катагенетична перетвореність органічної речовини порід відповідає стадії катагенезу від $МК_3$ до $МК_4$ (R^0 – 0,95-1,50).

Також певні перспективи у верхньодевонському мегакомплексі порід мають й інші ділянки ДДЗ. Незважаючи на те, що характер їх поширення та дослідження певних властивостей, необхідних під час пошуку скупчень ВВ у сланцевих породах, вивчені значно менше, нижче наводиться їх коротка характеристика.

Так, на Колайдинцівській площі, що знаходиться у південній прибортовій зоні ДДЗ на заході від Остапівсько-Білоцерківського виступу кристалічного фундаменту, у розрізі верхнього девону виділено товщу, яка має товщину до 200 м і представлена тонким перешаруванням переважно глинистих порід з алевролітами та пісковиками.

Прикладом поширення перспективних відкладів може бути св. 413 на Колайдинцівській площі (рисунок 37). Тут у розрізі міжсольового літологічного комплексу в інтервалі глибин від 2400 до 2900 м виділяється значна за товщиною пачка порід, що представлена аргілітами з прошарками алевролітів та пісковиків (інт. 2570-2780 м).

Аргіліти темно-сірі, слюдисті, середньої міцності, з відбитками обвуглених рослинних решток, місцями шаруватих за рахунок прошарків алевролітів сірих, міцних. Органічна речовина знаходиться на стадії катагенезу $МК_3$-$МК_4$ (R^0 = 0,95-1,45).

На основі аналізу характеру геологічної будови верхньодевонського мегакомплексу, змін літологічного складу, визначення зон розповсюдження найбільших товщин та кількості глинистих пачок, ступеня катагенетичних перетворень порід, в його межах виділено дві високоперспективних ділянки: перша — у північній прибортовій зоні, в межах північно-західної частини ДДЗ, а друга — в південній прибортовій зоні, у межах центральної частини ДДЗ (рисунок 38). Площа першої високоперспективної ділянки становить — 222 км^2, другої — 202 км^2.

4.2.2 Нижньокам'яновугільний мегакомплекс

В нижньокам'яновугільному мегакомплексі виділено шість рівнів розповсюдження порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу (верхня частина турнейського ярусу, нижня частина нижньовізейського під'ярусу — базальні верстви ХІІа МФГ (рудівські шари), середня та верхня частини ХІІа МФГ (нижня частина верхньовізейського під'ярусу), верхня частина верхньовізейського ярусу (ХІ-ХІІ МФГ), нижня частина серпуховського ярусу.

Турнейський ярус. Проведений аналіз та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів щодо турнейських відкладів, з врахуванням палеогеографічних умов їх утворення та катагенетичних перетворень, дозволили виділити найбільш перспективні зони зі сприятливими умовами для формування скупчень сланцевого газу. Відповідно до визначених критеріїв породи, перспективні для пошуку сланцевого газу, у турнейських відкладах поширені, в основному, у південній прибортовій зоні на ділянці Зачепилівка-Перещепино південно-східної частини ДДЗ. У межах північної прибортової

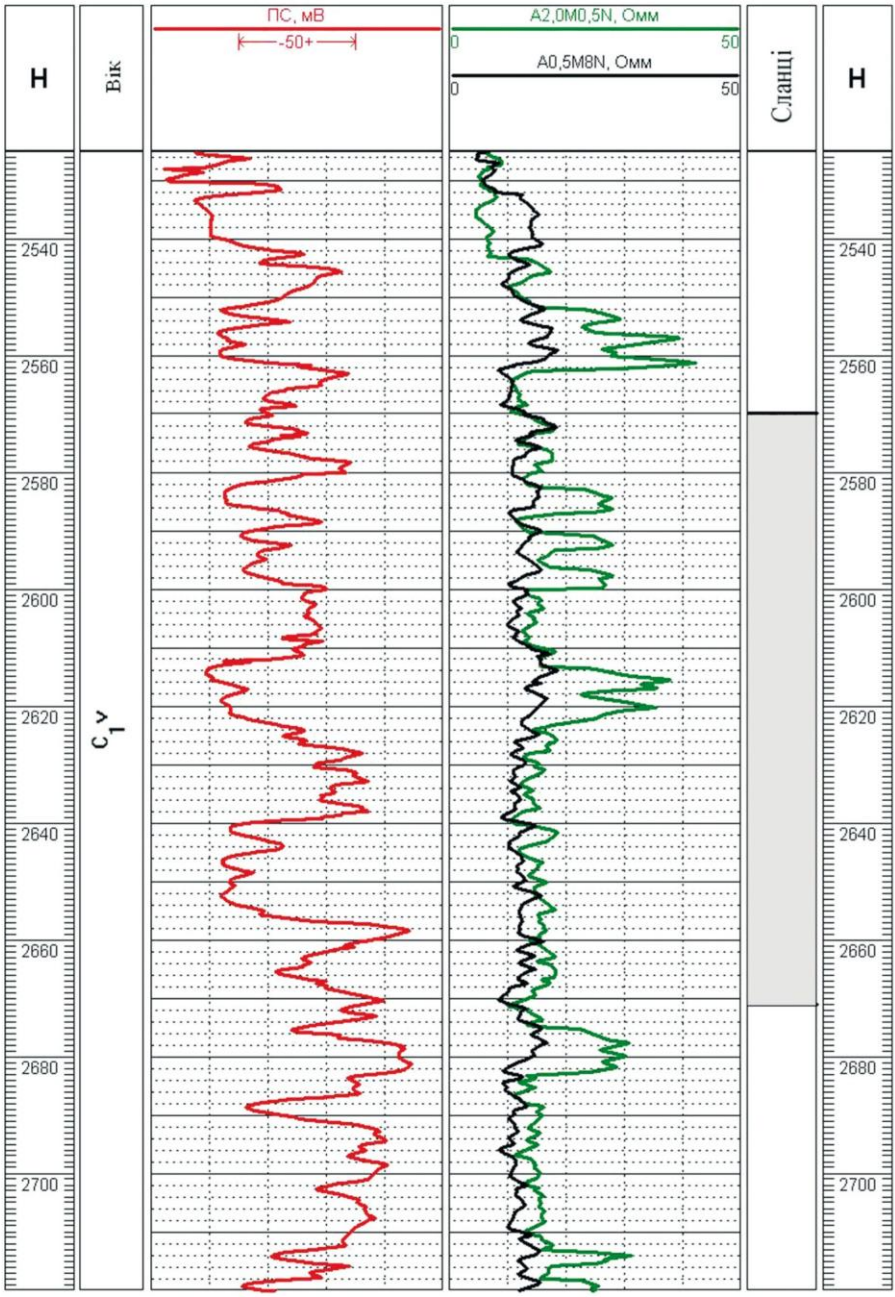


Рисунок 37 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 413 - Колайдинцівська (міжсольовий комплекс девону).

зони центральної та південно-східної частин ДДЗ турнейські відклади також вміщують перспективні для пошуку сланцевого газу пачки глинистих порід, однак залягають вони на глибинах понад 4500 м. На північному заході ДДЗ турнейські відклади представлені, в основному, теригенними породами, які формувалися у континентальних та субконтинентальних умовах, до того ж ступінь катагенетичних перетворень порід на більшій частині території, за виключенням центральних частин депресійних зон, не перевищує стадій $МК_1$-$МК_2$ (R^0 — 0,5-0,75).

У південній прибортовій зоні турнейські відклади трансгресивно залягають на різних стратиграфічних рівнях девону, а іноді і на докембрійських утвореннях. Вони представлені різнофаціальною товщею порід з мінливим літологічним складом. Перспективні на сланцевий газ пласти турнейських порід мають товщини від 40 м до 100-120 м і приурочені переважно до відкладів пізньотурнейського віку, хоча на деяких площах вони мають і ранньотурнейський вік.

Візейський ярус. У візейському ярусі є декілька рівнів поширення перспективних на пошуки сланцевого газу глинистих товщ — це відклади XIV мікрофауністичного горизонту нижньовізейського під'ярусу, рудівські шари, породи XIIа, XII та XI МФГ.

Нижньовізейський під'ярус. В розрізі нижньовізейського під'ярусу інтерес представляють глинисті пачки XIV МФГ (продуктивні горизонти В-27 та В-26). В територіальному відношенні вони мають обмежене просторове розповсюдження.

Найбільше поширення дані відклади отримали в прибортових частинах на північному заході западини з глибиною залягання 3000-3600 м, а також у південній прибортовій зоні (Руденківсько-Новомиколаївська ділянка) з глибиною залягання 2500-2800 м. У літологічному відношенні вони представлені аргілітами темно-сірими, в нижній частині переважно каолінітовими, у верхній гідрослюдистими з великою домішкою вугільного пилу, з рослинними рештками, ділянками збагачені алевритом кварцу до переходу в глинисті алевроліти. Вміст $С_{орг}$ змінюється від 2,6 до 3,4%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 – 0,8-1,55). Максимальні визначення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,6%, концентрація сульфідної сірки 1,5-1,8%. Органічна речовина порід переважно сапропелевого та гумусово-сапропелевого типу, її кількість у породах коливається від 0,1 до 3%. Товщина перспективних глинистих пачок коливається в межах від 40 м до 60 м.

Верхньовізейський під'ярус. Всі виділені рівні поширення глинистих порід, які відповідають визначеним нами параметрам у верхньовізейському під'ярусі, територіально мають однаковий ареал розповсюдження (майже вся западина, окрім крайнього північного заходу та її бортів). Але глибина їх залягання та ступінь катагенетичної перетвореності органічної речовини порід вносять свій корегуючий фактор, тому кожний рівень ми будемо розглядати окремо.

Перший з них — це рудівські шари, які приурочені до нижньої частини XIIа МФГ і залягають на карбонатній плиті XIII горизонту. Вони представляють собою пачку недиференційованих кремнисто-глинисто-карбонатних, іноді бітумінозних доманікоїдних порід з високим вмістом органічної речовини ($С_{орг}$ до 12%) та з підвищеною природною радіоактивністю. Ступінь катагенетичної перетвореності органічної речовини у різних частинах западини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,15).

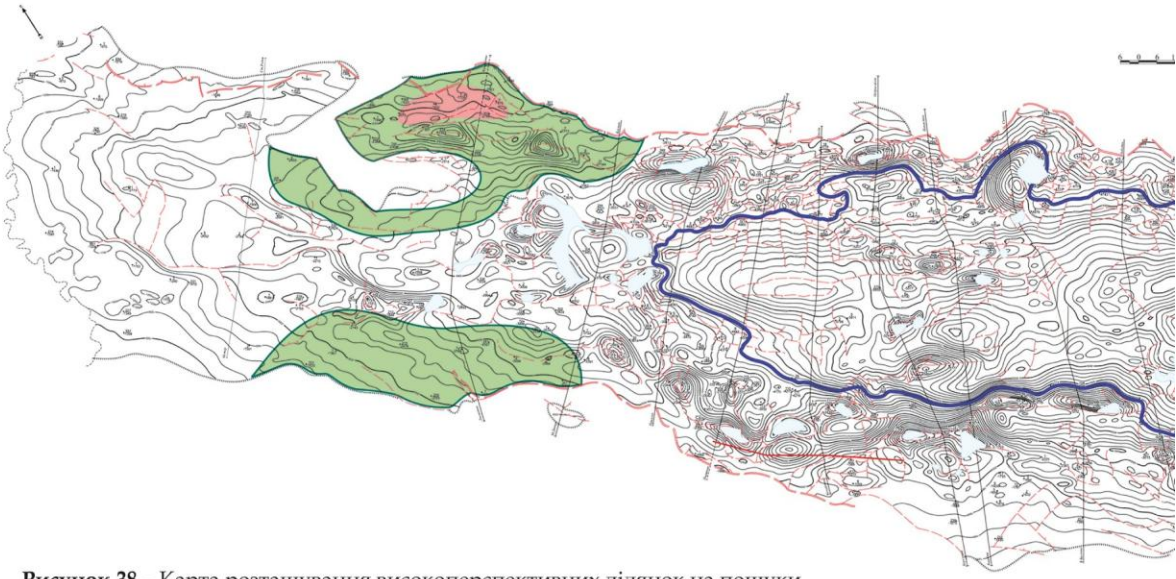


Рисунок 38 – Карта розташування високоперспективних ділянок на пошуки сланцевого газу у верхньодевонському комплексі порід в Східному регіоні (Дніпровсько-Донецька западина) України. 1 – ізогіпси покрівлі верхньодевонських відкладів, 2 – зона відсутності девонських відкладів, 3 – високоперспективні, 4 – перспективні, 5 – залягання девонських відкладів на глибинах більше 4500 м.

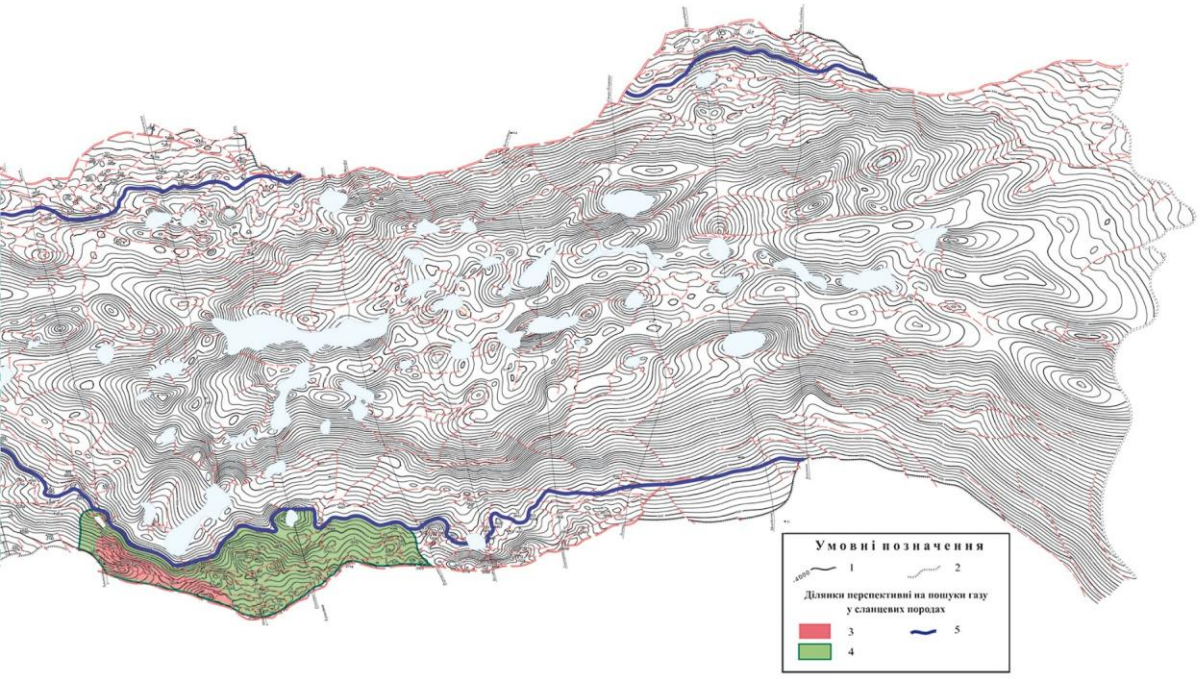
На нашу думку, відклади цього горизонту майже на всій території ДДЗ є перспективними на пошуки сланцевого газу. Це не стосується площ, де ПГ В-23 відсутній або має товщину, яка не задовольняє визначеному критерію перспективності (менше 30 м), де він представлений пісковиками (район облямування Срібненської депресії) і де глибина його залягання перевищує 4500 м (осьова частина западини).

Ця перспективна пачка має товщину 30-60 м та глибину залягання в різних частинах западини від 3000 до 4500 м.

Другий рівень також пов'язаний з XIIа мікрофауністичним горизонтом і представляє собою його верхню та середню частини (ПГ В-22 – В-21). Він розповсюджений у осьовій та приосьовій частинах западини, на північному заході та у прибортових частинах ДДЗ.

Найбільш перспективною для пошуків сланцевого газу на цьому рівні є південна прибортова зона. Тут у розрізі ПГ В-22-21 нами виділяються глинисті пачки, що відповідають визначеним критеріям.

У літологічному відношенні вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкодисперсні, листуваті, міцні. Вміст $C_{орг}$ у цих відкладах змінюється від 1,2 до 2,8%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,15). Максимальні визначення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5-4%, концентрація сульфідної сірки до 0,9-1,6%. Органічна речовина порід також має пере-



важно змішаний гумусово-сапропелевий тип, за підвищеної ролі сапропелевого матеріалу. Вміст хлороформенного бітумоїду 0,04-0,06%.

Перспективні пачки мають товщину від 40 до 100 м та глибину залягання в різних частинах западини від 3000 до 4500 м.

Третій рівень це відклади XII-XI МФГ. Вони розповсюджені у Дніпровсько-Донецькій западині у всіх структурно-тектонічних зонах (навіть на бортах западини), на відміну від утворень XIIа МФГ. Перспективні глинисті пачки також зустрічаються майже у всій западині, але на значній території ДДЗ вони не відповідають визначеним геологічним критеріям.

У літологічному відношенні перспективні товщі представлені переважно аргілітами темно-сірими до чорних, гідрослюдистими, тонкогоризонтальношаруватими, різною мірою алевритистми, частково піритизованими. Вміст $C_{орг}$ у цих відкладах змінюється від 1,1 до 2,6%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Максимальні визначення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5%, концентрація сульфідної сірки 0,8-1,7%. Органічна речовина порід представлена змішаним гумусово-сапропелевим типом, за підвищеної ролі сапропелевого матеріалу. Вміст хлороформенного бітумоїду коливається в межах від 0,01 до 0,1%.

Досить цікавою виглядає площа, що невеликою смугою проходить майже через

всю південну прибортову зону від Горобіївської площі до Південно-Близнюківської. У даній зоні перспективні товщі виділяються у відкладах XIIа, XII та XI мікрофауністичних горизонтів верхнього візе.

Літологічно дані пачки представлені переважно темноколірними аргілітами з незначними прошарками алевролітів, рідше вапняків. Вони мають товщину від 30-40 м до 100 м, ступінь катагенезу $МК_2$-$МК_3$ (R^0 — 0,8-1,0), вміст $С_{орг}$ від 1,8 до 3,5% та глибину залягання від 2500 до 4300 м.

В якості прикладу може бути наведений розріз свердловини 2 на Керносівській площі (рисунок 39). Тут в інтервалі глибин 3044-3371 м виділено два перспективних об'єкти, кожен з яких складається з двох сланцевих товщ. Їх загальна товщина становить 105 та 100 м.

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкодисперсні, листуваті, міцні, гідрослюдисті, частково піритизовані.

Також певні перспективи пов'язуються з центральною частиною западини (Солохівсько-Матвіївська зона). Тут у розрізі візейського ярусу спостерігається досить багато глинистих пачок значної товщини, проте більшість з них знаходяться нижче 4500 м. Сумарні товщини перспективних пластів на різних площах коливаються в межах від 50-70 м до 150-170 м. Літологічно дані пакети порід представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів.

Типовим прикладом наявності у розрізі верхнього візе перспективних глинистих товщ може бути св. 205 на Солохівській площі (рисунок 40). Тут у інтервалі глибин від 4000 до 4400 м ми виділяємо 4 таких пачки (4020-4050 м, 4070-4140 м, 4160-4190 м, 4260-4300 м). Вони представлені аргілітами, пакети яких чергуються з незначними прошарками алевролітів.

Аргіліти від темно-сірих до майже чорних, слабоалевритисті, слабослюдисті, прошарками оскольчасті, з залишками обвуглених рослин, іноді піритизовані, щільні.

Також певними перспективами володіє частина північної прибортової зони ДДЗ (Римарівсько-Більська зона). Тут, як і в Солохівсько-Матвіївській зоні, частина глинистих товщ, що могли б бути перспективними на пошуки сланцевого газу, залягає нижче 4500 м. Сумарна товщина виділених глинистих пачок на різних площах коливається в межах від 85 до 150 м.

Вони представлені чергування аргілітів з алевролітами, де аргіліти мають домінуюче положення. Органічна речовина порід знаходиться на стадії катагенезу $МК_2$-$МК_3$ ($R^0 \geq 0,8$, але не перевищує одиниці).

Типовим прикладом поширення у розрізі верхнього візе (XI-XII мікрофауністичні горизонти) перспективних глинистих товщ є св. 184 на Більській площі (рисунок 41). Тут у інтервалі глибин від 4100 до 4400 м ми виділяємо дві глинисті пачки (4130-4220 м, 4240-4310 м), які літологічно представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів.

Алевроліти чорні, глинисті, місцями до аргіліту алевритового. Не реагують з HCl у штуфі. Текстура горизонтально шарувата. Вміст $CaCO_3$ у породі коливається в межах 1,0%, середня пористість не перевищує 2,0%, проникність становить приблизно 0,05 мД.

Аргіліти від темно-сірих до чорних. Не реагують з HCl у штуфі.

Текстура нечітка, горизонтально-шарувата, що фіксується за досить рівними поверхнями плиткової окремості. Порода містить від 0,8 до 5,8% $CaCO_3$,

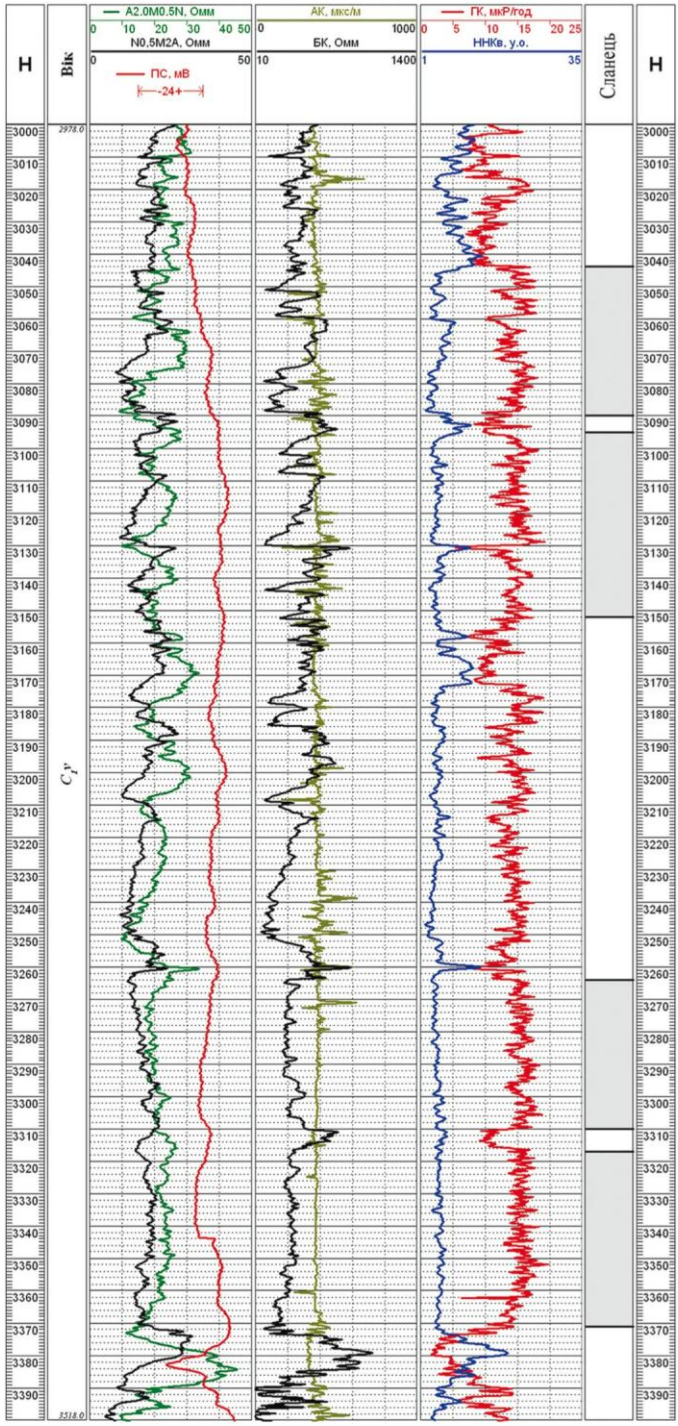


Рисунок 39 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2 - Керносівська (візейський комплекс).

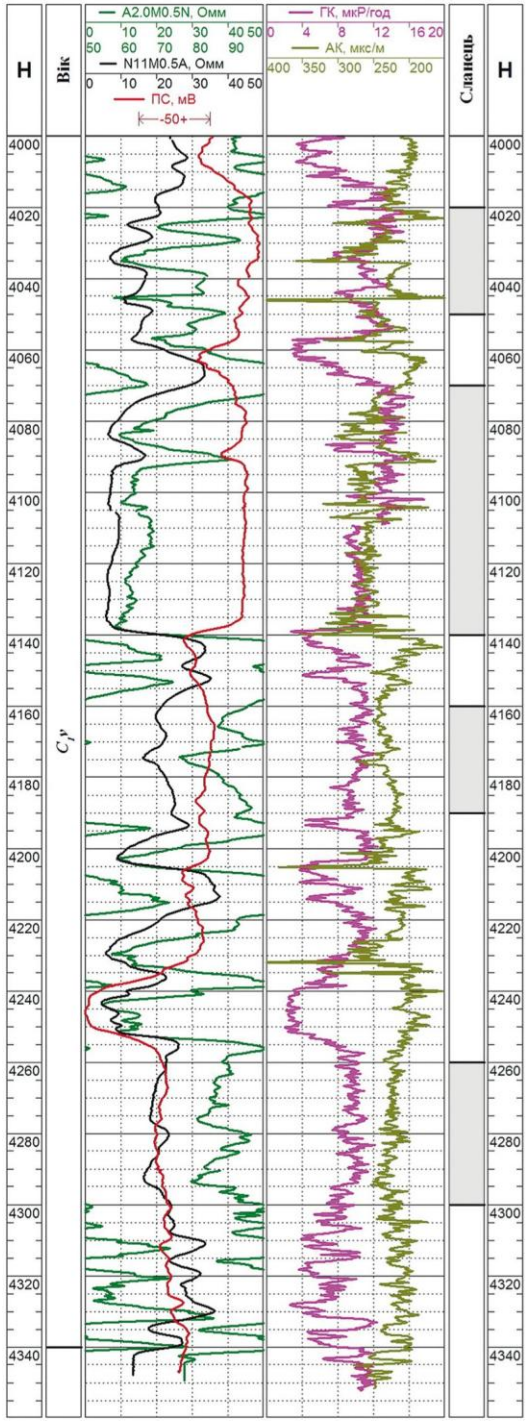


Рисунок 40 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 205 - Солохівська (візейський комплекс).

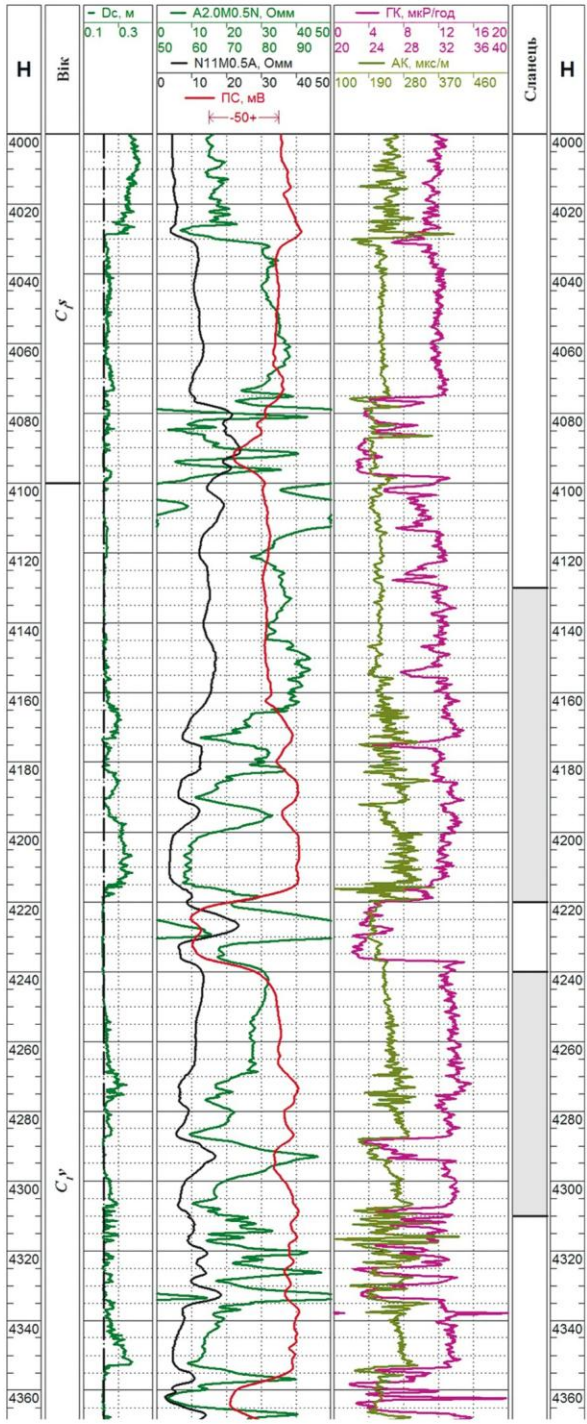


Рисунок 41 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 184 - Більська (візейський комплекс).

пористість коливається в межах від 2,1 до 3,3%.

Слід відмітити, що у розрізі верхньвізейського під'ярусу даної свердловини є глинисті товщі, які мають достатню товщину і могли б бути перспективними на пошуки сланцевого газу, але вони залягають на глибині більш ніж 4500 м. Наприклад, такі пачки є в інтервалі 4475-4520 м.

Перспективи на пошуки скупчень сланцевого газу можуть пов'язуватися і з частиною Срібненської депресії (Слобідсько-Кулябчинська зона). З півдня вона обмежується глибиною залягання перспективних глинистих пластів (до 4500 м), а з інших боків недостатньою термальною зрілістю порід (органічна речовина порід знаходиться на стадії катагенезу $МК_1$-$МК_2$ (R^0 менше 0,8). Сумарна товщина виділених глинистих пачок на різних площах коливається в межах від 100 до 150 м. Літологічно вони представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів.

Прикладом розповсюдження перспективних глинистих товщ у відкладах верхньовізейського під'ярусу на даній ділянці може служити розріз св. 321 на Слобідській площі (рисунок 42). Тут у інтервалі глибин від 4000 до 4500 м ми виділяємо 3 пачки, представлені чергуванням пакетів аргілітів з підлеглими пачками алевролітів (інт. 4020-4060 м, 4120-4150 м, 4430-4510 м).

Алевроліти темно-сірі дрібнозернисті слюдисті. Під мікроскопом: алевроліт дрібно алевритової структури, переважно кварцового складу з частими лусочками слюд мусковіту, біотиту, з акцесорними мінералами цирконом та турмаліном. Цемент поровий, тонкодисперсний гідрослюдистий з домішкою вуглистого матеріалу, піриту, причому пірит зустрічається, в основному, ближче до контактів мікробарів аргілітів та алевролітів, комформно-регенераційний, кварцовий.

Аргіліти темно-сірі, тонкослюдисті, щільні, середньої міцності, горизонтально шаруваті, місцями переходять у алевроліти, з відбитками рослинних залишків та поодинокими включеннями піриту. Під мікроскопом: аргіліт сильно алевритистий, алевро-пелітової структури, масивної текстури. Порода складена тонколускуватою гідрослюдою з домішкою великої кількості вугільної речовини, зустрічається домішка розсіяного піриту та розчиненої органіки. Алевритова домішка складена з зерен кварцу, лусок слюди.

Деяки перспективи пов'юзуться з верхньовізейськими відкладами ХІІ МФГ на частині північного борту (район Євгеніївської площі). В територіальному відношенні ця площа є однією з граничних за розвитком у розрізі глинистих пачок, далі на північ вони вже відсутні.

Серпуховський ярус. Серпуховські відклади, які задовільняють визначеним параметрам і є перспективними на пошуки в них сланцевого газу, приурочені до прибортових та приосьової частин западини. Вони без видимої перерви залягають на верхньовізейських відкладах (майже завжди на ПГ В-14) та незгідно перекриваються башкирськими утвореннями. Серпуховський ярус складається з двох під'ярусів — нижнього і верхнього.

Відклади нижньосерпуховського під'ярусу (продуктивні горизонти від С-23 до С-16) на більшій частині території ДДЗ представлені лагунно-континентальні відкладами, безкарбонатними і різною мірою алевритистими аргілітами з прошарками косохвилястих алевролітів та дрібнозернистих пісковиків, частими проверствами вугілля, вапняки зустрічаються лише у нижній частині розрізу.

У приосьовій частині западини на Опішнянській площі (рисунок 43) покрівля сер-

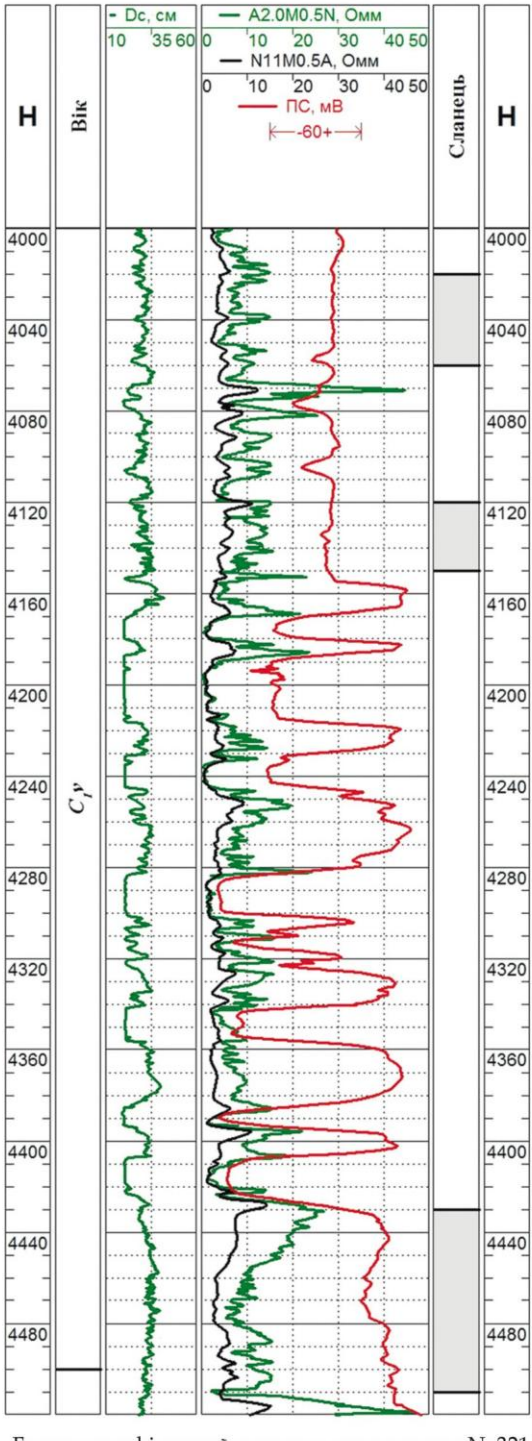


Рисунок 42 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 321 - Слобідська (візейський комплекс).

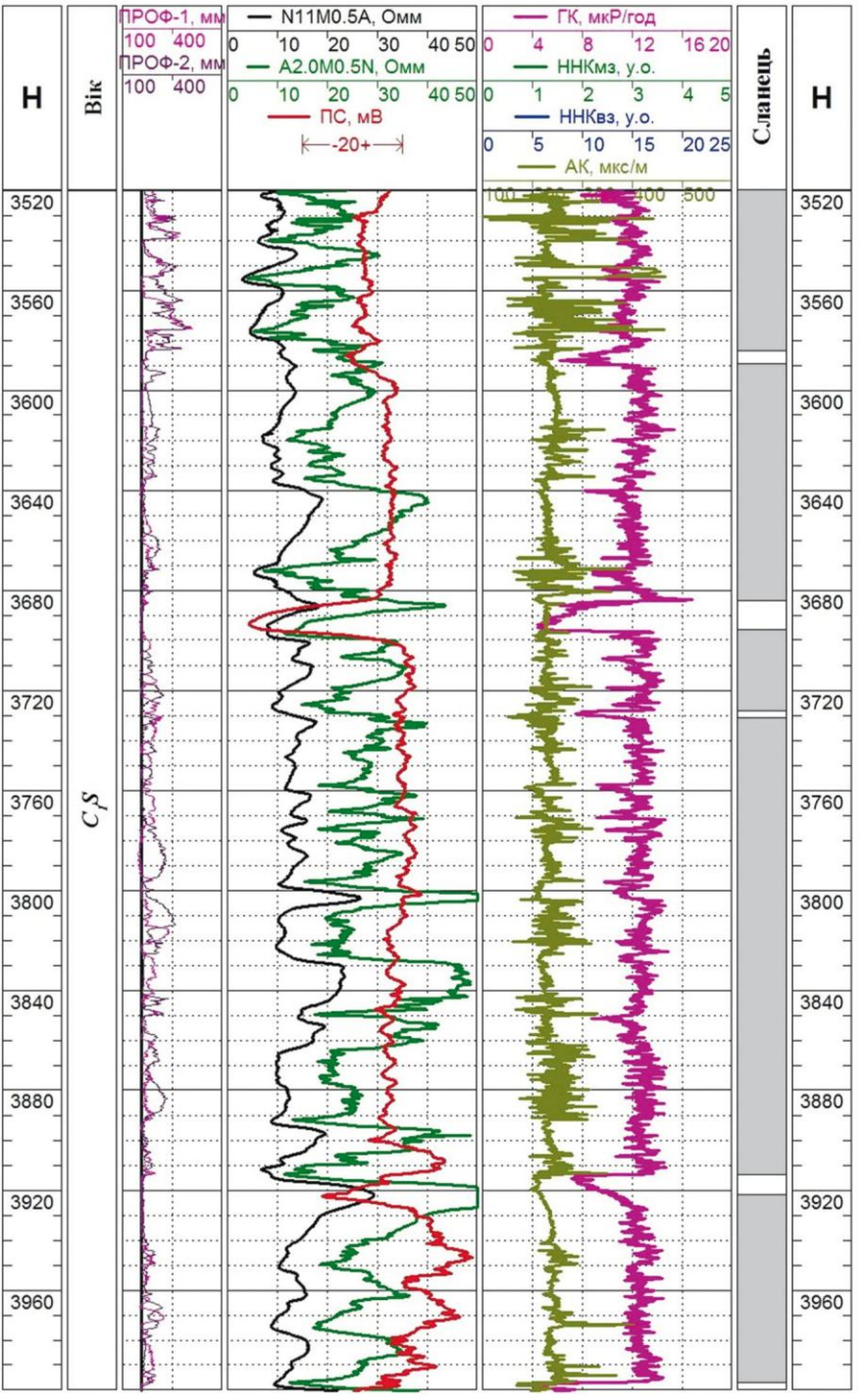


Рисунок 43 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 129 - Опішнянська (нижньокам'яновугільний комплекс)

пуховських відкладів залягає на глибині 2900-3000 м. Загальна товщина порід серпуховського віку тут становить 900-1000 м. У нижньосерпуховському під'ярусі (інт. залягання 3500-4000 м) виділяється ряд глинистих пачок товщиною від 30 до 180 м. Вони складені темно-сірими каолініт-гідрослюдистими аргілітами. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0).

У північній прибортовій зоні прикладом може бути Більська площа, де покрівля серпуховських відкладів залягає на глибині 3400-3600 м. Загальна товщина серпуховських відкладів біля 400-500 м. У нижньосерпуховському під'ярусі (інт. залягання 3600–3900 м — 3800–4100 м) виділяються 3 глинистих пачки товщиною від 30 до 90 м. Вони представлені темно-сірими переважно гідрослюдистими аргілітами, які мають вміст $С_{орг}$ 2-2,5% та ступінь катагенезу від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-0,95).

Інша картина спостерігається стосовно відкладів верхньосерпуховського під'ярусу (продуктивні горизонти від С-9 по С-1), які загалом представлені переважно теригенними різновидами. У літологічному відношенні це пісковики з прошарками алевролітів, аргілітів і вапняків. Аргіліти тут мають другорядне значення, їх товщина не перевищує 10-20 м, окрім південної прибортової зони (Перещепинсько-Богатойська ділянка), де зустрічаються пачки аргілітів товщиною до 50 м. А в північній прибортовій зоні (її південно-східна частина) верхньосерпуховські породи представлені переважно вапняками з невеликими прошарками аргілітів та алевролітів. Зважаючи на це, можна зробити висновок, що відклади пізньосерпуховського віку не відносяться до найбільш перспективних під час пошуків сланцевого газу.

Типовим прикладом поширення перспективних глинистих товщ на даній території може бути розріз нижньосерпуховського під'ярусу у св. 621 на Близнюківській площі (рисунок 44). Тут у інтервалі глибин від 3800 м до 4400 м ми виділяємо 2 глинисті пачки товщиною по 100 м кожна (4010- 4110 м, 4205-4305 м). Літологічно вони представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів та незначними (до 2-3 м) прошарками вапняків.

Алевроліти темно-сірі, слюдисті, міцні, плитчасті, з незначною домішкою вуглефікованого детриту. Під мікроскопом: алевроліт слюдисто-кварцового складу з невеликою домішкою плагіоклазів. Серед слюд переважають біотит та мусковіт. Зерна зазвичай кутасті та напівобкатані. Цементуюча маса глиниста, базального та порового типу. У породі спостерігається шарувата мікротекстура, яка підкреслюється розташуванням слюд та скупченнями вуглистого детриту.

Аргіліти чорні, алевритові та алевритисті, слюдисті, щільні, невапнисті, плитчасті з відбитками обвуглених рослин за нашаруванням. Під мікроскопом: аргіліт складений тонким гідрослюдистим матеріалом з домішкою уламків до 20-40%. Теригенний матеріал представлений кутастими зернами кварцу, уламками кварцитів, слюдами (мусковітом та біотитом). Мікротекстура шарувата за однонаправленим розташуванням слюд, сидеритизованих прошарків та прошарків піриту.

У св. Шандрівська 2 (рисунок 45) у розрізі серпухова в інтервалі глибин від 3482 до 3900 м виділяється 2 глинисті товщі. Остання складається з двох шарів з незначною перемичкою між ними. Перспективна товщина виділених інтервалів складає 168 та 144 м відповідно.

Аргіліти темно-сірі, каолініт-гідрослюдисті, алевритисті, з вуглефікованими рослинними залишками.

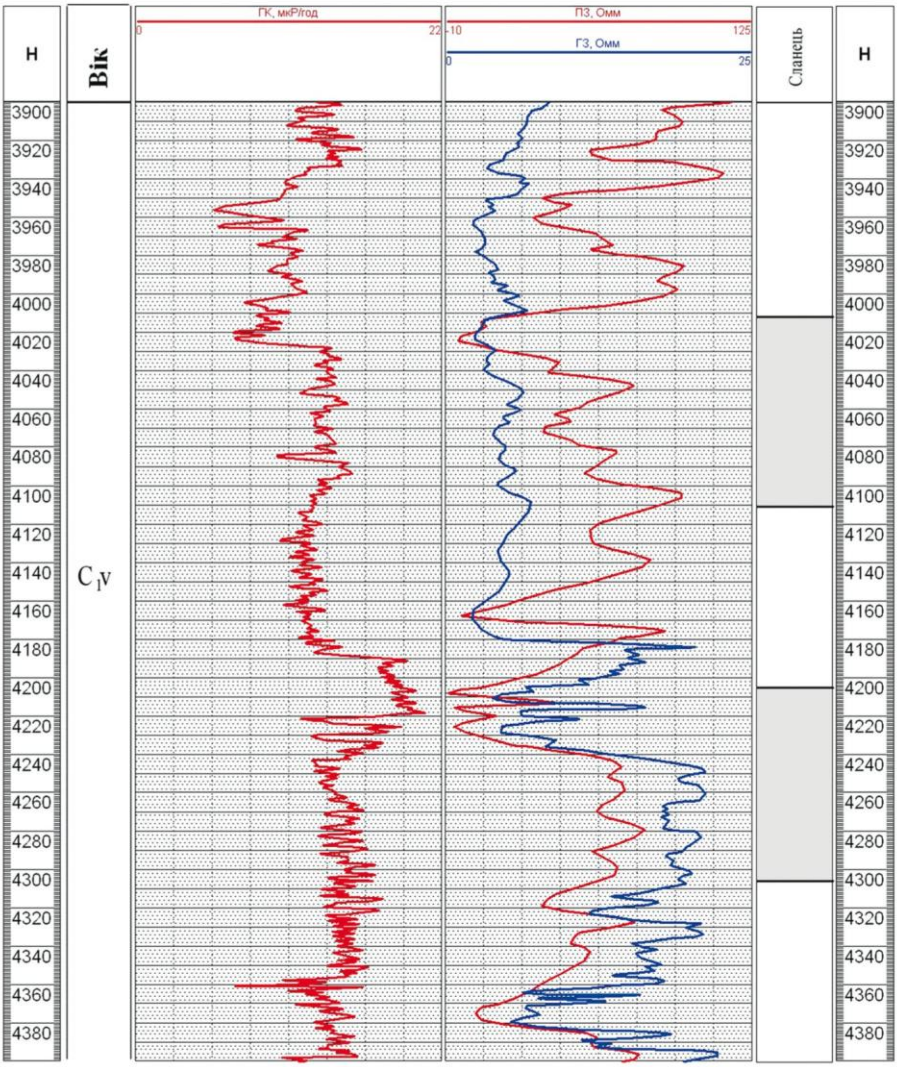


Рисунок 44 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 621 - Близнюківська (серпуховський комплекс).

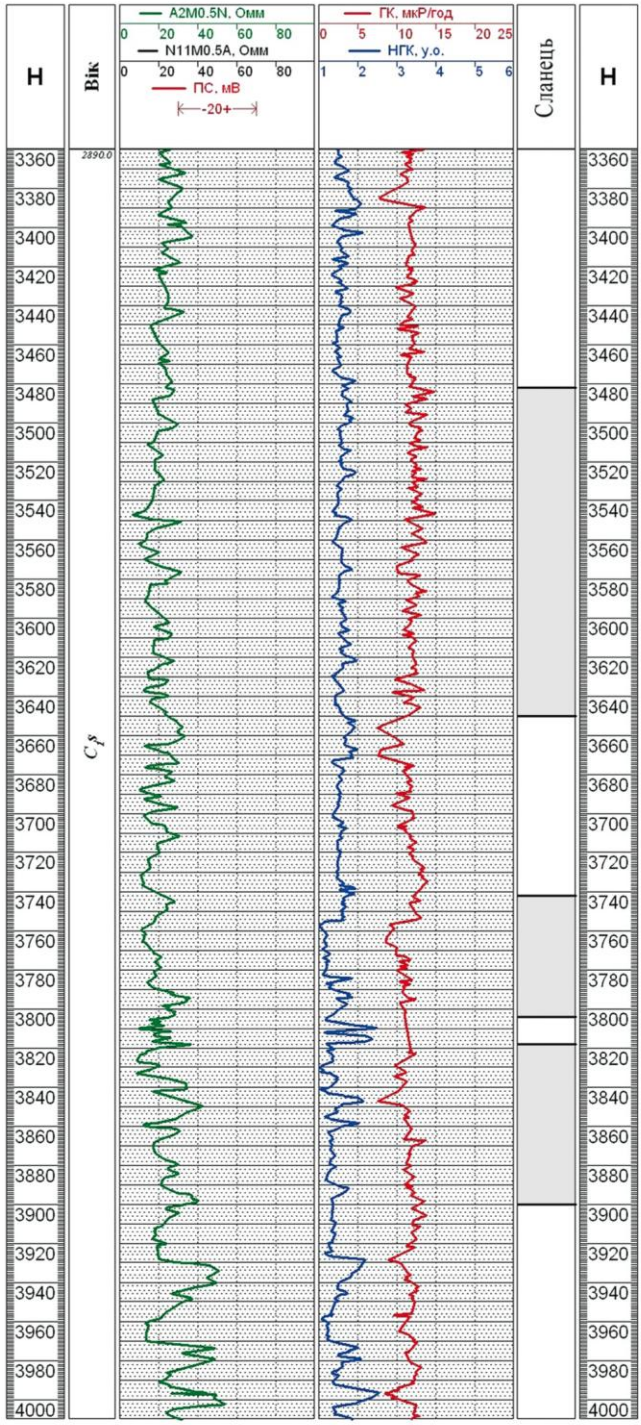


Рисунок 45 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2 - Шандрівська (серпуховський комплекс).

Ще однім прикладом може бути розріз св. 12 на Горобцівській площі (рисунок 46), де у серпухівських відкладах в інтервалі глибин від 2800 м до 3200 м виділяється 2 глинисті товщі (інт. 2830-2890 м, 2950-3050 м,) товщиною 60 м та 100 м відповідно. Літологічно вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів, а іноді кам'яного вугілля.

Аргіліти від темно-сірих до чорних, гідрослюдисті, алевритисті, з великою кількістю вуглефікованих рослинних решток. Порода середньої міцності, щільна.

На основі аналізу характеру геологічної будови нижньокам'яновугільного мегакомплексу, змін літологічного складу, визначення зон розповсюдження найбільших товщин та кількості глинистих пачок, ступеня катагенетичних перетворень порід в межах ДДЗ виділені дві високоперспективних ділянки, перша з яких знаходиться у північній прибортовій зоні западини, а друга — в південній прибортовій зоні у межах центральної південно-східної частини ДДЗ (рисунок 47). Площа першої високоперспективної ділянки становить — 397 км^2, другої — 1935 км^2.

4.2.3 Середньокам'яновугільний мегакомплекс

У середньокам'яновугільному мегакомплексі перспективними на пошуки сланцевого газу є відклади обох ярусів: башкирського та московського. Нижче наведена їх детальна характеристика.

Башкирський ярус. Враховуючи визначені основні геологічні критерії перспективності порід на пошуки сланцевого газу, встановлено, що більш привабливими у літологічному відношенні є відклади верхньобашкирського під'ярусу. Територіально вони зосереджені у південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини на межі з Донбаською складчастою спорудою, причому, враховуючи критичну глибину 4500 м, їх розповсюдження має зональний характер. Перша зона знаходиться біля північного крайового порушення, друга розташована між Миронівським та Новодмитрівським штоками (зона поширення соляних штоків), а третя облямовує з півдня Кальміус-Торецьку улоговину.

Верхньобашкирські відклади представляють собою чергування переважно піщано-алевритових і глинистих порід з прошарками карбонатів. Серед цих порід у розрізі верхньобашкирського під'ярусу нами виділяються від 3 до 5 перспективних глинистих пачок. Вони представлені аргілітами темно-сірими, слюдистими, місцями з обвугленим детритом. Вміст $C_{орг}$ у них коливається від 1,15 до 2,65%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,1). Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів до 3,0%, концентрація сульфідної сірки до 0,8-1,6%. Органічна речовина порід має переважно змішаний гумусово-сапропелевий тип. Вміст органічної речовини у породах 0,75%, вміст хлороформенного бітумоїда 0,03-0,05%, вміст вуглеводнів у ОР дорівнює приблизно 0,2%.

Перспективні глинисті пачки у виділених зонах мають товщину 40- 80 м та глибину залягання від 3000 до 4500 м.

Прикладом наявності перспективних на сланцевий газ у башкирському ярусі може служити розріз свердловини № 32-Коломацька (рисунок 48), в якій в інтервалі

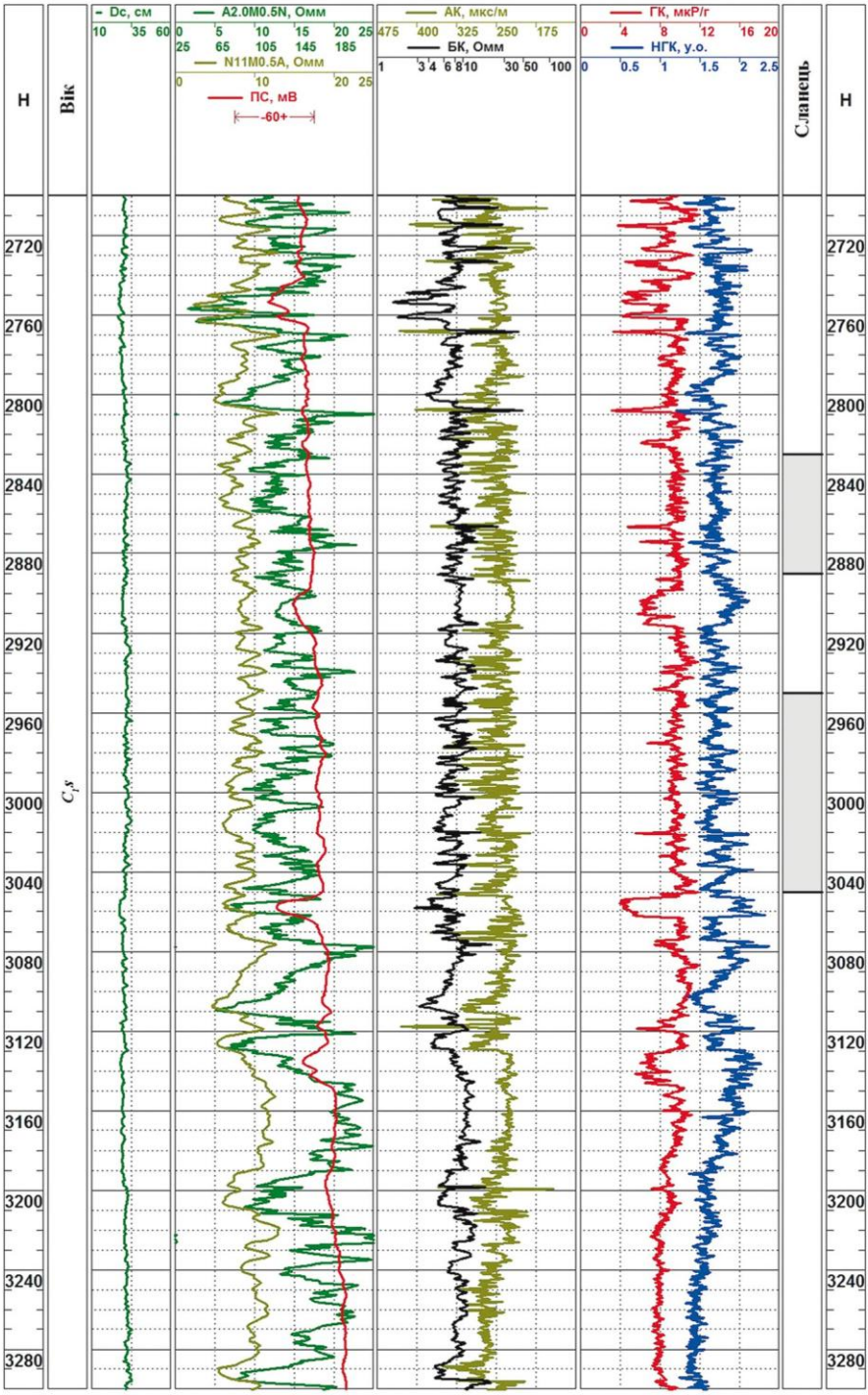


Рисунок 46 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 12 - Горобцівська (серпуховський комплекс).

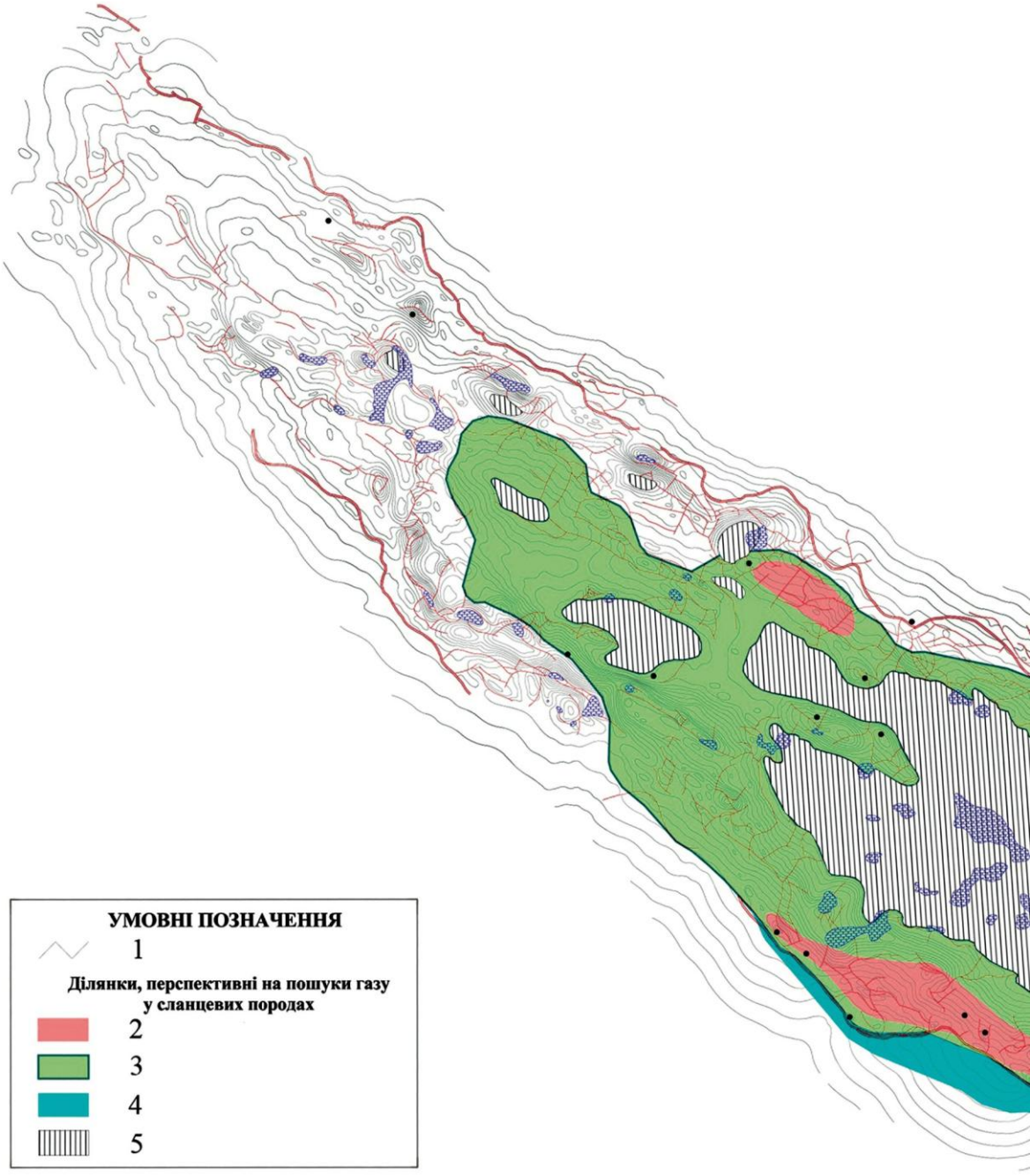
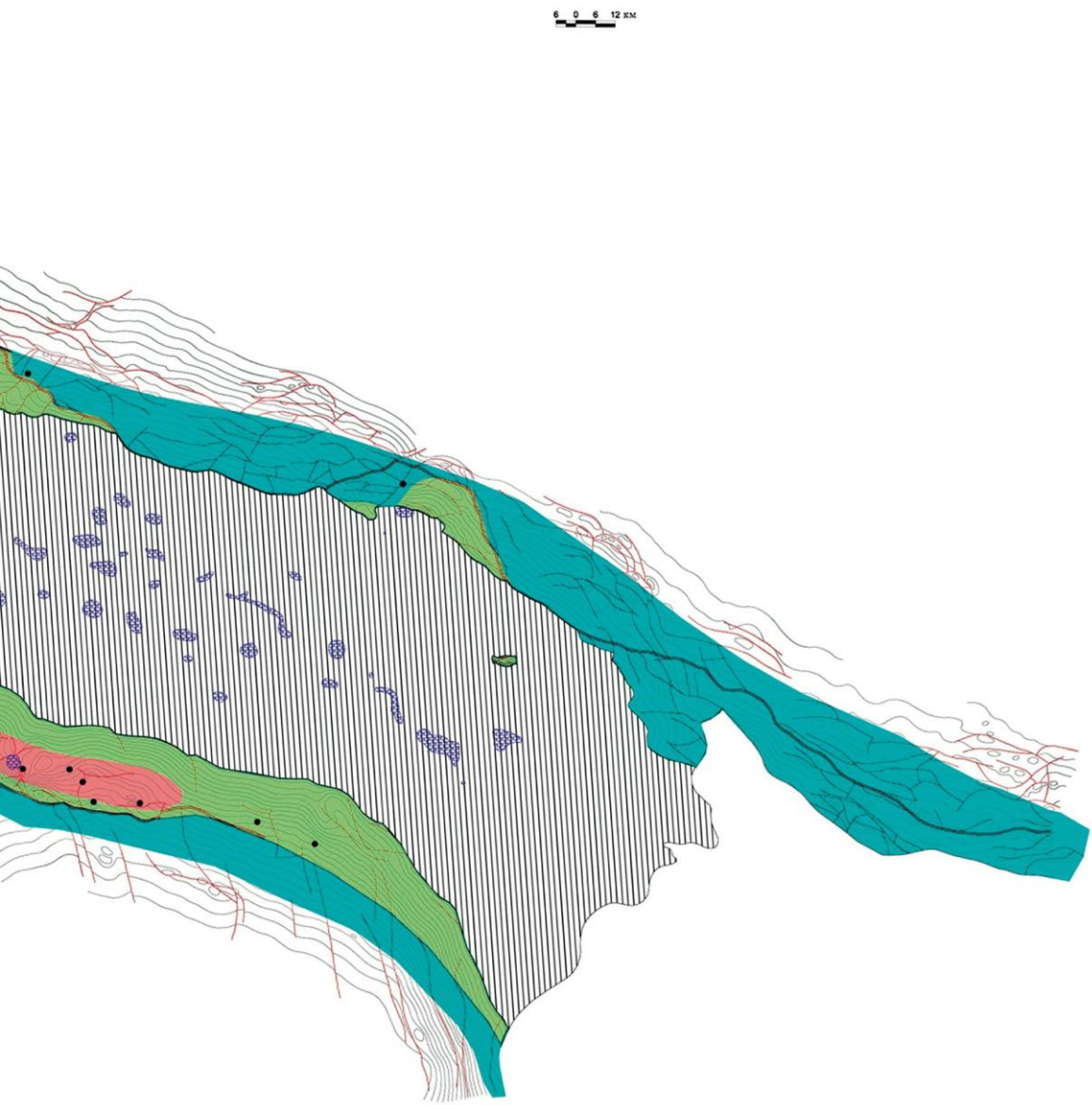


Рисунок 47 – Карта розташування високоперспективних ділянок на пошуки сланцевого газу у нижньокам'яновугільному комплексі порід в Східному регіоні (Дніпровсько-Донецька западина) України: 1 – ізогіпси покрівлі нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону, 2 – високоперспективні, 3 – перспективні, 4 – умовноперспективні, 5 – територія із заляганням відкладів на глибинах більше 4500 м


6 0 6 12 км

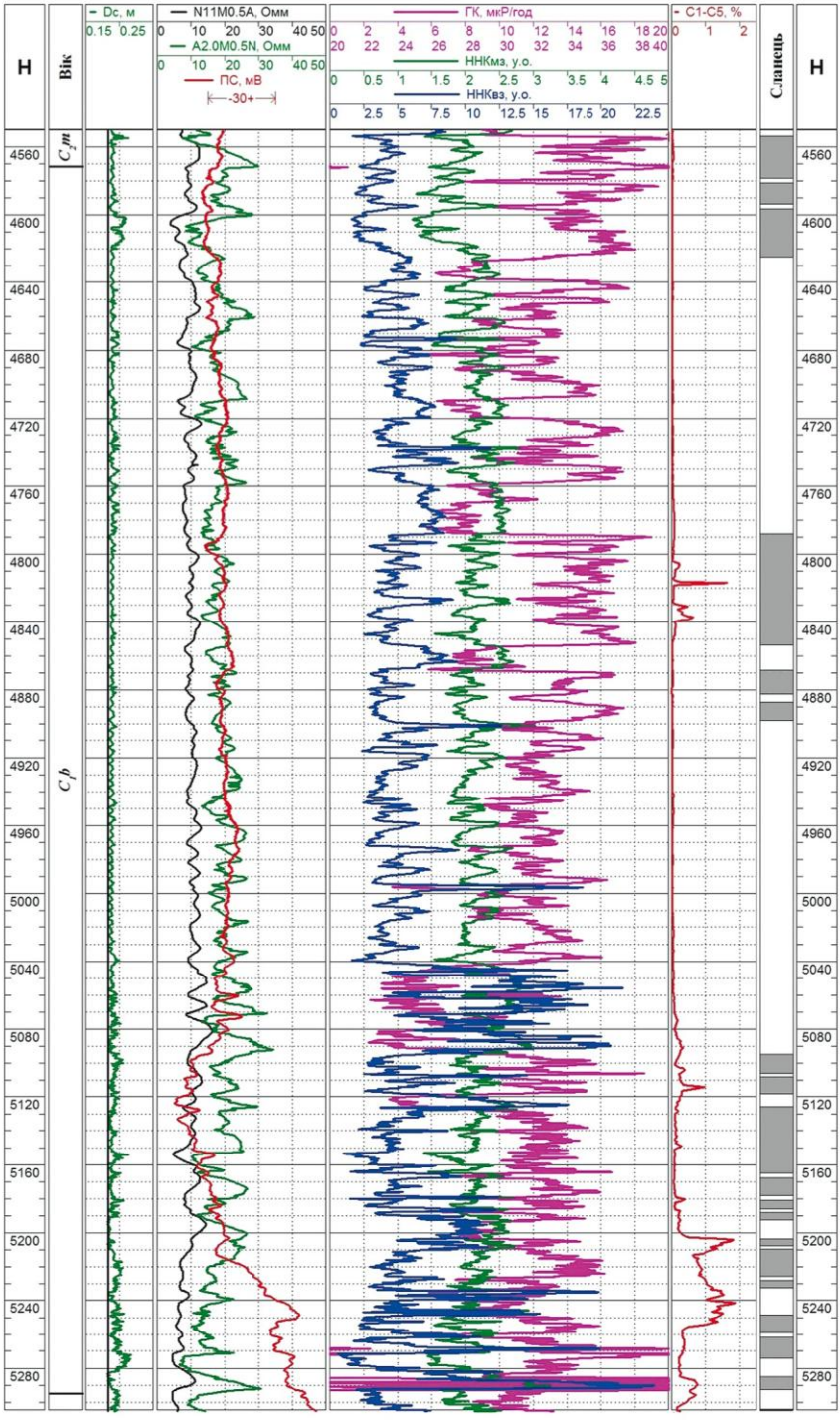


Рисунок 48 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 32-Коломацька (башкирський комплекс).

глибин 4570-5290 м виділяється 3 глинисті пачки, кожна з яких в свою чергу представлена рядом шарів. Перша з них залягає на глибині 4625-4555 м і складається з трьох прошарків загальною товщиною 70 м з двома незначними прошарками піщано-алевритистих порід між ними товщиною до 5 м. Друга пачка залягає на глибині 4790-4900 м і також складається з трьох глинистих шарів загальною товщиною 210 м. Вона, в свою чергу, перемежовується двома прошарками піщано-алевритистих порід товщиною 5-15 м. Третя пачка, що залягає на глибині 5095-5290 м, складається з 12 глинистих шарів, має загальну товщину близько 200 м. В її межах виділяється також ряд піщано-алевритистих прошарків товщиною від 5 до 20 м.

Московський ярус. В результаті проведених досліджень у розрізі московського ярусу у цій зоні виділяються до 10 перспективних глинистих пачок різної товщини, з якими можуть бути пов'язані поклади сланцевого газу. Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів.

Аргіліти від сірих до темно-сірих, гідрослюдисті, часто алевритисті, з багаточисленними вуглефікованими залишками рослин. Ступінь катагенетичної перетвореності органічної речовини цих порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Вміст $С_{орг}$ у них змінюється від 1,15 до 2,25%. Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів до 2,5-3,0%, концентрація сульфідної сірки до 0,95%. Органічна речовина порід має переважно змішаний гумусово-сапропелевий та гумітовий типи. Вміст органічної речовини у породах в середньому 0,75%, вміст хлороформенного бітумоїда в середньому 0,04%, вміст вуглеводнів в ОР близько 0,2%.

Перспективні глинисті пачки мають товщину 50-120 м та глибину залягання 2400-4000 м. Територіально вони зосереджені лише у центральній та південно-східній частинах ДДЗ (на іншій території породи, незважаючи на невелику глибину залягання, вони мають низький ступінь катагенетичних перетворень R^0 - 0,8).

Прикладом наявності перспективних глинистих товщ може бути розріз св. 60 на Північно-Волвенківській площі (рисунок 49). Тут у інтервалі глибин від 3600 до 4400 м ми виділяємо 3 пачки, представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів (3740-3800 м, 3820-3900 м, 4230-4280 м).

Алевроліти від світло-сірих до сірих, глинисті. Не реагують з HCl у штуфі. Текстура не дуже чітко проявлена, горизонтальношарувата, пологохвилястошарувата. У породі відмічаються вуглефіковані рослинні рештки, іноді крупні. Міцність породи середня. Вміст $CaCO_3$ змінюється від 1,3 до 2,9%, пористість коливається в межах 2,5%.

Аргіліти від темно-сірих до чорних, вуглисті, не реагують з HCl у штуфі, місцями алевритисті та вапнисті. Текстура горизонтально-шарувата, фіксується за досить рівними поверхнями сколу породи. За нашаруванням зустрічаються вуглефікований рослинний детрит та відбитки рослин. Порода містить $CaCO_3$ в середньому 1,2-1,3%, у вапнистих прошарках до 11,6%, пористість змінюється від 0,1% до 1,4%, порода непроникна.

У розрізі св. 677 на Тернівській площі (рисунок 50) в інтервалі глибин 2600-3600 м у московських відкладах ми виділяємо 6 глинистих пачок, які можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу (2700-2770 м, 2790-2830 м, 2860-2930 м,

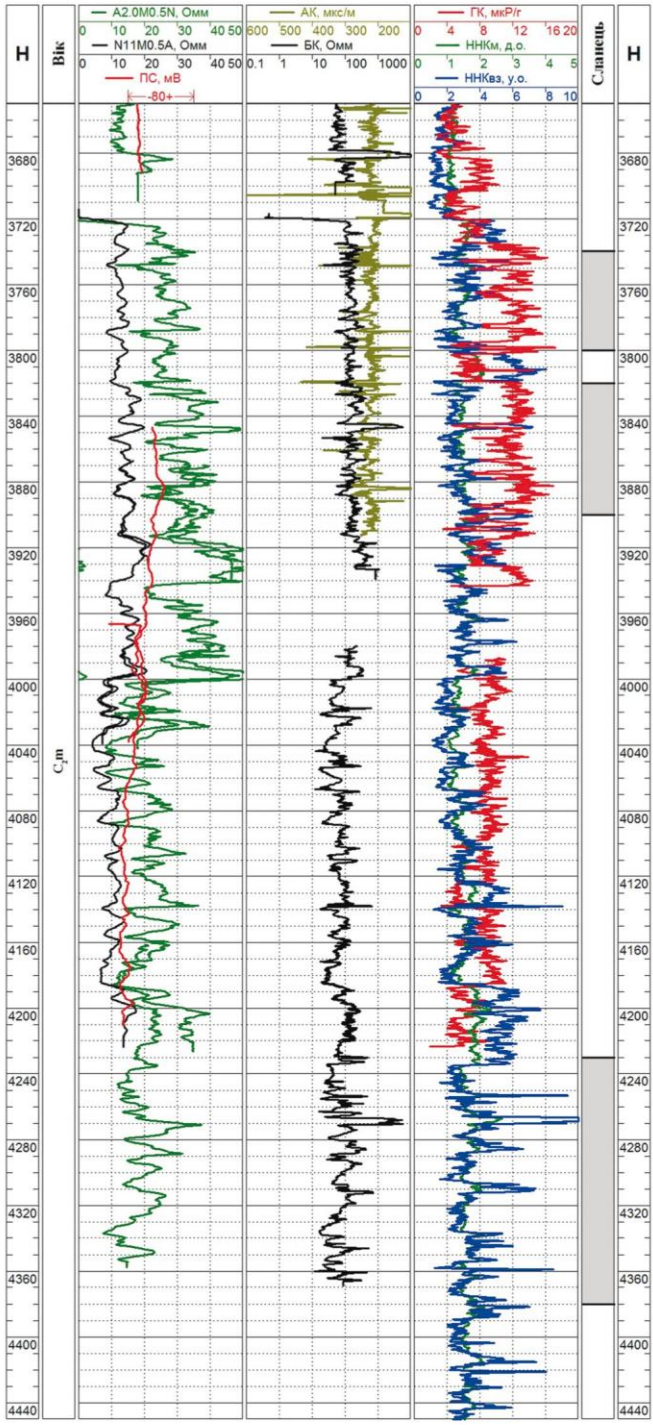


Рисунок 49 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 60-Північно-Волвенківська (московський комплекс).

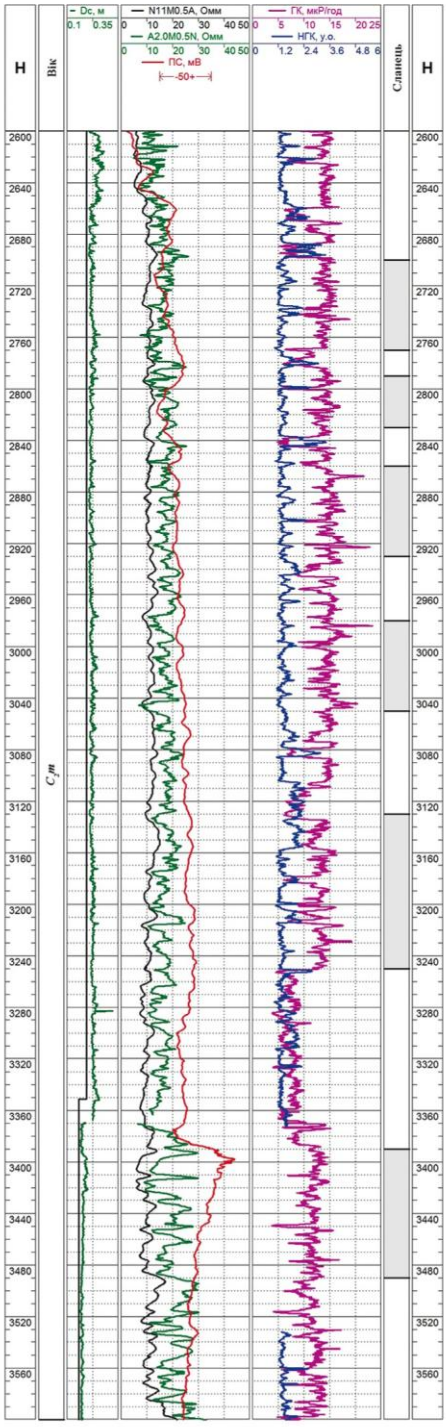


Рисунок 50 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 677-Тернівська (московський комплекс).

2980-3050 м, 3130-3250 м, 3390-3490 м). Літологічно вони представлені чергуванням аргілітів та алевролітів у співвідношенні 70:30.

Алевроліти від сірих до темно-сірих, дрібнозернисті, місцями піщанисті, місцями сильно глинисті, не реагують з HCl. Текстура невиразна, місцями грудкувата, у пришліфовках місцями помітна невиразна шаруватість, дрібна петельчастість, обумовлена досить численним рослинним детритом.

Зустрічаються дзеркала ковзання. Порода щільна, міцність середня. Вміст $CaCO_3$ коливається в межах від 0,4 до 2,9%, пористість змінюється від 0,4 до 2,0%, проникність найчастіше не перевищує 0,01 мД.

Аргіліти переважно темно-сірі, від алевритистих, які не реагують з HCl, до вапнистих, з прошарками вапняного мергелю, що реагують з HCl. Шаруватість виразна, субгоризонтальна, часто переходить у пологохвилясту та лінзовидну. Зустрічаються дзеркала ковзання за шаруванням та під кутом до нього, іноді — дрібний рослинний детрит, ходи мукоїдів, літифіковані та вуглефіковані рослинні рештки. Міцність середня, іноді помітні прямолінійні тріщини як за шаруванням, так і під кутами до нього. Порода містить від 0,8 до 3,7% $CaCO_3$, у вапнистих прошарках — до 14%, пористість змінюється від 0,2 до 2,2%, проникність не перевищує 0,01 мД.

Ще одним прикладом може бути свердловина № 3-Слов'янська (рисунок 51). Тут в межах московського комплексу (інт. глибин 2710-3770 м) виділяється ряд перспективних на сланцевий газ глинистих товщ, які умовно можуть бути об'єднані в 4 об'єкти. Перший (інт. глибин 2710-2870 м) складається з трьох сланцевих пластів товщиною від 20 до 80 м з двома алеврито-піщанистими прошарками товщиною 5-15 м. Другий (інт. глибин 2900-3015 м) представлений чотирма сланцевими пластами товщиною від 5 до 30 м з трьома алеврито-піщанистими прошарками товщиною 3-30 м. Третій (інт. глибин 3065-3110 м) складається з двох шарів товщиною 8-35 м з перемичкою пісковиків товщиною 7 м. Четвертий (інт. глибин 3280-3355 м) представлений чотирма сланцевими пластами в середньому товщиною 15 м з алеврито-піщанистими прошарками 4-15 м. П'ятий (інт. 3525-3775) — найпотужніший, складений також чотирма глинистими пластами товщиною від 20 м до 65 м з алеврито-піщанистими прошарками товщиною 10-35 м.

В літологічному відношенні перспективні на сланцевий газ породи охарактеризовані за зразками керна із свердловини № 613-Слов'янська.

Керн з інтервалу 2764-2787 м — аргіліти темно-сірі, коричневуваті, грудкуваті і з тонкою плитчастою відокремленістю, з дрібним вуглистим детритом. Алевроліт зеленувато-сірий, ділянками грудкуватий, зі стяжіннями карбонатної речовини. В ряді прошарків підвищений зміст рослинного матеріалу — з'являється текстура типу "кучерявчиків".

Керн з інтервалу 3860-3869 м — аргіліти темно-коричневі, майже чорні, ущільнені, збагачені вуглистим детритом за нашаруванням, з карбонатними прошарками.

В межах даного комплексу, в лабораторних умовах, у свердловині № 613-Слов'янська (інт. глибин 2696-4929м) у більш ніж 10 зразках був визначений ступінь термальної зрілості порід. На представленому графіку (рисунок 52) показана залежність ступеня катагенезу від глибини залягання порід.

На основі аналізу характеру геологічної будови середньокам'яновугільного мегакомплексу, змін літологічного складу, визначення зон розповсюдження найбільших

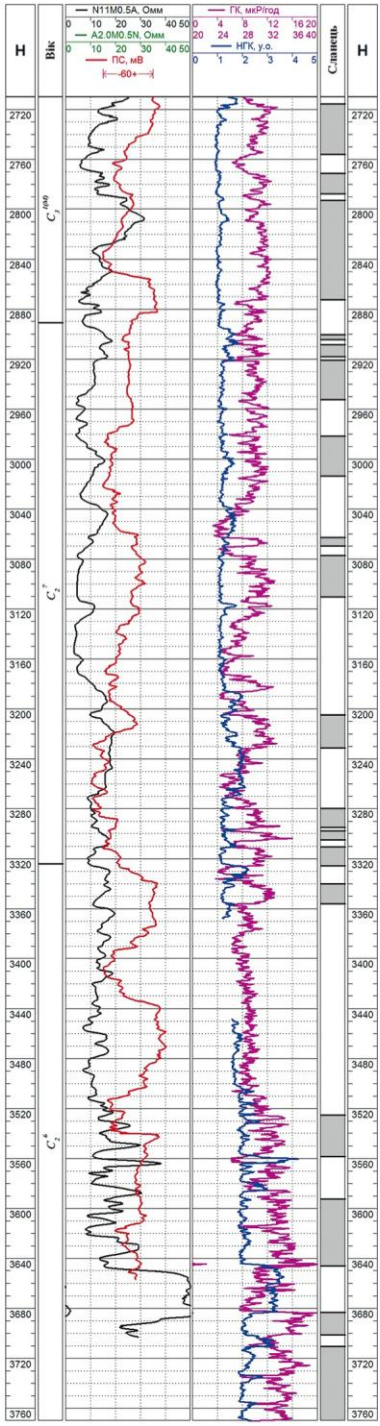


Рисунок 51 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 3- Слов'янська (московський комплекс).

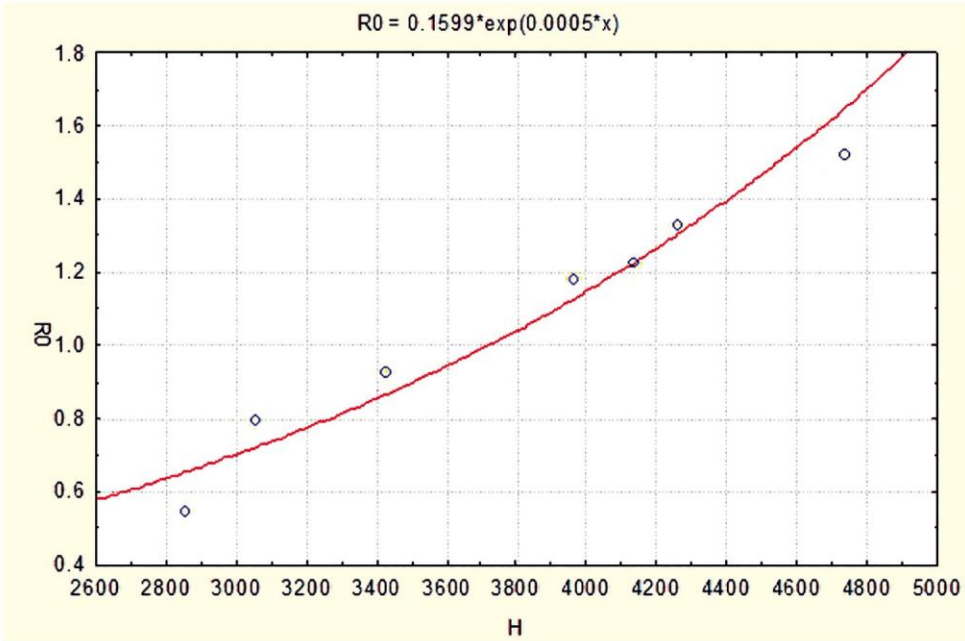


Рисунок 52 - Залежність ступеня катагенезу від глибини залягання порід (св. № 613-Слов'янська).

товщин та кількості глинистих пачок, ступеня катагенетичних перетворень порід в межах ДДЗ виділені три високоперспективних ділянки, перша з яких знаходиться в її північній, друга - в північно-східній частинах і третя в південній частині. Площа першої високоперспективної ділянки станговить – 555 км^2, другої – 1123 км^2, третьої – 898 км^2 (рисунок 53).

4.2.4 Верхньокам'яновугільний мегакомплекс

Завдяки визначеним основним критеріям для верхньокам'яновугільного мегакомплексу була визначена перспективна територія поширення сланцевих порід, яка охоплює центральну частину зони зчленування ДДЗ та ДСС. В межах даної території верхньокам'яновугільні відклади згідно залягають на породах московського ярусу середнього карбону і представлені касимовським та гжельським ярусами. Загалом розріз верхнього карбону представлений циклічною товщею переважно глинисто-піщаних і рідше строкатокольорових відкладів за незначного вмісту вапняків, доломітів, вугілля та вуглистих сланців.

Враховуючи нижню конвенційну межу катагенезу (R^0 – 0,8) перспективні на сланцевий газ товщі порід в переважній більшості приурочені до касимівського ярусу, тому у даній роботі ми будемо розглядати тільки його, хоча на деяких ділянках (Комишуваcько-Лиманська та Кальміус-Торецька депресії) перспективи можна пов'язувати і з гжельським ярусом.

Відклади касимівського ярусу верхнього карбону в межах визначеної території, складені переважно пакетами аргілітів та алевро-піщаних порід з незначними прошарками вапняків. Перспективні товщі представлені мілководно-морськими аргілітами темно-сірими, тонкошаруватими, з тонкодисперсним рослинним матеріалом. Вміст $C_{орг}$ у даних породах знаходиться в межах 1,15-1,9%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів досягають 2,0-2,5%, концентрація сульфідної сірки 0,7-1,5%. Органічна речовина відноситься до сапропелевого та гумусово-сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах коливається в межах 0,8-1,0%, вміст вуглеводнів в ОР становить в середньому 2,15%.

Глибина залягання покрівлі касимівського ярусу в межах визначеної території коливається в досить широких межах – від перших сотень метрів до більш ніж 2500 м. Загальна товщина даних порід становить від 500 м до 1000 м і більше.

Проведений аналіз каротажних діаграм та кернового матеріалу показав, що у розрізі касимівського ярусу верхнього карбону в межах перспективної території виділяється від 5 до 12 глинистих пачок товщиною від 30 до 90 м.

Типовим прикладом може бути розріз св. 10 на Святогірській площі (рисунок 54), де на глибинах від 2500 до 3400 м ми виділяємо 7 глинистих пачок загальною товщиною 320 м, які можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу (інт. 2560-2600 м, 2640-2670 м, 2700-2740 м, 2760-2830 м, 2870-2920 м, 3080- 3130 м, 3290- 3340 м).

Пачки представлені переважно аргілітами від темно-сірих до чорних, місцями алевритистими, тонкослюдистими, прошарками вапнистими, текстура від невиразної, грудкуватої до горизонтальношаруватої, іноді спостерігаються дзеркала ковзання, у невеликій кількості зустрічається водоростевий детрит, зрідка піритизований, та черепашки двостулок. Порода щільна, міцність від низької до середньої.

У св. 300-біс Веселівській (рисунок 55) на глибинах від 1900 до 3170 м ми виділяємо 5 перспективних глинистих пачок товщиною від 30 до 120 м (інт. 1870-1900 м, 1970-2010 м, 2060-2120 м, 2550-2670 м, 3080-3180 м). Вони представлені чергуванням аргілітів з алевролітами. Аргіліти темно-сірі, гідрослюдисті, алевритисті, з обвугленими рослинними рештками.

Також типовим прикладом наявності перспективних на сланцевий газ товщ у верхньокам'яновугільному мегакомплексі може служити розріз св. 1 на Артемівській площі, в якому виділяється ряд глинистих пачок, перспективних на пошуки сланцевого газу.

У літологічному відношенні пачки представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів. З найбільш представницьких інтервалів в процесі буріння був відібраний керновий матеріал, частковий його опис приводиться нижче.

Керн з інтервалу 2018-2026 м – аргіліт алевритистий темно-сірий горизонтальношаруватий із рослинними рештками та дрібним детритом мушель, середньої міцності. У шліфі – аргіліт з пелітовою структурою. Склад гідрослюдисто-каолінітовий з домішками вугільного пилу, шламу та дрібного обвугленого фітодетриту, нерідко піритизованого, з домішками дрібного алевриту, представленого кварцом, гідратованими та іноді хлоритизованими слюдами. В породі стяжіння (різних розмірів) криптозернистого сидериту, інколи з включеннями дрібнозернистого кальциту, дуже дрібних кристалів піриту (розмір від <0,01 мм до 0,02 мм), які розсіяні в породі або утворюють скупчення.

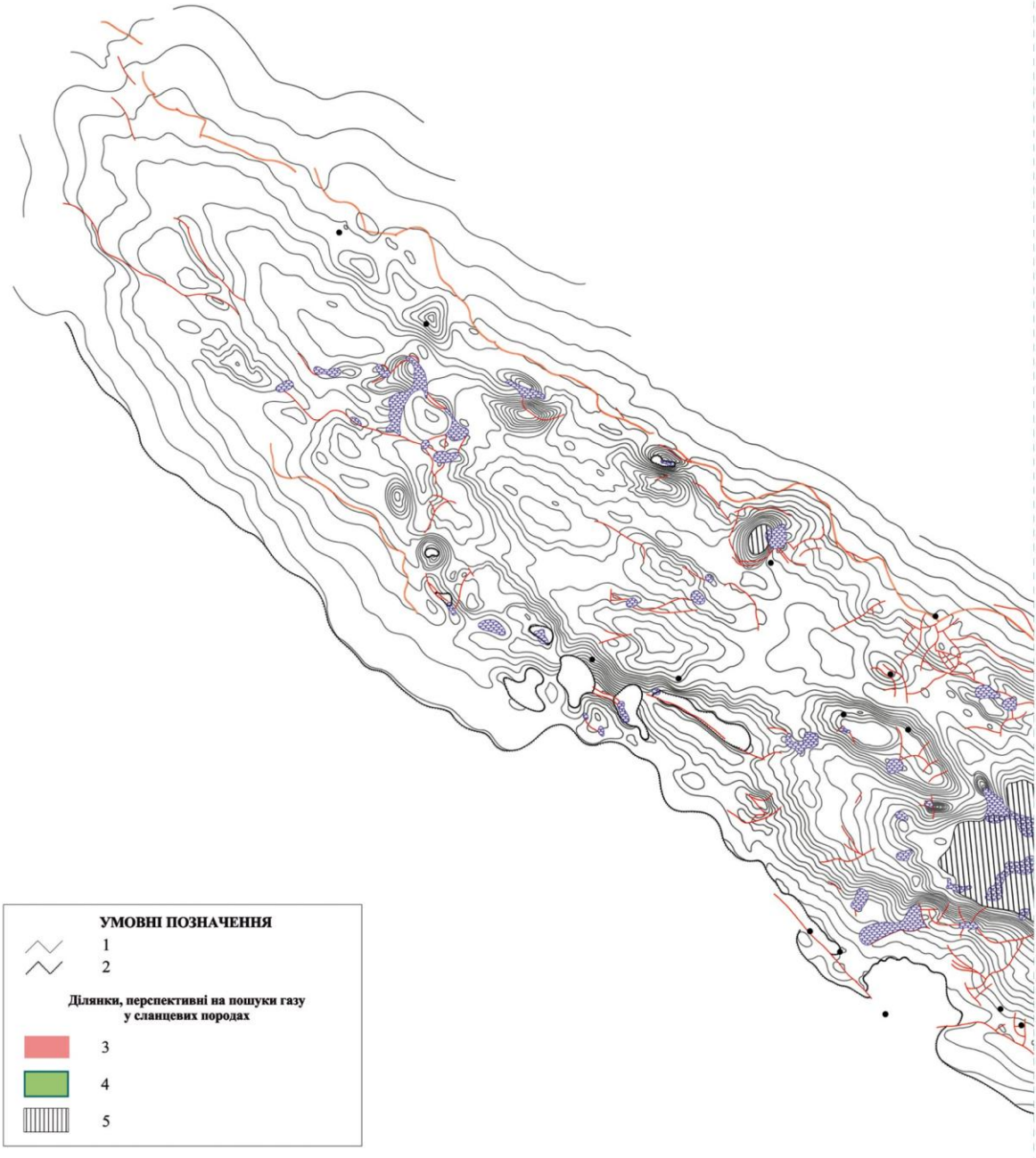
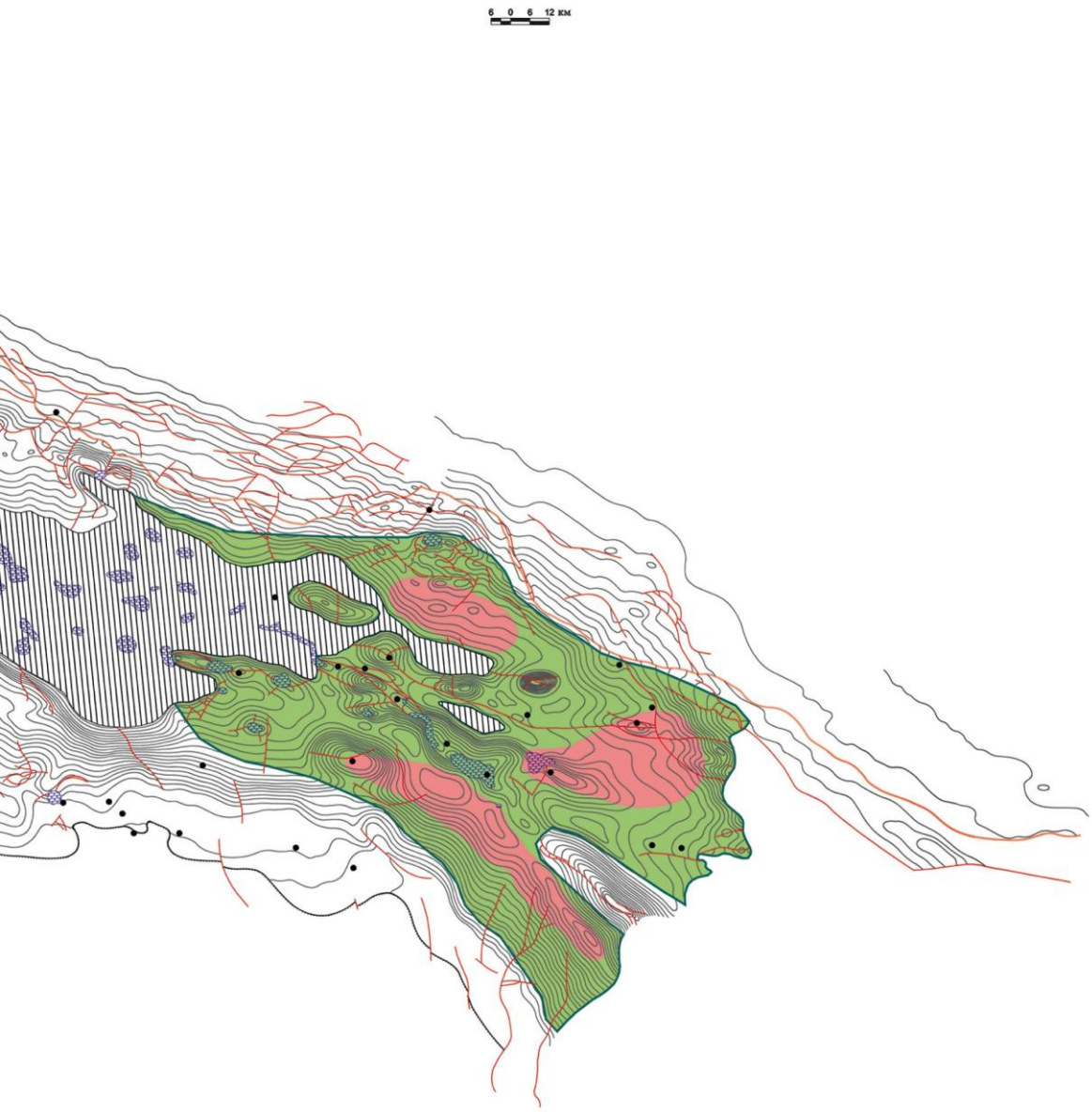


Рисунок 53 – Карта розташування високоперспективних ділянок на пошуки сланцевого газу в середньокам'яновугільному комплексі порід в Східному регіоні (Дніпровсько-Донецька западина) України. 1 – ізогіпси покрівлі московського ярусу середнього карбону, 2 – зона відсутності відкладів московського ярусу середнього карбону, 3 – високоперспективні, 4 – перспективні, 5 – територія із заляганням відкладів на глибинах більше 4500 м.


6 0 6 12 км

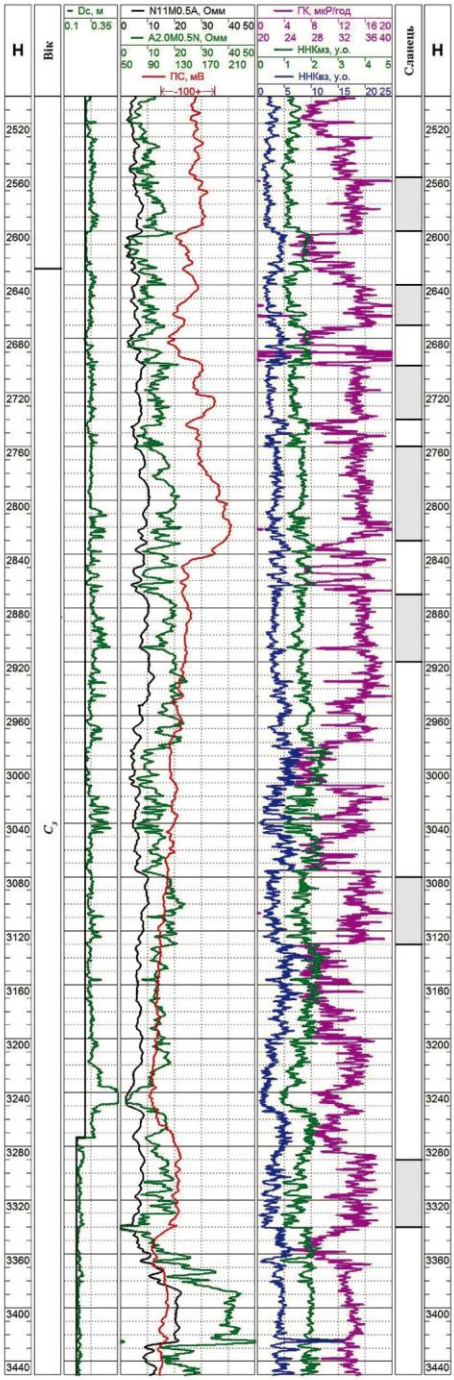


Рисунок 54 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 10-Святогірська (верхньокам'яновугільний мегакомплекс).

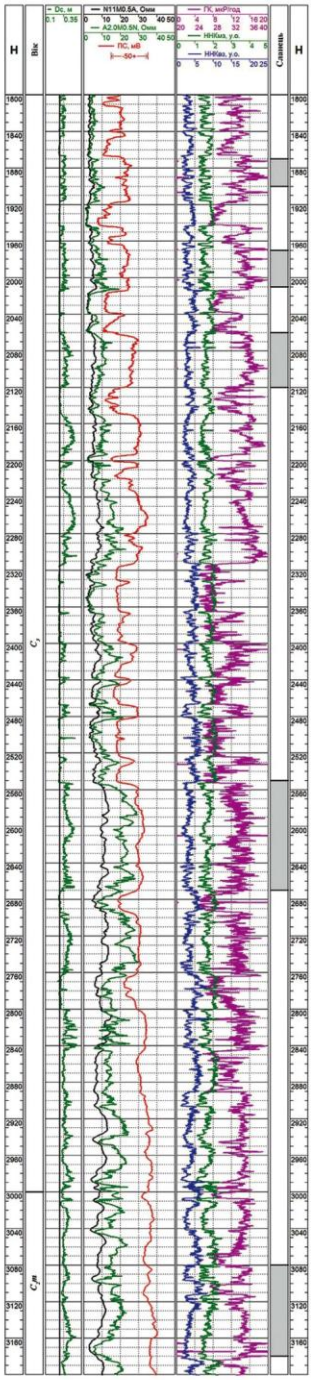


Рисунок 55 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 300-біс-Веселівська (верхньокам'яновугільний мегакомплекс).

Керн з інтервалу 2273-2281 м – аргіліт темно-сірий до чорного, вапнистий, міцний із плямисто-згустковою текстурою (рисунок 56). Відзначаються ділянки, збагачені детритом фауни. У шліфі – аргіліт гідрослюдисто-каолінітового складу, з домішками вуглистого матеріалу, з поодинокими погано збереженими спорами, сильно тріщинуватий. Тріщини орієнтовані в різних напрямках, різної ширини, виповнені пелітоморфним карбонатом (доломітом?) з дуже дрібними гніздами мікрозернистого кальциту.

В породі поодинокі необкатані та слабообкатані кварцові уламки дрібноалевритового та дрібнопсамітового розміру.

Рисунок 56 - Тріщинуватий аргіліт із ділянками, збагаченими детритом фауни (інт. 2273-2281 м, керн 10, 0,8 м від верху).

Керн з інтервалу 2281-2285 м – аргіліт фіолетово-бурий та темно-сірий, перем`ятий дзеркалами ковзання, крихкий. Відзначаються ділянки чергування темно-сірих глинистих, червоно-бурих озалізнених та світло-сірих вапняковистих відмінностей.

В межах даного мегакомплексу у лабораторних умовах визначено ступінь термальної зрілості порід в певних інтервалах. Змінюється він наступним чином: на глибині 2015 м ступінь катагенезу відноситься до стадії $МК_1$ (R^0 – 0,64); на глибині 2848 м – $МК_2$ (R^0 – 0,89); на глибині 3420 м – $МК_3$ (R^0 – 1,12). За побудованим графіком визначено глибину залягання відкладів, з якої починається мінімальне кондиційне значення катагенезу – це близько 2600 м (рисунок 57).

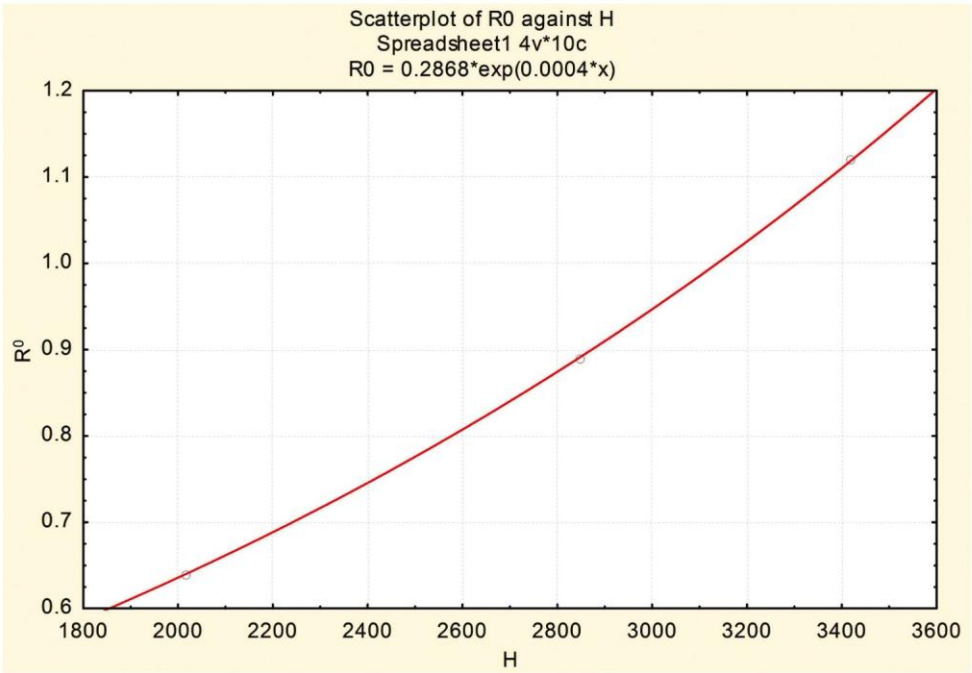


Рисунок 57 – Залежність ступеня катагенезу від глибини для верхньокам'яновугільного мегакомплексу у св. № 1-Артемівська

Аналіз розрізу свердловини № 4-Дробишівська (рисунок 58) показав, що у верхній частині касимівського ярусу (інт. глибин 1730-1960 м) виділяється 4 глинисті пачки товщиною 20-90 м, але вони не є перспективними на сланцевий газ, оскільки характеризуються недостатньою термальною зрілістю порід (що є одним із п'яти визначених критеріїв оцінки перспектив газоносності сланцевих порід).

В свердловині № 637-Дробишівська проведено дослідження для визначення ступеня термальної зрілості порід. Для зразка керна з інтервалу 2660 м ступінь катагенезу відповідає $МК_1$ (R^0 – 0,60). Отже, глинисті породи касимівського ярусу в межах даної ділянки залягають поза межею головної зони газоутворення і тому є безперспективними.

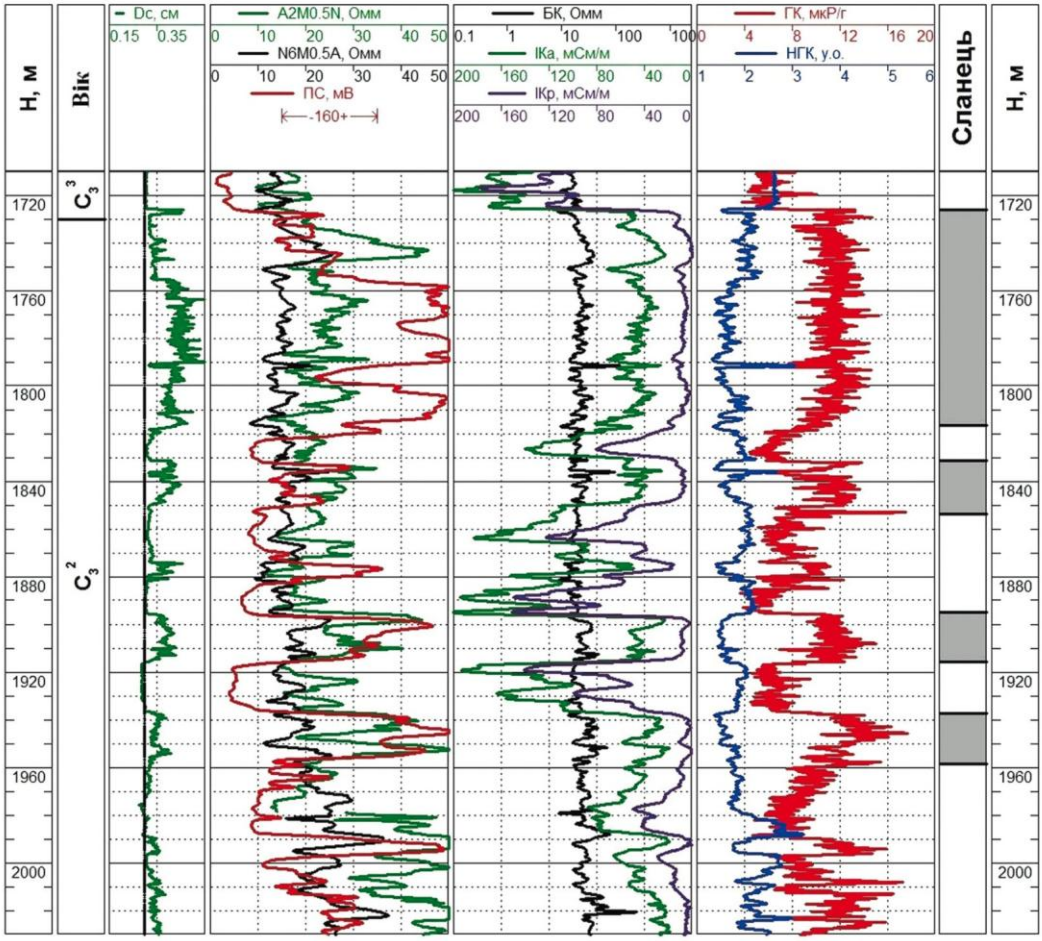


Рисунок 58 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 4-Дробишівська (верхньокам'яновугільний мегакомплекс).

На основі аналізу характеру геологічної будови верхньокам'яновугільного мегакомплексу, змін літологічного складу, визначення зон розповсюдження найбільших товщин та кількості глинистих пачок, ступеня катагенетичних перетворень порід, в межах ДДЗ виділені дві високоперспективних ділянки, перша з яких знаходиться в її північній, а друга — в північно-східній частинах території (рисунок 59). Площа першої високоперспективної ділянки становить — 435 км^2, другої — 420 км^2.

В загальному відношенні просторове поширення перспективних сланцевих відкладів в ДДЗ набуло наступного вигляду – територіально найбільші перспективи пошуку сланцевого газу пов'язуються з центральним та південно-східним секторами, і значно менші – з північно-західним сектором ДДЗ, що і наведено у [19].

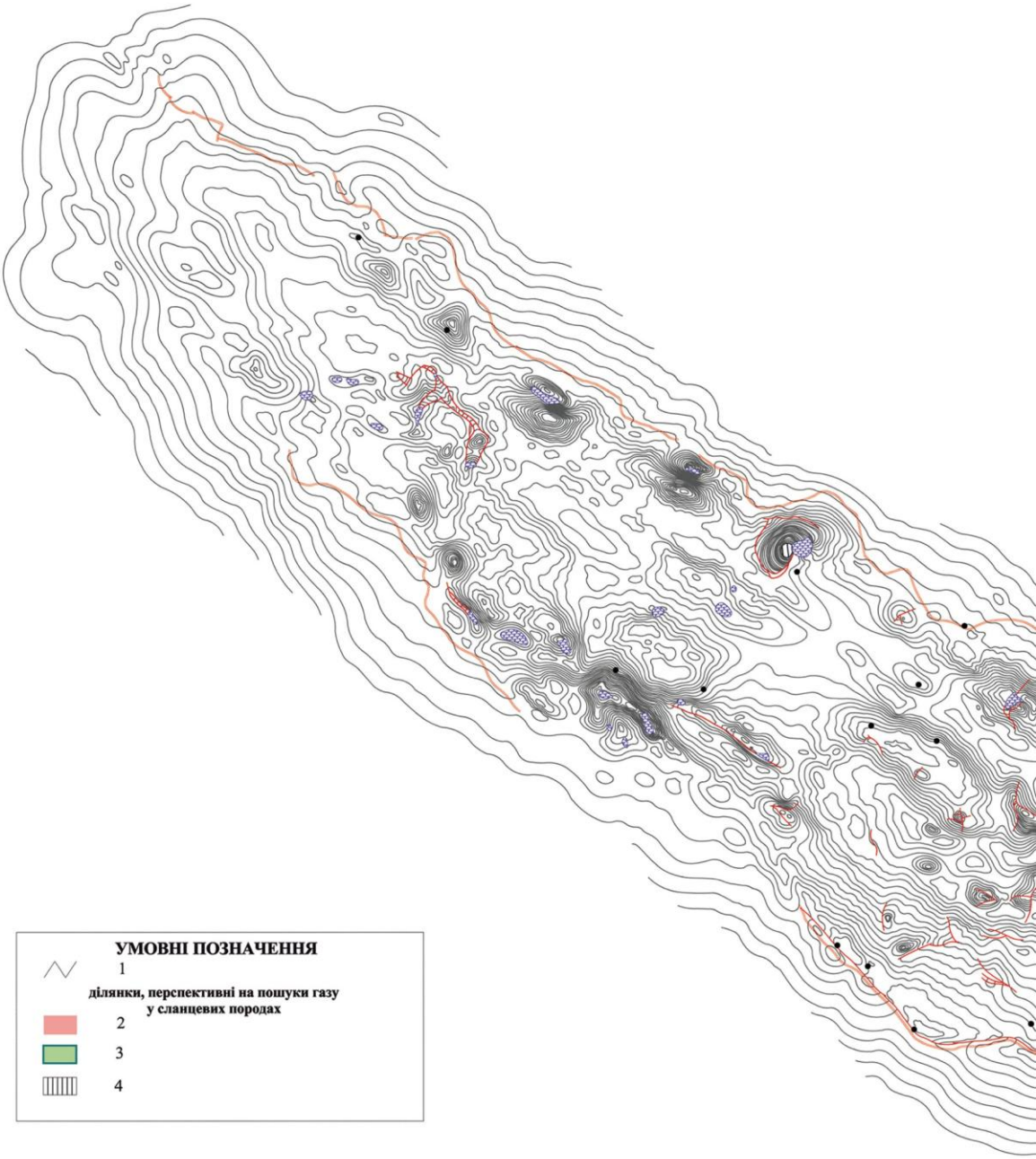
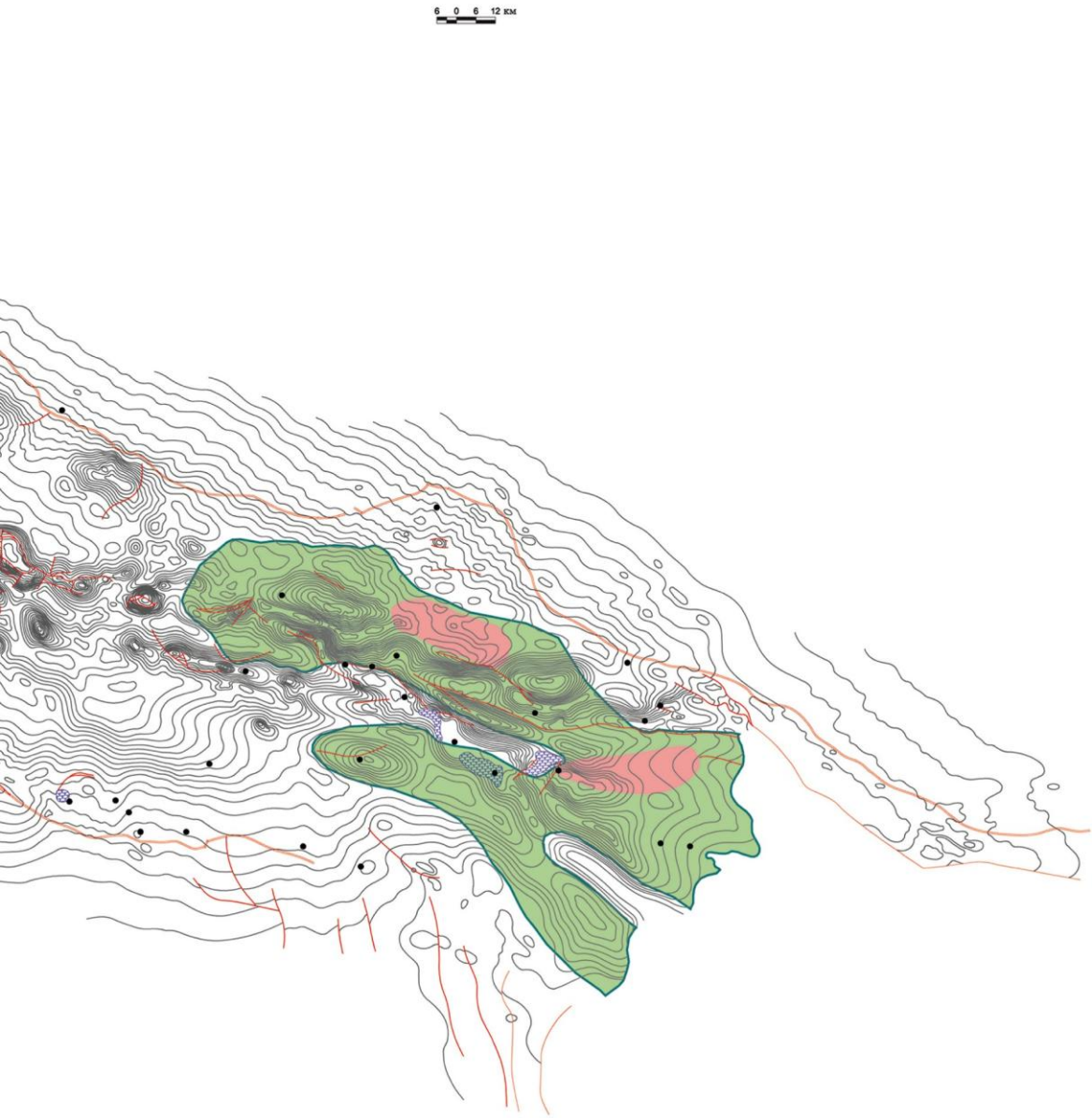


Рисунок 59 – Карта розташування високоперспективних ділянок на пошуки сланцевого газу у верхньокам'яновугільному мегакомплексі порід в Східному регіоні (Дніпровсько-Донецька западина) України. 1 — ізогіпси підошви мезозою, 2 — високоперспективні, 3 — перспективні, 4 — територія із заляганням відкладів на глибинах більше 4500 м


6 0 6 12 км

РОЗДІЛ 5. ПЕРСПЕКТИВНІ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ДЛЯ ПОШУКІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ У ВІДКЛАДАХ ДЕВОНСЬКОГО ТА КАМ'ЯНОВУГІЛЬНОГО КОМПЛЕКСІВ

На основі особливостей геологічної будови, геолого-геофізичної вивченості (обсяги сейсморозвідки і щільність глибокого буріння), сучасного стану надрокористування виділено перспективні зони в межах Східного нафтогазоносного регіону на пошуки сланцевого газу.

5.1 Зачепилівсько-Ливенська перспективна зона

Зачепилівсько-Ливенська перспективна зона знаходиться у південній прибортовій частині ДДЗ (рисунок 60). Розміри зони становлять приблизно 35×14 км. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів девону тут змінюються від мінус 2000 м до мінус 4000 м. Перспективними на пошуки сланцевого газу у цій зоні є задонсько-єлецькі відклади нижньофаменського під'ярусу верхнього девону.

В межах перспективної зони вони представлені темнокольоровими та строкатокольоровими аргілітами з вмістом $C_{орг}$ від 2,8 до 5,8%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 – 0,8-1,55). Ці породи мають максимальні для девонських формацій ДДЗ визначення відновлювальної ємності (3,8-6,2), вміст сульфідної сірки 1,55–2,30%. Органічна речовина має сапропелевий, переважно ліпідний (місцями з домішкою меланоїдинового матеріалу) тип та підвищений ступінь її бітумінозності — 5,1-10,9%. Вміст органічної речовини у даних глинистих породах становить 1,1-1,2%. Ці відклади відносяться до категорії з підвищеним генераційним потенціалом. Товщина перспективних глинистих пачок від 30 м до 80-90 м. Глибина залягання їх покрівлі тут коливається у межах 2300-4200 м.

На Зачепилівській площі (св. № 412, інт. 2330-2800 м) перспективні глинисті пачки представлені аргілітами, забарвленими у бурі та зелено-сірі кольори, алевритистими, піщанистими, які не реагують з HCl в штуфі, з фрагментами дзеркал ковзання та неясною текстурою.

На Горобцівській площі (св. № 7, інт. 4190-4800 м) у розрізі задонсько-єлецьких порід визначено перспективні глинисті пачки, які представлені аргілітами темно-сірими до чорних, гідрослюдистими, алевритистими.

5.2 Борківсько-Великозагорівська перспективна зона

Борківсько-Великозагорівська перспективна зона знаходиться у північній прибортовій зоні в межах крайової північно-західної частини ДДЗ (рисунок 61). Розміри зони становлять приблизно 57×25 км. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів девону тут змінюються від мінус 2000 м до мінус 3000 м. Перспективними на пошуки сланцевого газу у цій зоні є задонсько-єлецькі відклади нижньофаменського під'ярусу верхнього девону.

У розрізі задонсько-єлецьких відкладів виділяються пачки переважно глинистих порід, які мають товщину від 40-50 м до 90 м і можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу. Ці породи мають, в основному, вміст $C_{орг}$ від 2,5 до 5,5%. Ступінь

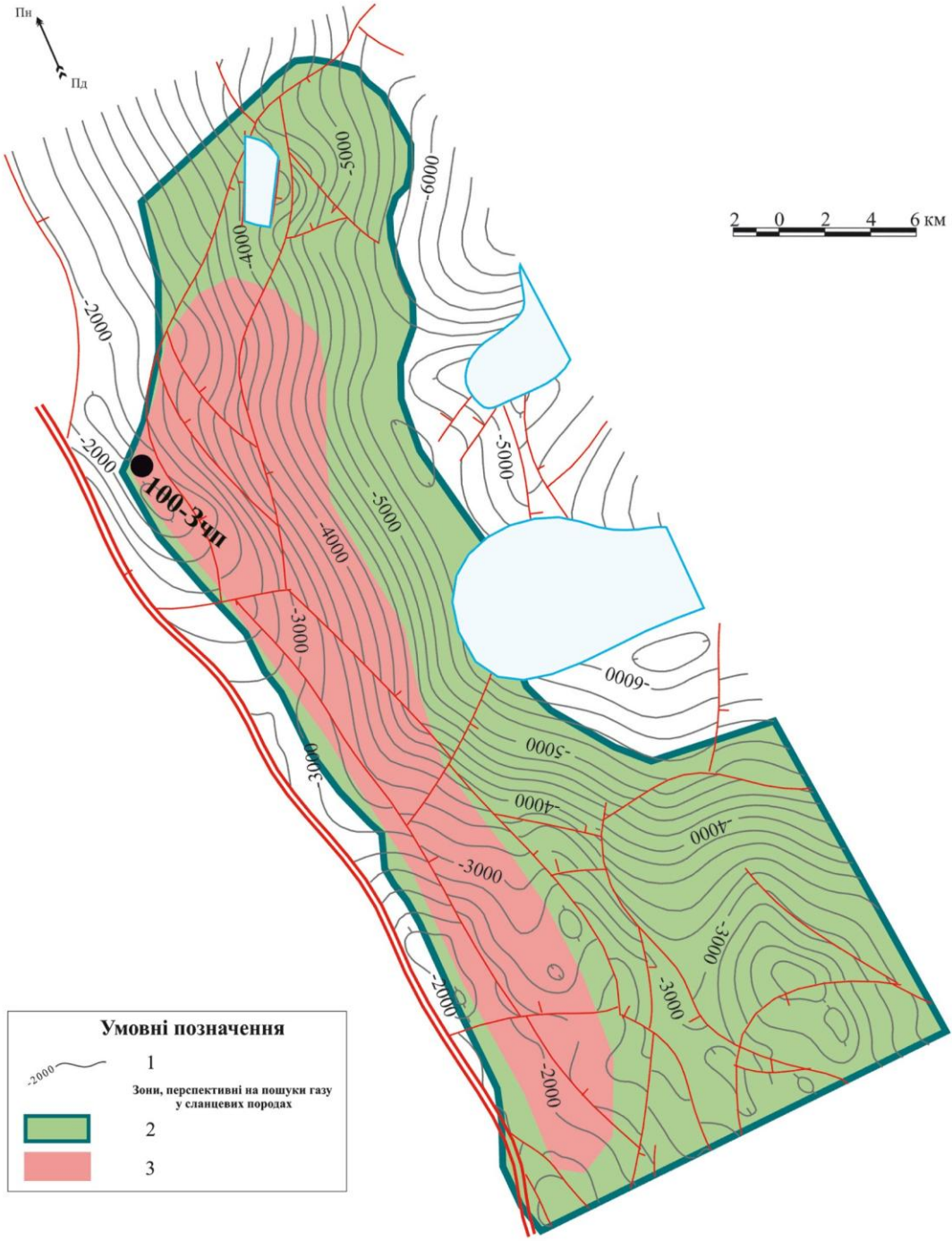


Рисунок 60 – Зачепилівсько-Ливенська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у девонських відкладах. 1 – ізогіпси покрівлі девонських відкладів, 2 – перспективна, 3 – високоперспективна.

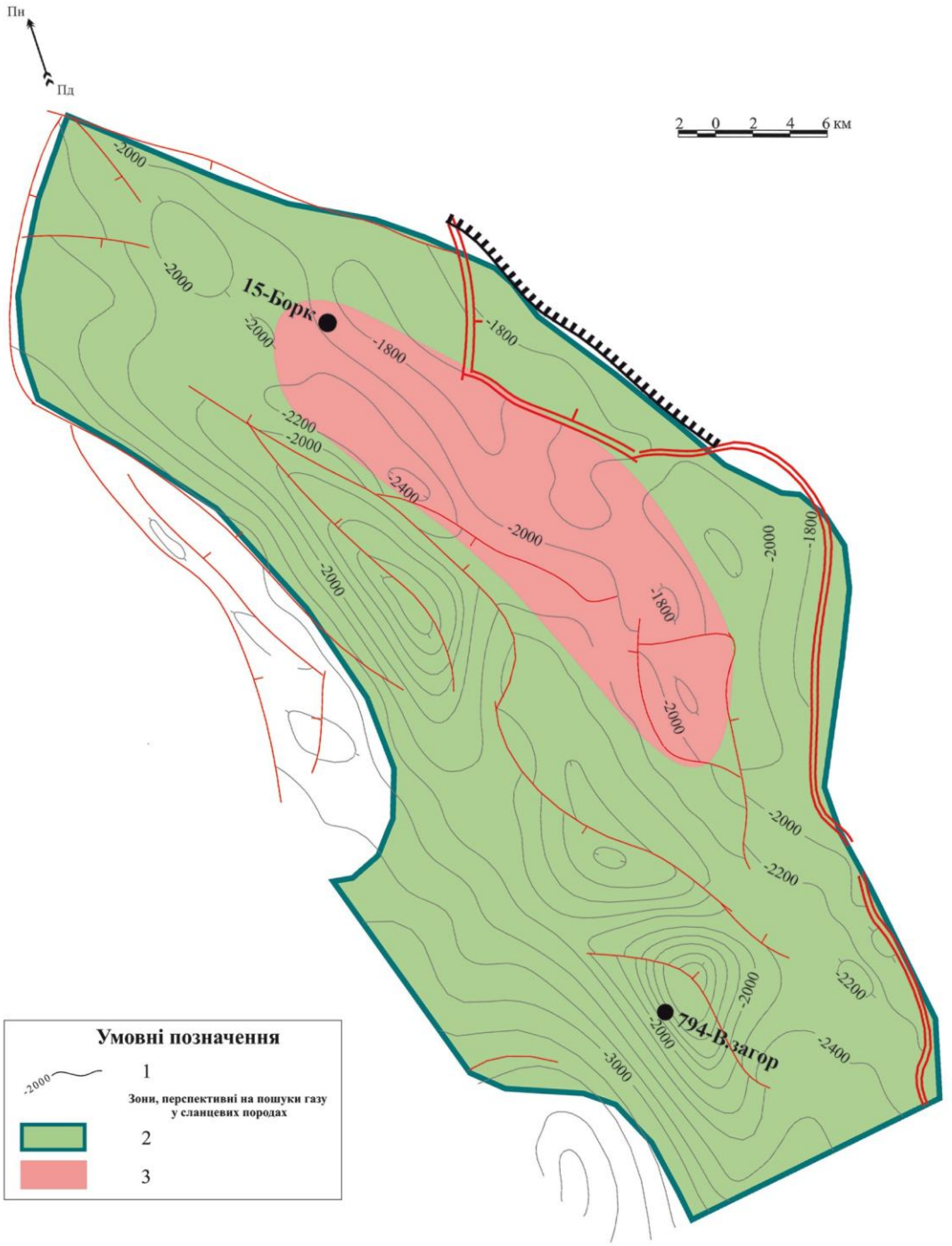


Рисунок 61 – Борківсько-Великозагорівська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у девонських відкладах. 1 – ізогіпси покрівлі девонських відкладів, 2 – перспективна, 3 – високоперспективна.

катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 — 0,8-1,55). Значення відновлювальної ємності у цих відкладах змінюється від 3,5 до 6,0; вміст сульфідної сірки 1,35-2,45%. Органічна речовина має переважно сапропелевий тип та підвищений ступінь бітумінозності — 5,0-10,0%.

Вміст органічної речовини у глинистих породах становить 1,1-1,2%.

Так, у св. № 8-Борківська (рисунок 62) у задонсько-єлецьких породах (інт. 2130-2870 м) виділяються 3 глинистих пачки, що можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу. Вони представлені аргілітами сірокольоровими, строкатокольоровими та буро-коричневими з параметрами, що відповідають визначеним критеріям. Товщина глинистих пачок коливається в межах 50-90 м. У св. № 15-Борківська (інт. 2450-3950 м) (рисунок 63) виділяється 6 пачок аналогічних аргілітів товщиною від 90 до 200 м.

На Великозагорівській площі, у св. № 794 перспективні глинисті пачки складені переважно аргілітами. Аргілітизеленувато-сірі, дужещільні, окременілі. Під мікроскопом: аргіліт лептопелітовий, субшаруватий, складений з дрібних лусок гідрослюди, більшість з яких розташована паралельно одна одній. Іноді відмічаються включення піриту. У значній кількості присутній халцедон, який утворює дрібні включення, а також крупні гнізда.

5.3 Окопівська перспективна зона

Окопівська перспективна зона знаходиться у південній прибортовій зоні на північному схилі Висачківсько-Ромоданівського валу (рисунок 64). Розміри ділянки становлять 29×6 км. Перспективними на пошуки сланцевого газу в межах даної зони є відклади нижньої частини XIIа МФГ. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів нижньовізейського під'ярусу тут змінюються від мінус 1700 м до мінус 4500 м.

Перспективні глинисті пачки в межах зони представлені переважно пакетами аргілітів з незначними (до 10 м) прошарками алевролітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, гідрослюдисті, місцями алевритисті, з багаточисленними вуглефікованими рослинними рештками. Вміст $С_{орг}$ у середньому змінюється від 2,6 до 5,6% (в окремих випадках до 10-11%).

Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5%, концентрація сульфідної сірки до 1,35%. Органічна речовина переважно сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах має максимальні значення 1,1-2%. Вміст хлороформенного бітумоїду коливається в межах 0,04-0,06%. Товщина перспективної пачки змінюється від 40 до 90 м, поступово нарощуючись у північному напрямку. Ступінь катагенетичного перетворення (R^0) змінюється від 0,8 на півдні ділянки, досягаючи максимального значення 1,0 на її північному заході.

Прикладом слугує св. № 385-Окопівська (інт. 3180-3290 м), де перспективна товща представлена переважно аргілітами з прошарком алевроліту в середній частині (рисунок 65). Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, щільні, іноді слабослюдисті, сильно піритизовані з рідкими включеннями обвуглених рослинних залишків. Під мікроскопом: аргіліт псамо-пелітової структури, орієнтованої мікрошаруватої текстури, каолініто-гідрослюдистого складу. Алевритова домішка складається з зерен кварцу, плагіоклазів, лусок слюд мусковіту, біотиту.

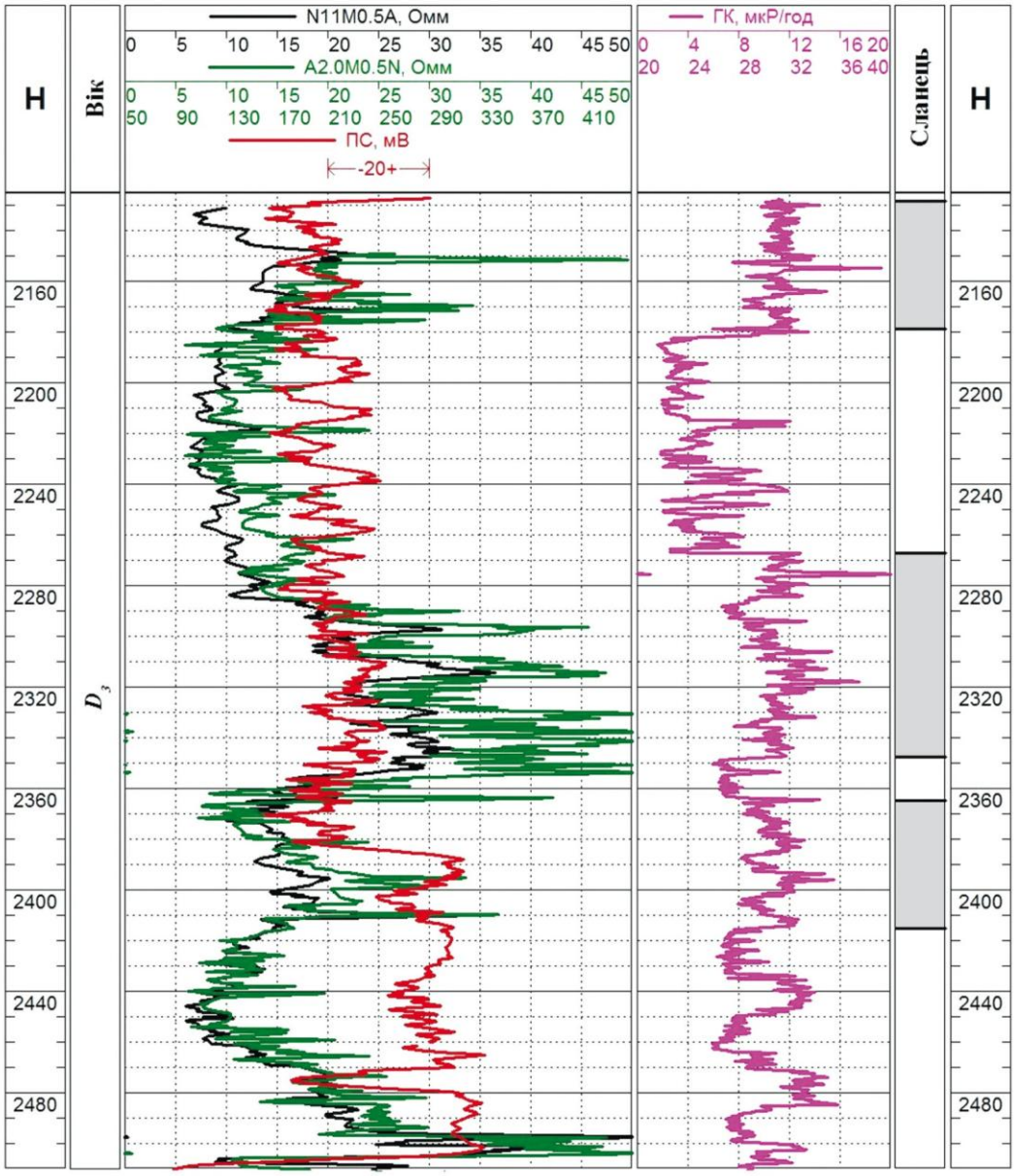


Рисунок 62 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 8-Борківська (міжсольовий комплекс девону)

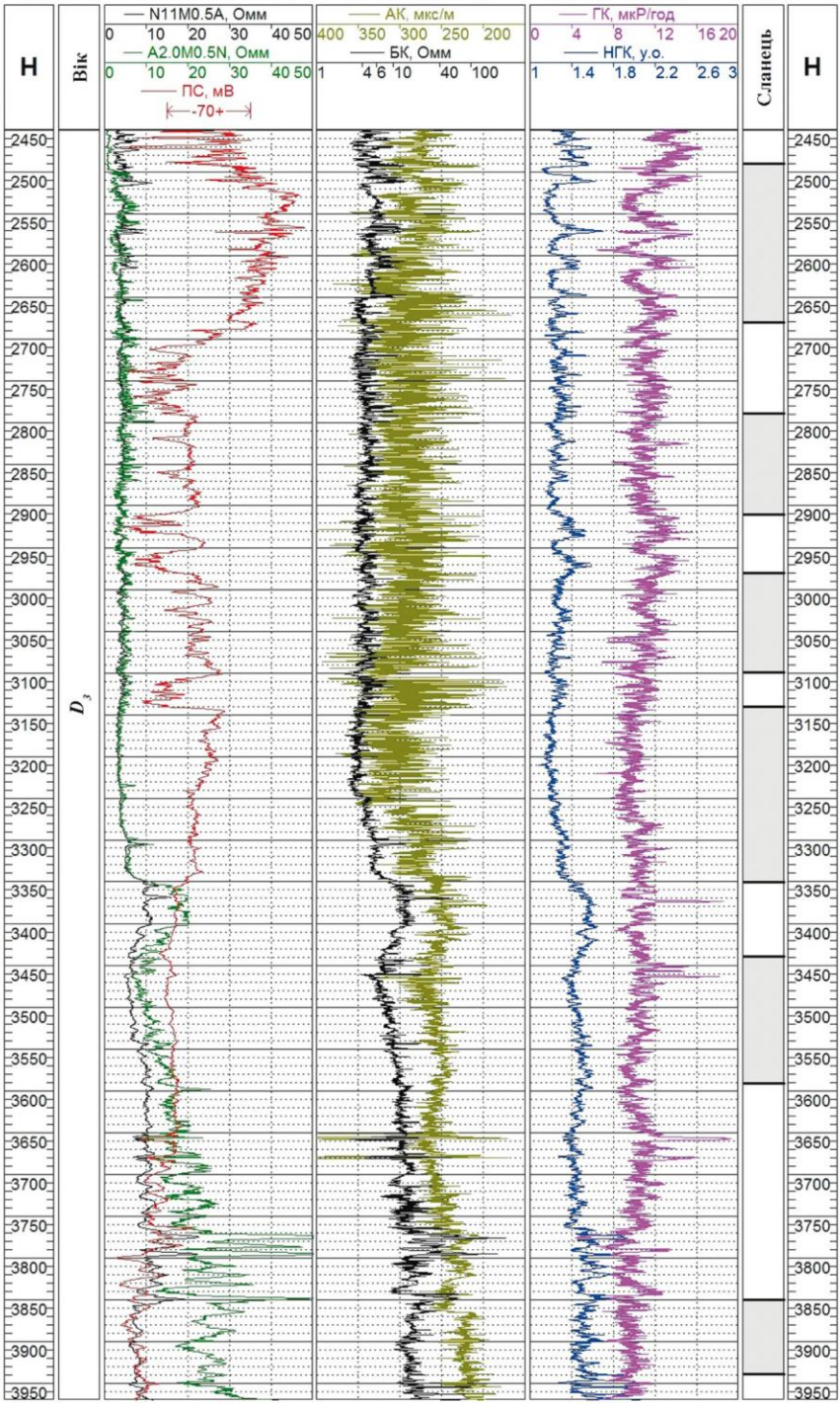


Рисунок 63 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 15-Борківська (міжсольовий комплекс девону)

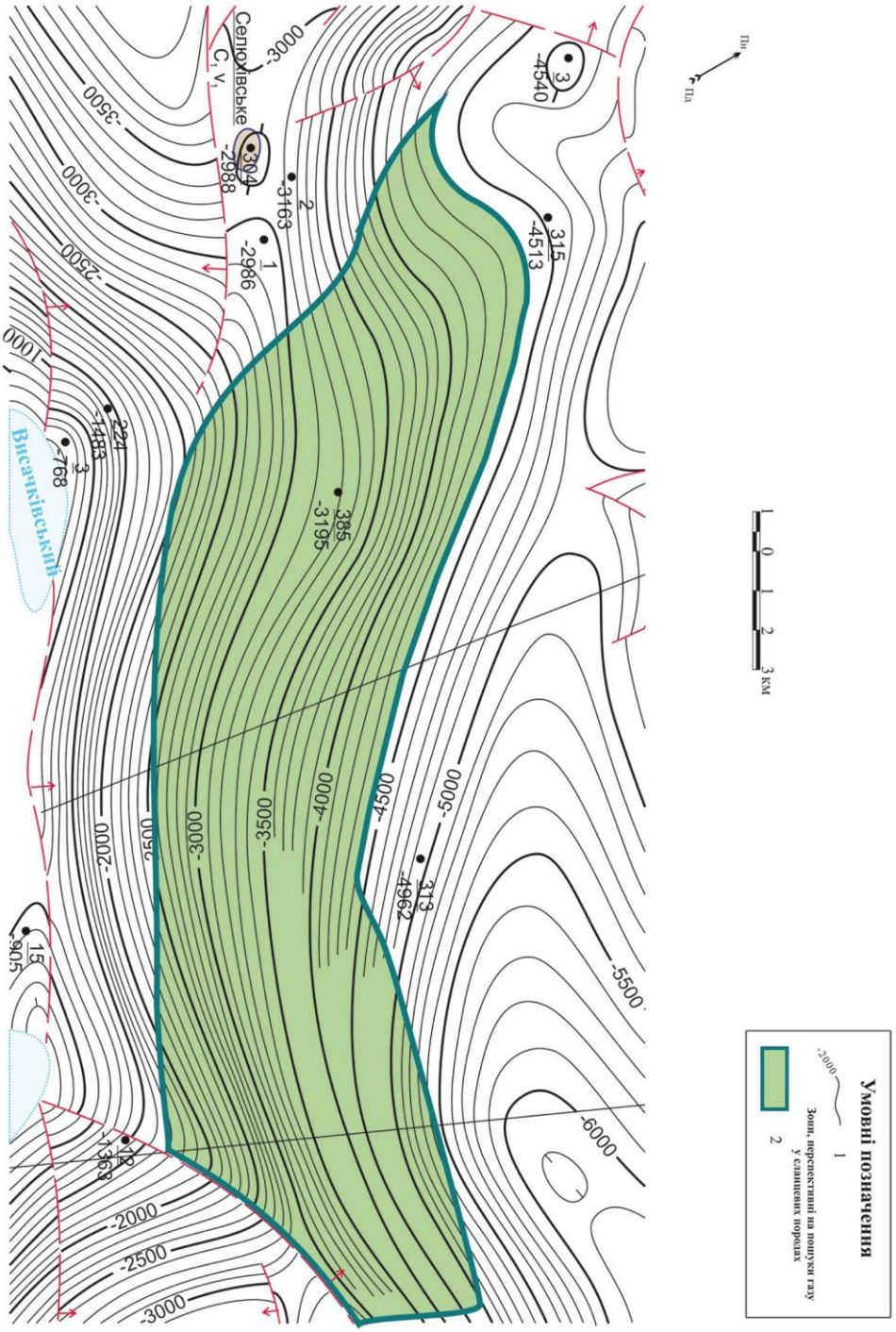


Рисунок 64 - Окопівська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у нижньокам'яновугільних відкладах (візейський комплекс): 1 – ізогіпси покрівлі нижньовізейських відкладів, 2 – перспективна.

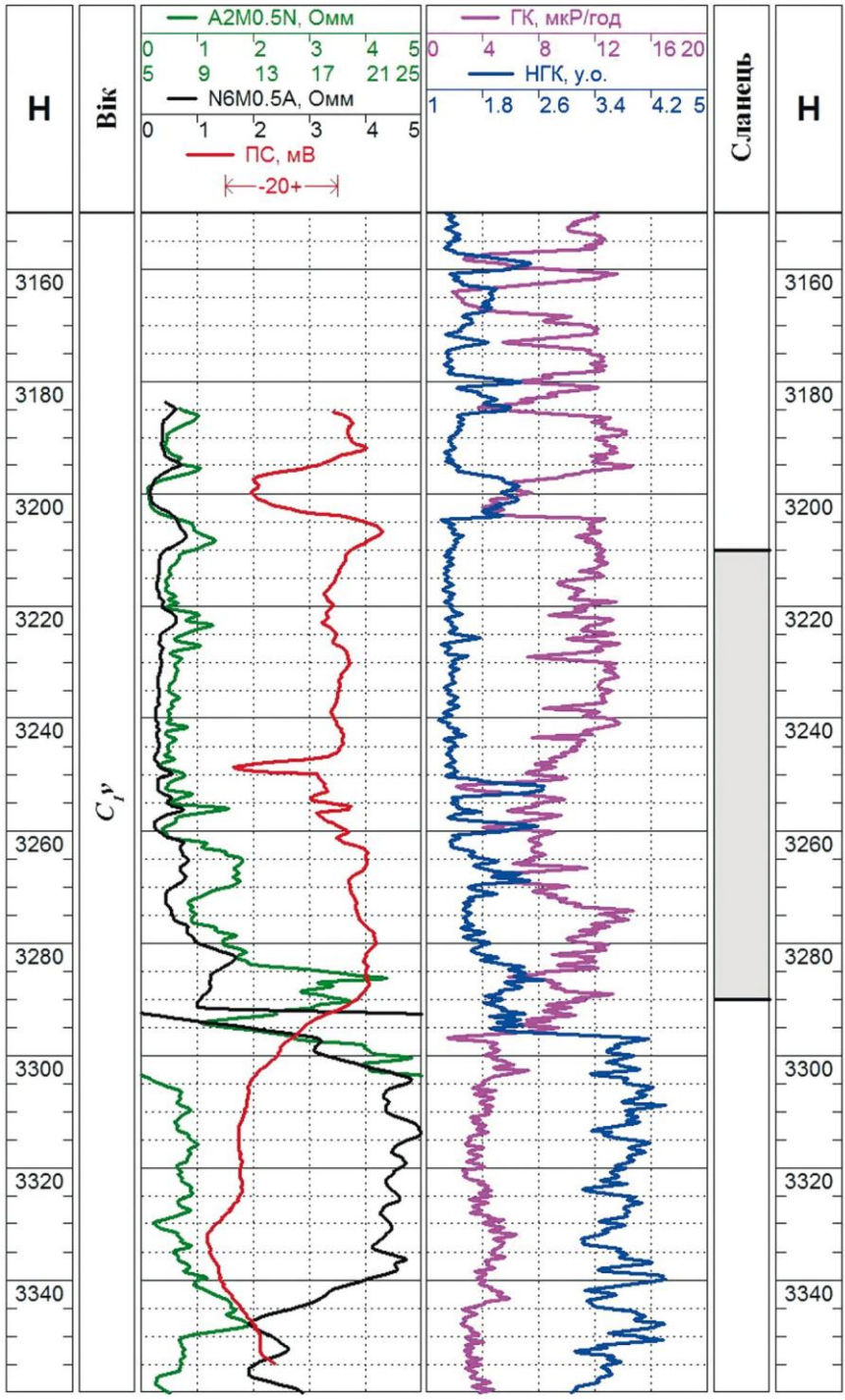


Рисунок 65 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 385-Окопівська (візейський комплекс)

5.4 Миргородсько-Ливенська перспективна зона

Миргородсько-Ливенська перспективна зона розташована у центральній частині південної прибортової зони ДДЗ (рисунок 66). Розміри зони становлять приблизно 93×31 км. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів нижнього карбону тут змінюються від мінус 1000 м до мінус 4000 м.

Турнейський ярус. В межах виділеної зони перспективні глинисті товщі представлені переважно морськими аргілітами темно-сірими до чорних, вуглисто-гідрослюдистими, іноді алевритистими, з багаточисленними вуглефікованими рослинними рештками. Середній вміст $C_{орг}$ змінюється у межах 2,5-3,5%, а на окремих ділянках до 8-9%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^o – 0,8-1,15). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів сягають 3,6%, концентрація сульфідної сірки 1,5-1,8%.

Органічна речовина порід переважно сапропелевого та гумусово-сапропелевого типу, її кількість у породах змінюється в значних межах від 0,1% до 3%, але у середньому її величина менше 1%.

На Зачепилівській площі покрівля турнейських відкладів розкрита на глибині 1500-1600 м. Товщина порід турнейського віку становить приблизно 300 м. Тут, наприклад, у розрізі св. № 100-Зачепилівська (рисунок 67) виділяються три глинисті пачки товщиною 30-40 м, які можна об'єднати в одну перспективну на пошуки сланцевого газу товщу (інт. 1710-1800 м).

Також, перспективні пачки глинистих порід у турнейському ярусі авторами виділено на Боярській площі. У св. № 2-Боярська (рисунок 68) покрівля турнейських відкладів залягає на глибині 3140 м, їх товщина 350 м.

Товщина перспективної товщі 120 м. У літологічному відношенні вона представлена переважно аргілітами, з параметрами, аналогічними попереднім, з незначними прошарками алевролітів глинистих.

Пачки глинистих порід, що відповідають визначеним критеріям, встановлені також на Солонцівській та Горобцівській площах.

Також, з цією ділянкою пов'язуються перспективи відкладів верхньовізейського під'ярусу. Особливо, це стосується порід XII МФГ та верхньої частини XIIа МФГ. За результатами проведених досліджень, виділено перспективні на пошуки сланцевого газу глинисті товщі на Горобцівській, Шкурупіївській та інших площах. Глибини залягання цих товщ від 3000-3200 м до 3700-3900 м. Ступінь катагенетичного перетворення сягає значень 0,8-0,9.

5.5 Західномихайлівсько-Південноблизнюківська перспективна зона

Західномихайлівсько-Південноблизнюківська перспективна зона розташована у південній прибортовій частині ДДЗ (рисунок 69). Розміри зони становлять приблизно 128×24 км. Глибини залягання покрівлі відкладів нижнього карбону тут змінюються від 1500 до 4000 м. На даній території у нижньокам'яновугільному мегакомплексі перспективними є декілька стратиграфічних підрозділів: верхньовізейський та нижньосерпуховський під'яруси.

Візейський ярус. Верхньовізейський під'ярус. За результатами проведених дослі-

джень, у розрізі верхньовізейських відкладів в межах виділеної зони визначено декілька рівнів розповсюдження перспективних на пошуки сланцевого газу порід: рудівські шари (ПГ В-23 нижньої частини ХІІа МФГ), ХІІа МФГ (ПГ В-22 та В-21) та ХІІ МФГ (ПГ В-17–В-20).

Як вже зазначалося вище, "рудівські шари" (як перший перспективний рівень) представляють собою недиференційовану глинисто-кремнисто-карбонатну товщу з підвищеним вмістом органічної речовини ($С_{орг}$ до 12%). У літологічному відношенні, це пакети переважно аргілітів з незначними прошарками алевролітів, вапняків та мергелів. Аргіліти темно-сірі до чорних, гідрослюдисті, місцями алевритисті, з багаточисленними вуглефікованими рослинними рештками. Вміст $С_{орг}$ у цих породах змінюється від 2,6 до 6-7% (в окремих випадках до 11-12%). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5-4%, концентрація сульфідної сірки до 0,8-1,55%. Органічна речовина переважно сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах має максимальні значення (середнє 1,1-2% за мінімального 0,1-0,4% і максимального — більше 5%). Вміст хлороформенного бітумоїду 0,01-0,10%, частіше 0,04-0,06%. Середня товщина перспективних пачок становить 40-50 м.

В межах перспективної зони на Богатойській площі покрівля цих відкладів залягає на глибинах від 3950 до 4370 м у різних свердловинах (рисунок 70). Наприклад, у свердловині № 403-Богатойська рудівські шари виділяються в інтервалі 4260-4380 м (рисунок 71).

Це переважно аргіліти темно-сірі до чорних, місцями вуглисті та вапнисті. Містить рівномірно розсіяний домішок алевритового матеріалу. Текстура полого-хвилясто-шарувата. Шаруватість орієнтована під кутом 85-80°. Зустрічається дрібний, вуглефікований та частково піритизований рослинний детрит.

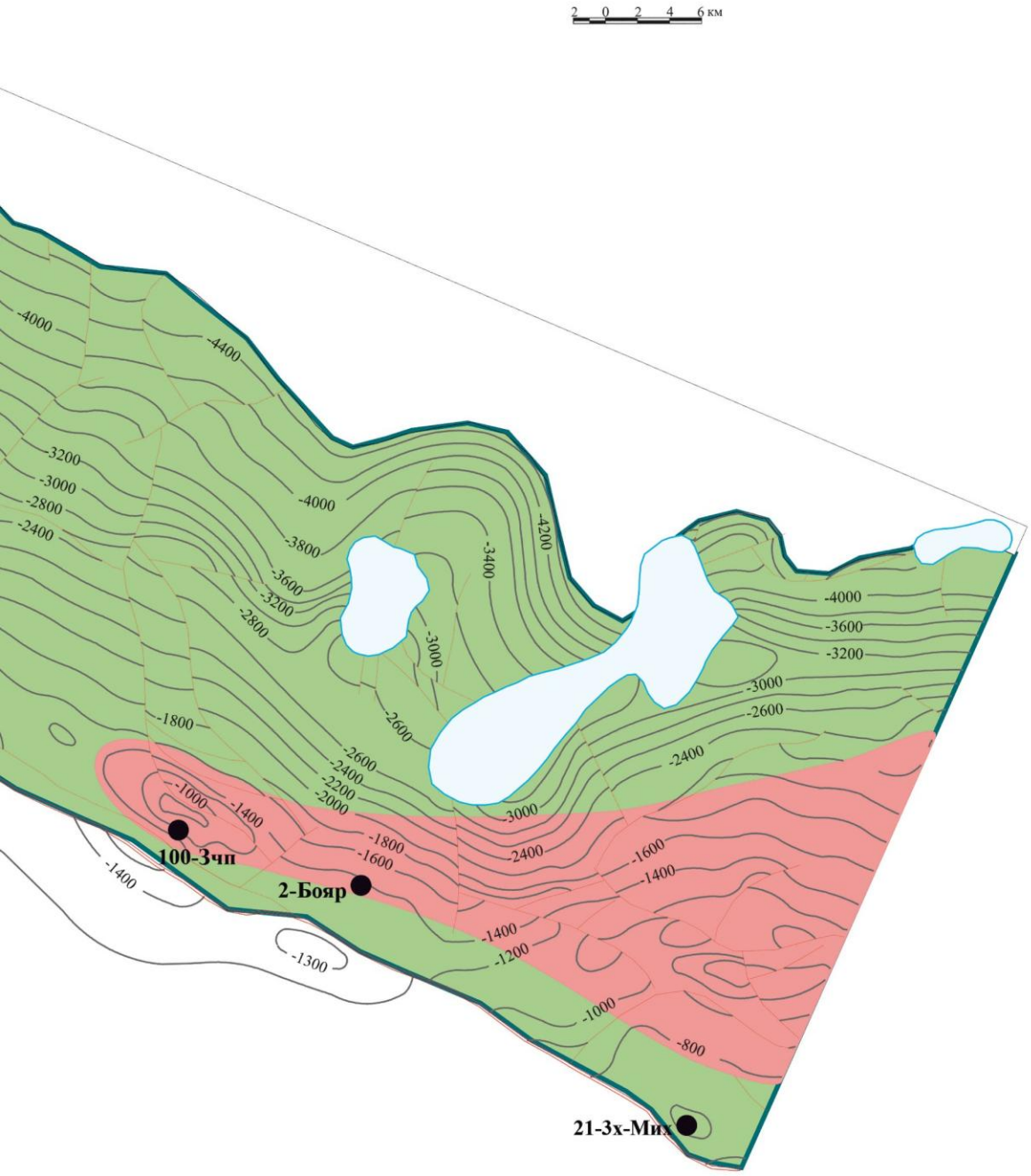
Аналогічні за літологією та товщиною, перспективні пачки спостерігаються майже на всій території виділеної зони: Перещепинська (рисунок 72), Личківська, Кременівська, Можарівська, Котівська, Орільська, Катеринівська та інші площі.

На Катеринівській площі у св. № 623 перспективну пачку виділено в інтервалі глибин 3988-4030 м (рисунок 73). Вона також представлена переважно аргілітами темно-сірими, гідрослюдистими, алевритистими, неясно-шаруватими, щільними, з вуглефікованими рослинними рештками. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини від 0,9 до 1,0.

Другий перспективний рівень у виділеній авторами зоні — це відклади ХІІа МФГ. У літологічному відношенні вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкодисперсні, листуваті, міцні. Вміст $С_{орг}$ у цих відкладах змінюється від 1,2 до 2,8%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,15). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5-4%, концентрація сульфідної сірки до 0,9-1,6%. Органічна речовина порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого типу, за підвищеної ролі сапропелевого матеріалу. Вміст органічної речовини у породах від 0,4 до 3%, вміст хлороформенного бітумоїду 0,04-0,06%.

Прикладом може бути св. № 411-Північноминівська. Тут, у відкладах ХІІа МФГ авторами виділяється потужна глиниста товща (рисунок 74). Вона залягає в інтервалі глибин 3360-3640 м і представлена аргілітами темно-сірими, гідрослюдистими, з вуглефікованими рослинними рештками, ступінь катагенетичного перетворення яких досягає значення 1,0.

Рисунок 66 – Миргородсько-Ливенська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у нижньокам'яновугільних відкладах: 1 — ізогіпси покрівлі нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону, 2 — перспективна, 3 — високоперспективна.


2 0 2 4 6 км
-4000
-4400
-3200
-3000
-2800
-2400
-4000
-3800
-3600
-3200
-2800
-3400
-4200
-3000
-2600
-1800
-2600
-2400
-2200
-2000
-1000
-1400
-1800
-1600
-1400
-1300
-3000
-2400
-4000
-3600
-3200
-3000
-2600
-2400
-1600
-1400
-1400
-1200
-1000
-800
100-Зчп
2-Бояр
21-Зх-Мих

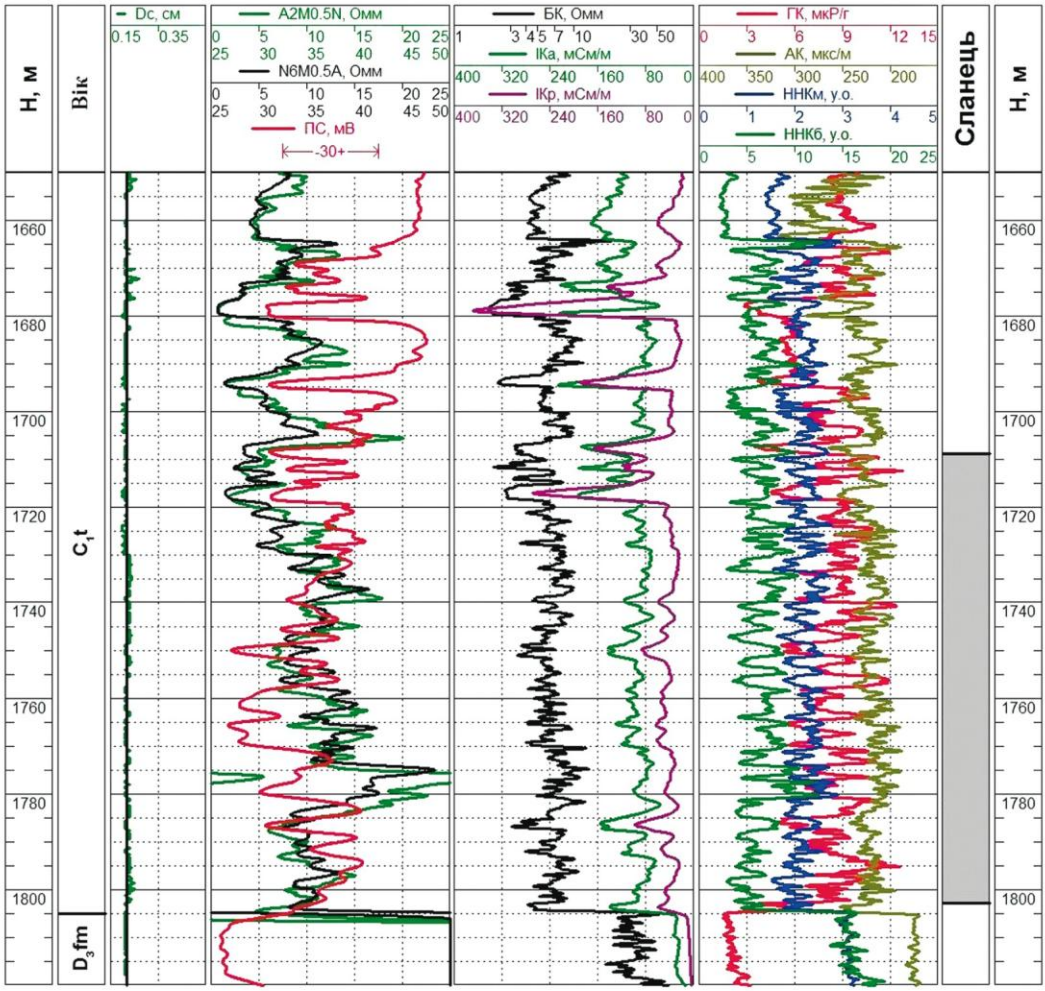


Рисунок 67 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 100-Зачепилівська (нижньокам'яновугільний мегакомплекс)

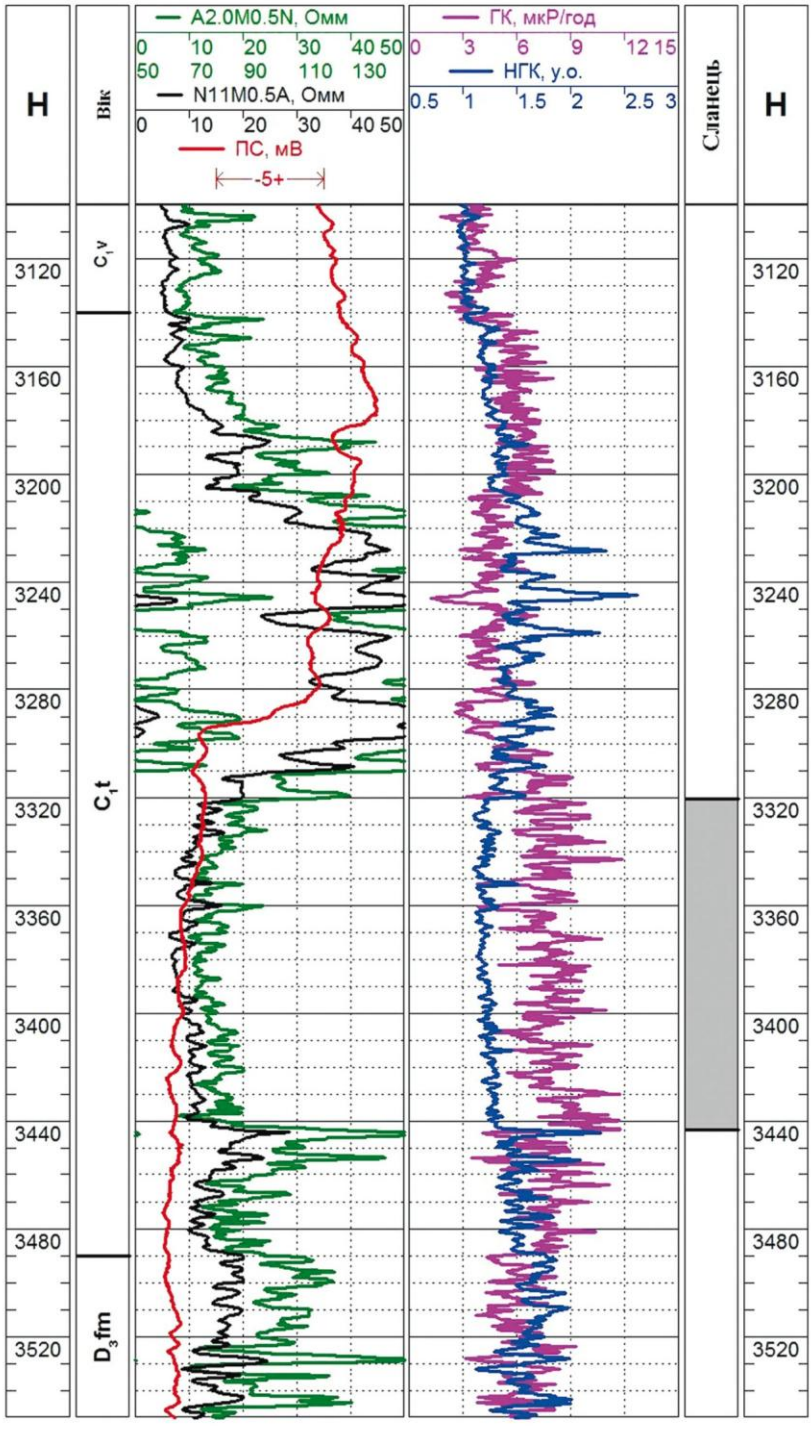
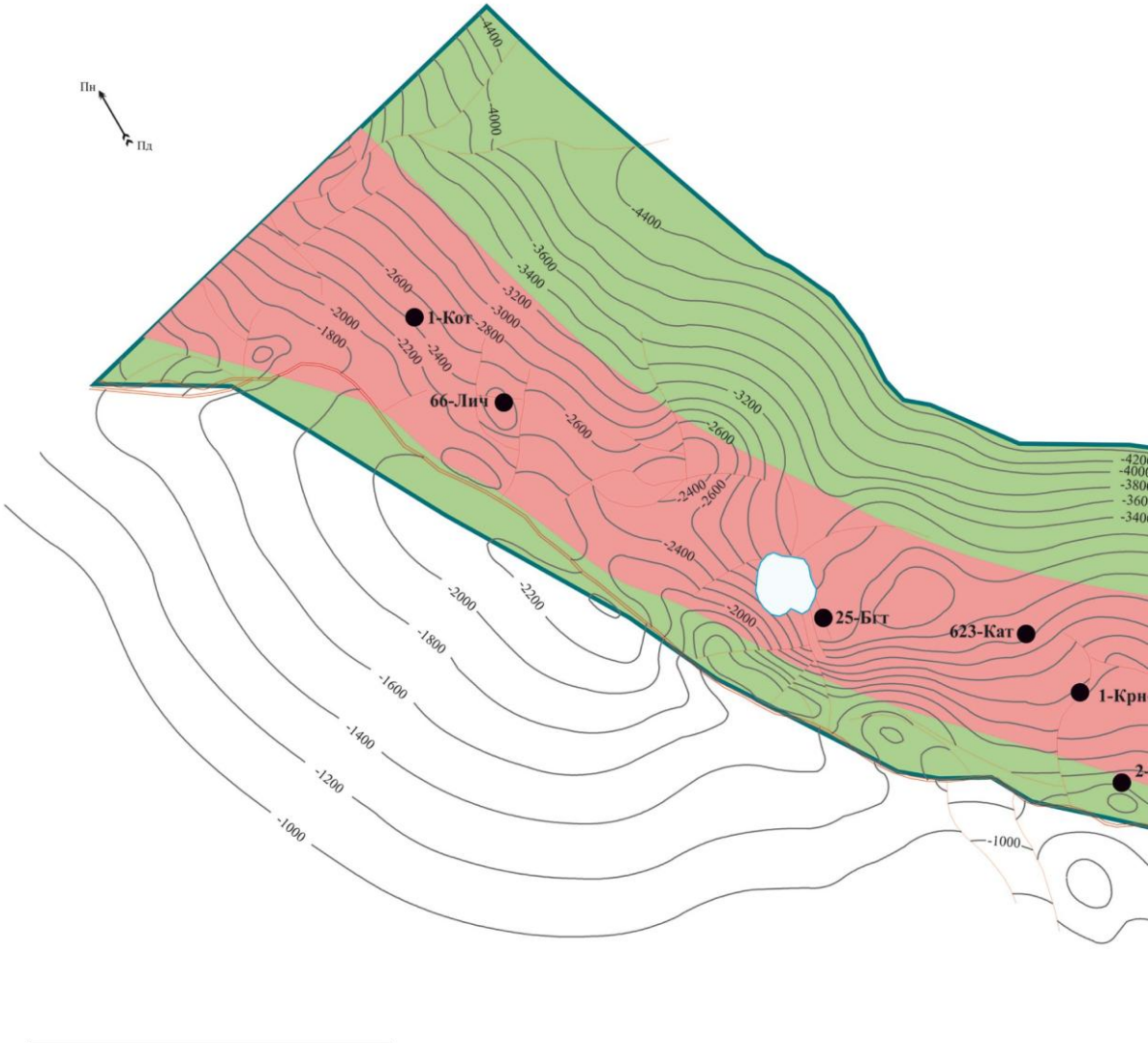


Рисунок 68 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Боярська (нижньокам'яновугільний мегакомплекс)



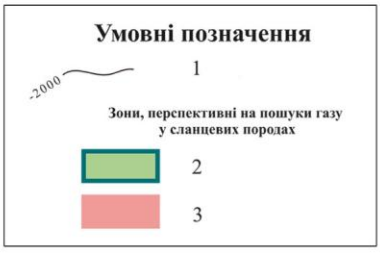
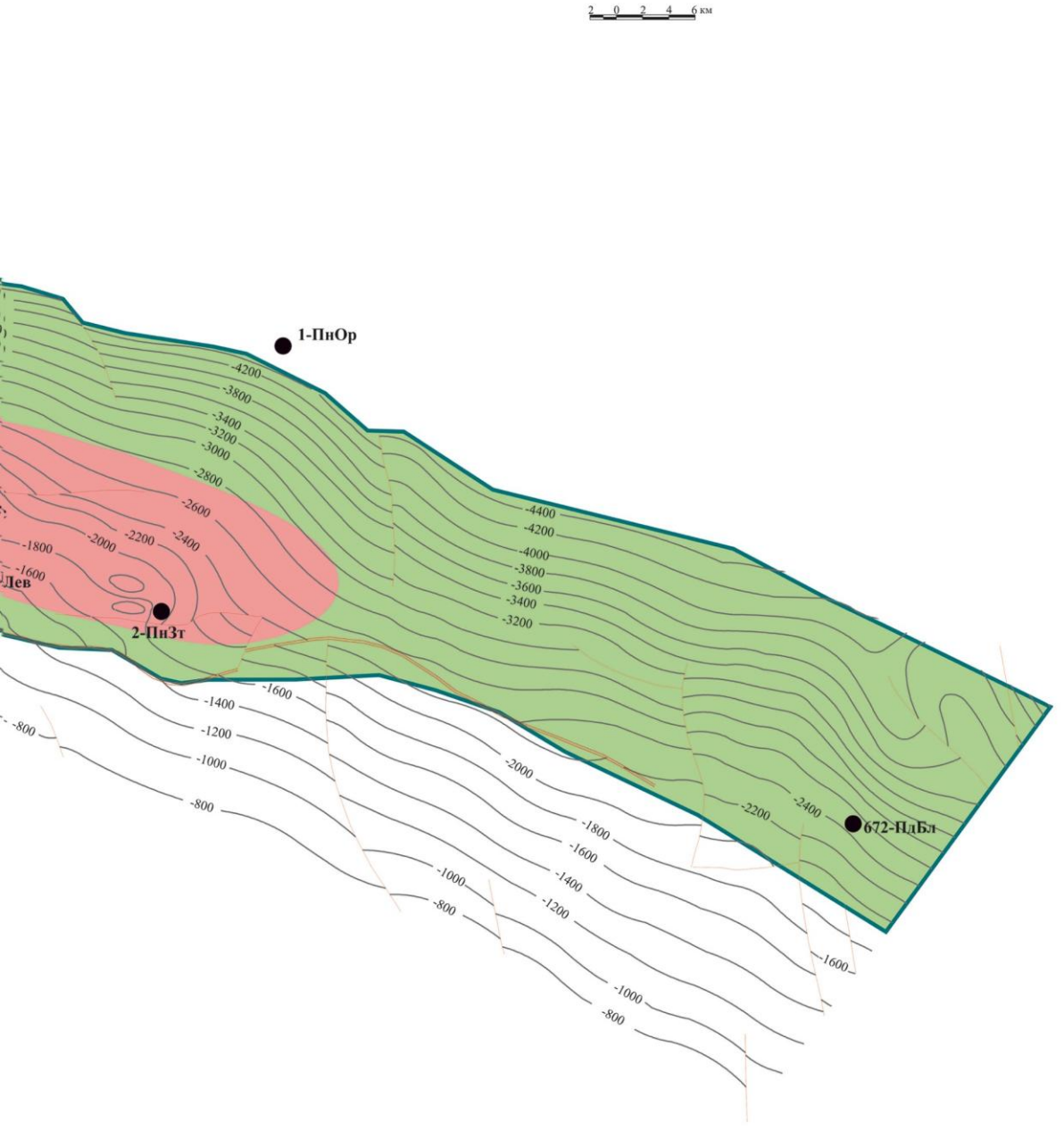


Рисунок 69 – Західно-Михайлівсько-Південно-Близнюківська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у нижньокам'яновугільних відкладах: 1 – ізогіпси покрівлі нижньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону, 2 – перспективна, 3 – високоперспективна.


2 0 2 4 6 км
1-ПнОр
2-ПнЗт
672-НдБл
Дев
-4200
-3800
-3400
-3200
-3000
-2800
-2600
-2400
-2200
-2000
-1800
-1600
-4400
-4200
-4000
-3800
-3600
-3400
-3200
-1600
-1400
-1200
-1000
-800
-2000
-1800
-1600
-1400
-1200
-1000
-800
-2200
-2400
-1600
-1000
-800

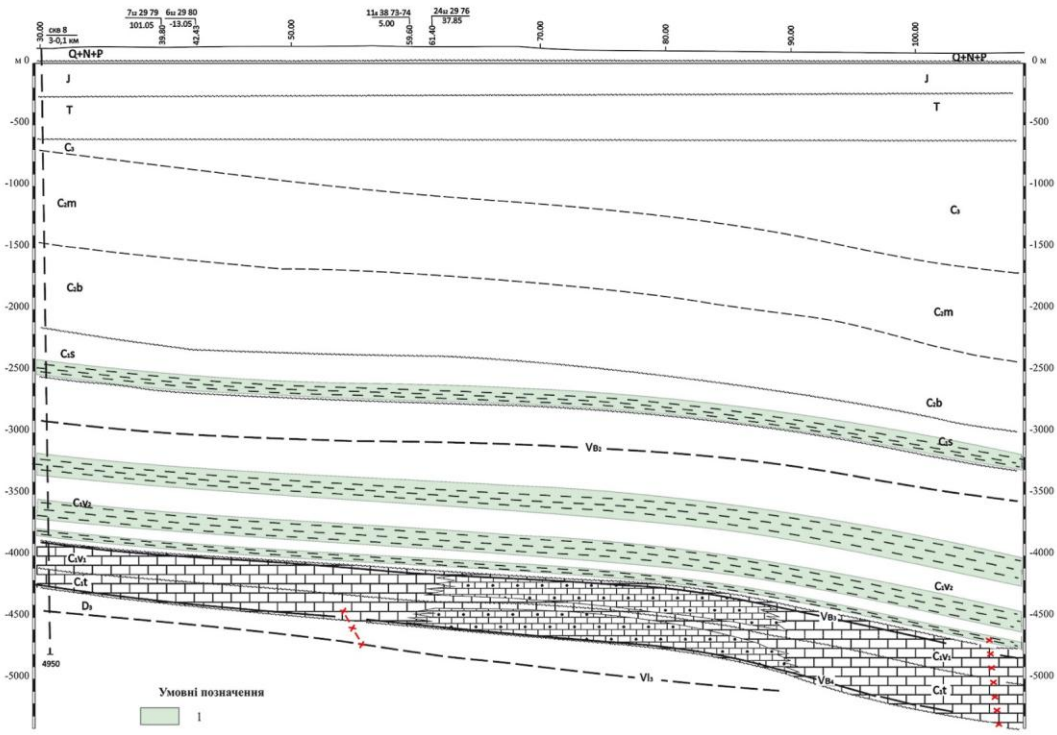


Рисунок 70 - Богатойська площа. Фрагмент профілю 3_{12} 29 79 - рівні розповсюдження сланцевих порід у нижньокам'яновугільних відкладах. 1 – перспективна сланцева товща

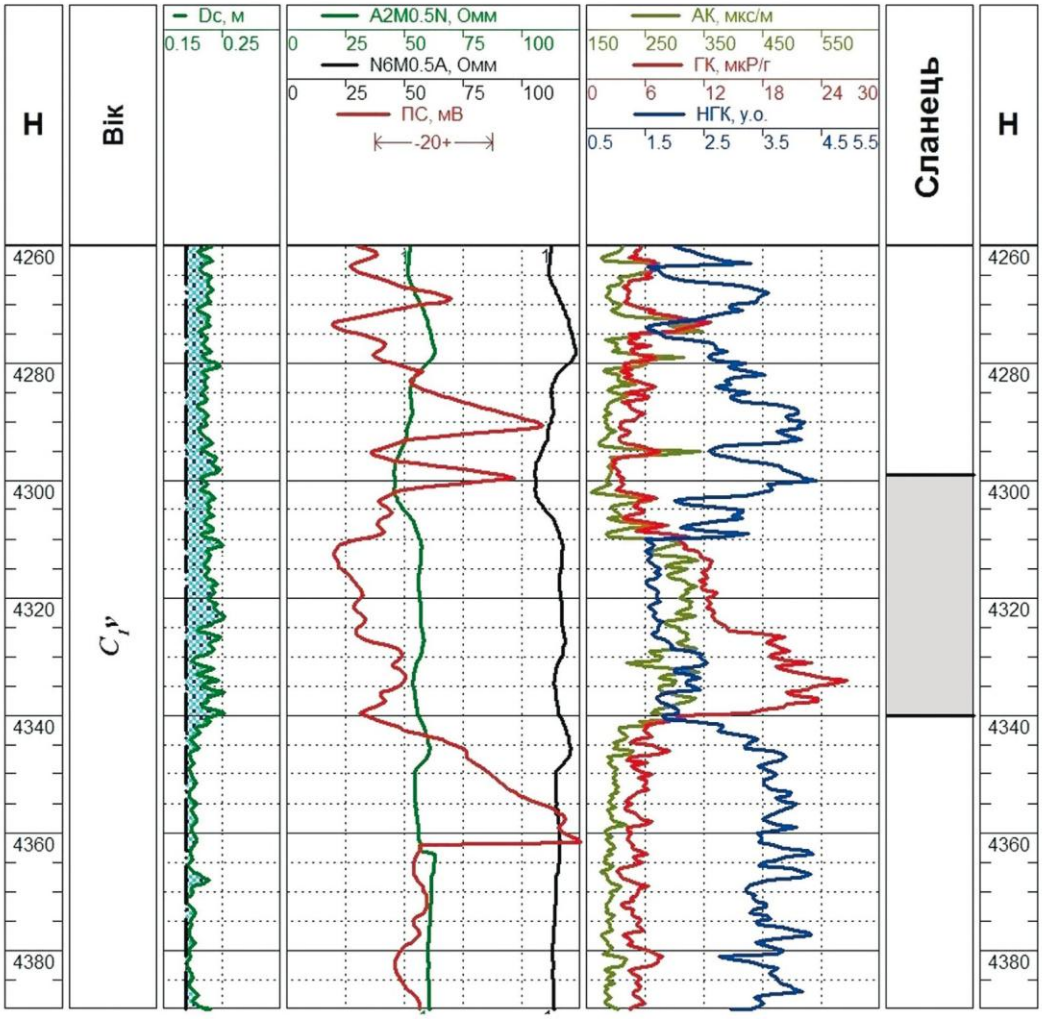


Рисунок 71 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 403-Богатойська (візейський комплекс).

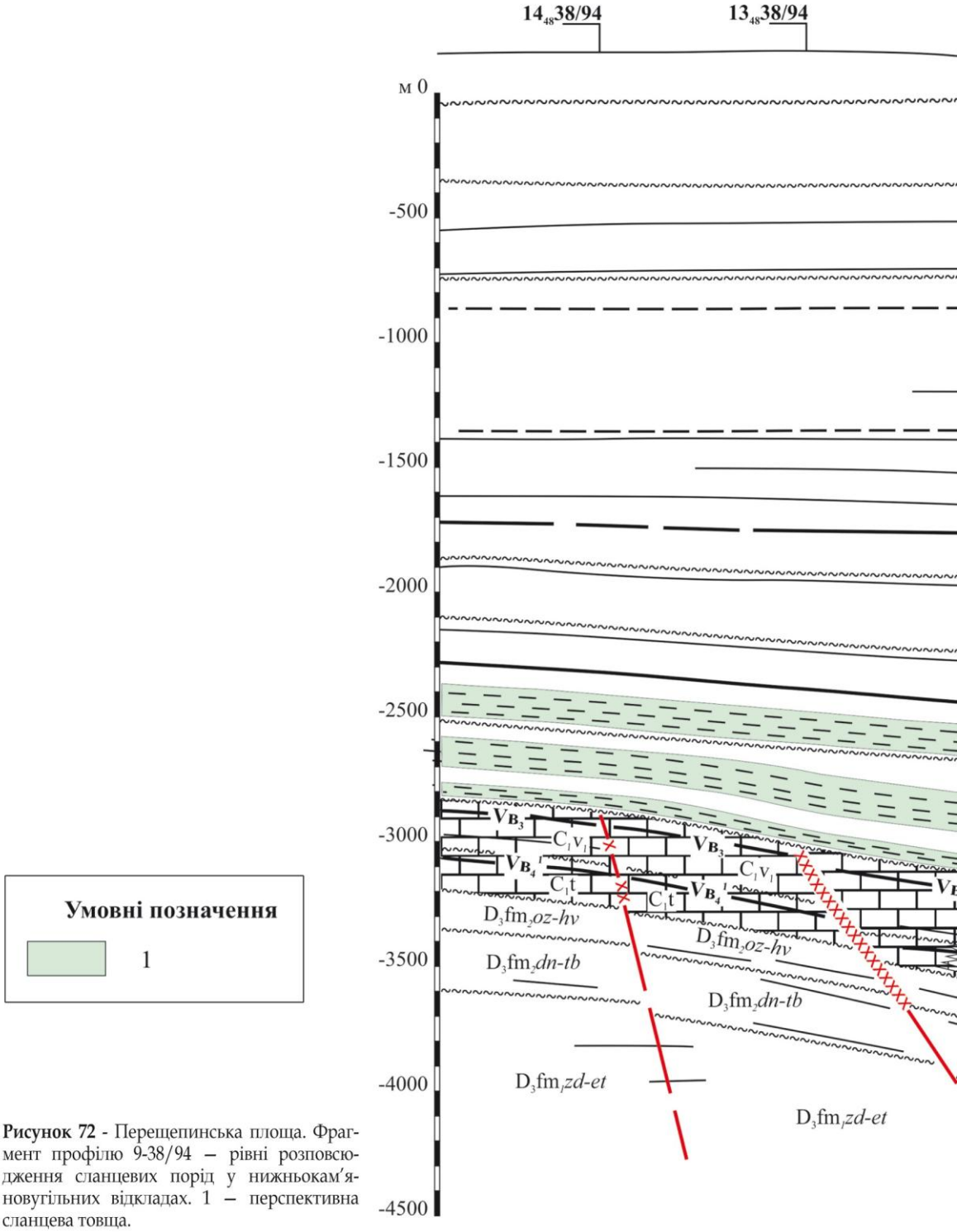
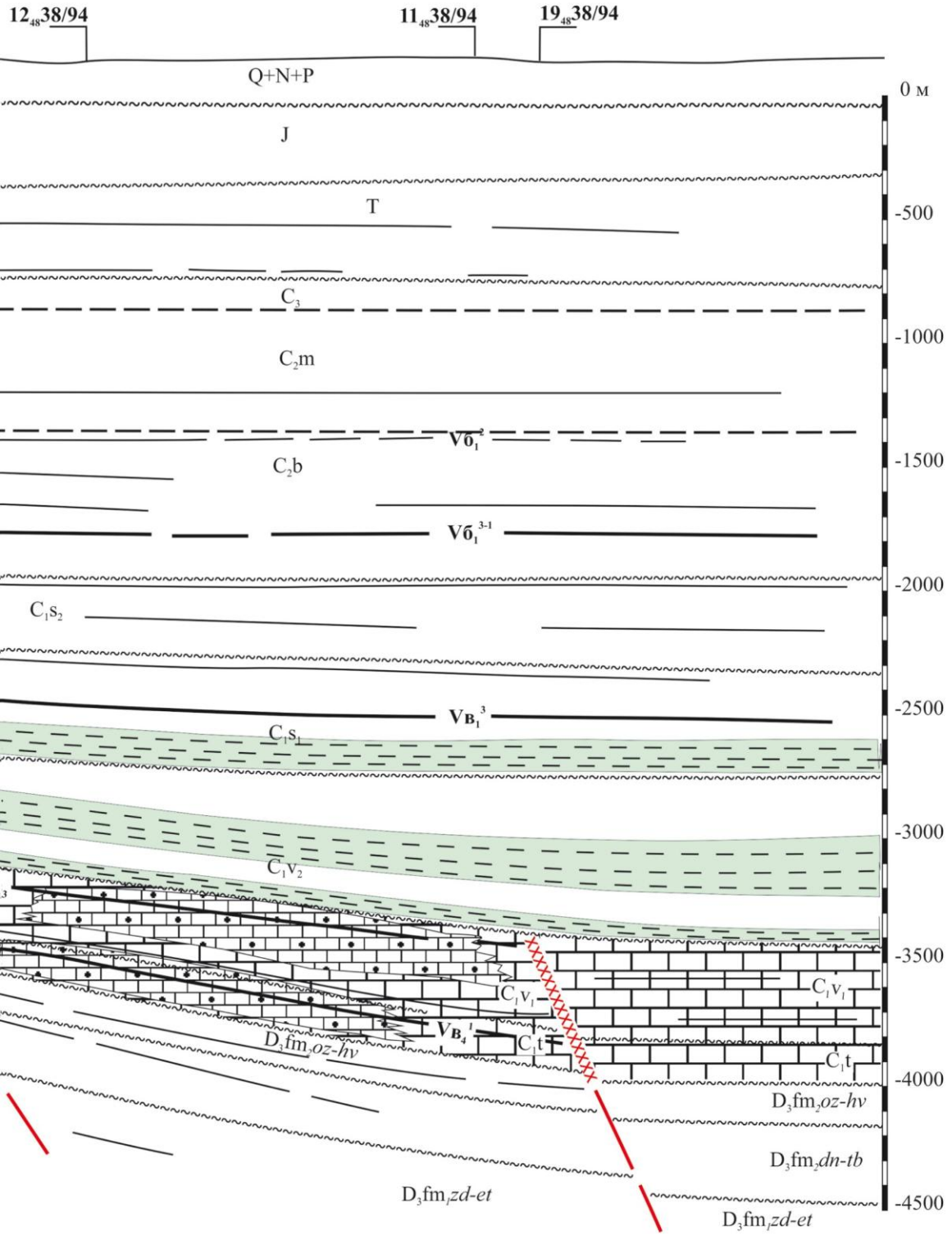


Рисунок 72 - Перещепинська площа. Фрагмент профілю 9-38/94 – рівні розповсюдження сланцевих порід у нижньокам'яновугільних відкладах. 1 – перспективна сланцева товща.


12 48 38/94
11 48 38/94
19 48 38/94
Q+N+P
0 м
J
T
-500
C3
-1000
C2m
Vб1 2
C2b
-1500
Vб1 3-1
-2000
C1s2
VB1 3
-2500
C1s1
-3000
C1v2
-3500
C1v1
C1v1
VB4 1
C1t
C1t
-4000
D3fm3oz-hv
D3fm2oz-hv
D3fm2dn-tb
D3fm1zd-et
-4500
D3fm1zd-et

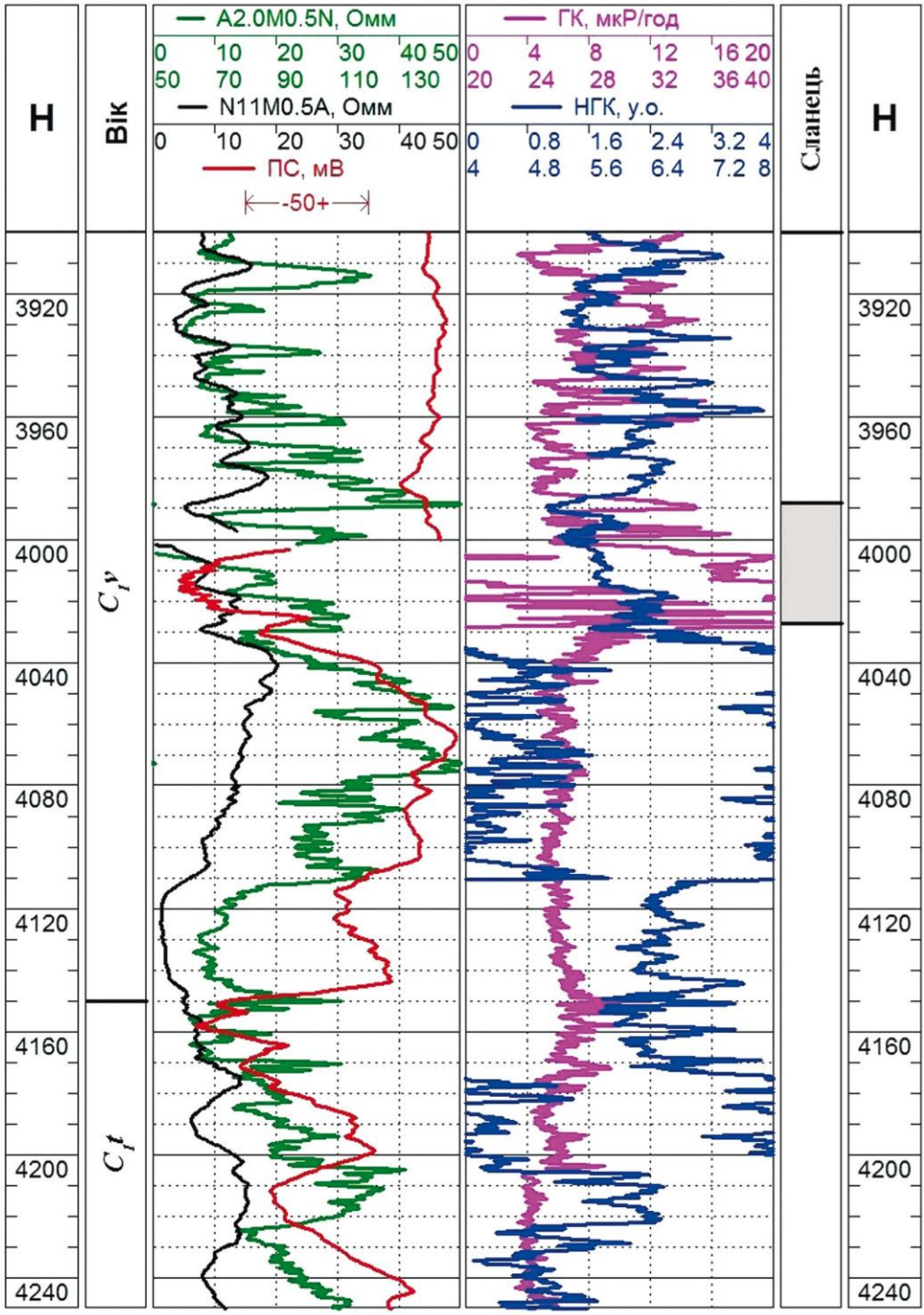


Рисунок 73 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 623-Катеринівська (візейський комплекс).

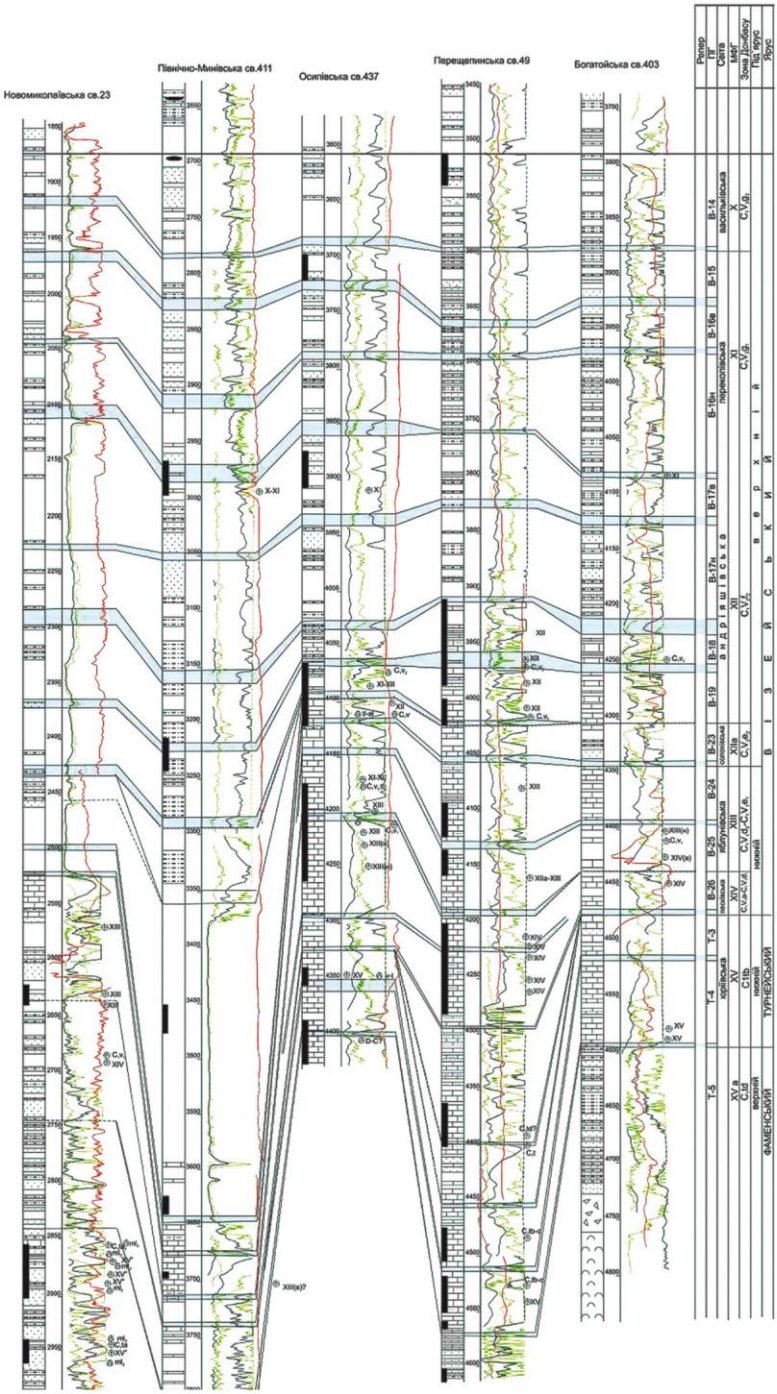


Рисунок 74 - Схема кореляції перспективних відкладів нижньокам'яновугільного мегакомплексу за лінією свердловин: № 23-Новомиколаївська – № 411-Північноминівська – № 437-Осипівська – № 49-Перещепинська – № 403-Богатойська.

Також, перспективні пачки за визначеними авторами критеріями виділено на Новомиколаївській площі.

Третій перспективний рівень — це відклади XII-XI МФГ. В межах виділеної перспективної зони найпривабливішою є Михайлівсько-Північноминівська ділянка. Тут авторами виділяються глинисті пачки товщиною від 30 м до 50-60 м, які можуть містити неконвенційний газ. У літологічному відношенні це переважно аргіліти темно-сірі до чорних, тонкогоризонтальношаруваті, різною мірою алевритисті, гідрослюдисті, частково піритизовані. Вміст $C_{орг}$ у цих відкладах змінюється від 1,1 до 2,6%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-1,0). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5%, концентрація сульфідної сірки до 0,8-1,7%. Органічна речовина порід змішаного гумусово-сапропелевого типу, за підвищеної ролі сапропелевого матеріалу. Вміст органічної речовини у породах від 0,3 до 2,5%, вміст хлороформенного бітумоїду коливається в межах від 0,01 до 0,1%.

Глибина залягання перспективних глинистих товщ в межах цієї зони від 1700 до 4500 м.

Прикладом розповсюдження таких пачок є св. № 1 на Керносівській площі (рисунок 75). Тут, у інтервалі глибин 2760-3360 м у верхньовізейському під'ярусі виділено 4 глинисті пачки товщиною від 60 до 70-80 м. Вони представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, прошарками алевритисті та вапнисті, тріщинуваті, неміцні, текстура шарувата, на поверхнях нашарування відзначаються відбитки рослинних залишків. Залишки дрібні, волокнисті, піритизовані, вуглефіковані, зустрічаються членики кріноідей та черепашки брахіопод.

Також, як приклад поширення сланцевих товщ, є св. № 2 на Левенцівській площі (рисунок 76). Тут, у інтервалі глибин 2000-2400 м у верхньовізейських відкладах авторами виділяються 2 пачки аргілітів товщиною 70 м і 90 м. Аргіліти темнокольорові, гідрослюдисті, з численними вуглефікованими рослинними рештками.

У св. № 411-Північноминівська також виділено 4 перспективні пачки з середньою товщиною близько 40 м, які відповідають визначеним вище критеріям. Глибина залягання цих пачок — 3100-3360 м.

Серпуховський ярус. Нижньосерпуховські відклади є перспективними на пошуки сланцевого газу в межах визначеної ділянки, починаючи від Кременівської площі і далі на південний схід до Затишнянської площі. Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів, іноді сидеритів або кам'яного вугілля.

Аргіліти темно-сірі, каолініт-гідрослюдисті, алевритисті, з вуглефікованими рослинними залишками. Вміст $C_{орг}$ у них коливається від 1,2 до 2,75%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-1,0). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5%, концентрація сульфідної сірки до 0,9-1,5%. Ці породи мають великі запаси генеруючої розсіяної органічної речовини, її вміст у породах від 0,2 до 2,5%. Вміст хлороформенного бітумоїда 0,04-0,06%, вміст вуглеводнів у ОР, в середньому, становить 1,1-2,3%.

У св. № 623-Катеринівська у розрізі нижньосерпуховських відкладів автори виділяють 6 перспективних глинистих пачок товщиною від 40 до 135 м (рисунок 77). Вони представлені аргілітами темно-сірими до чорних, середньої міцності, однорідними, з

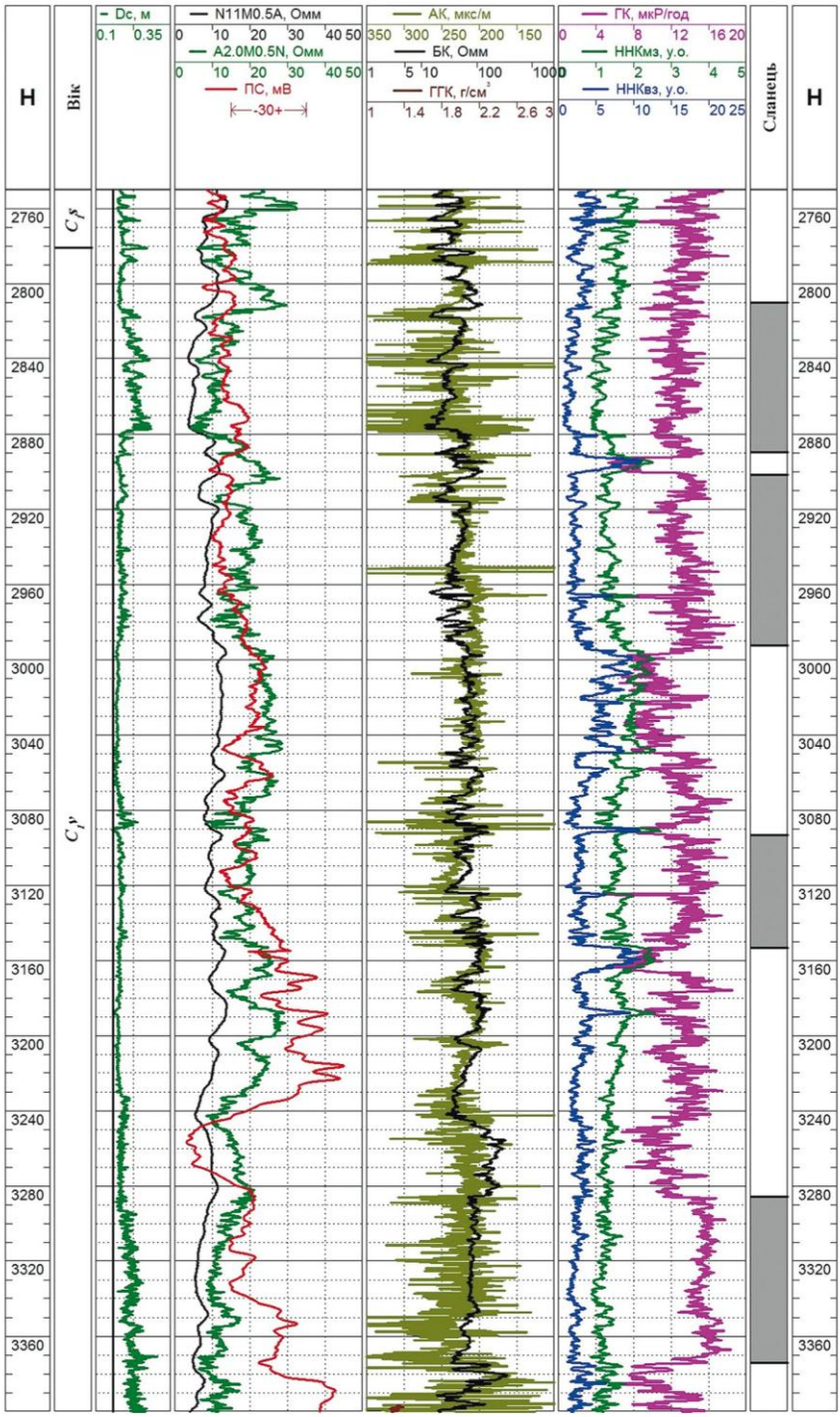


Рисунок 75 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Керносівська (візейський комплекс).

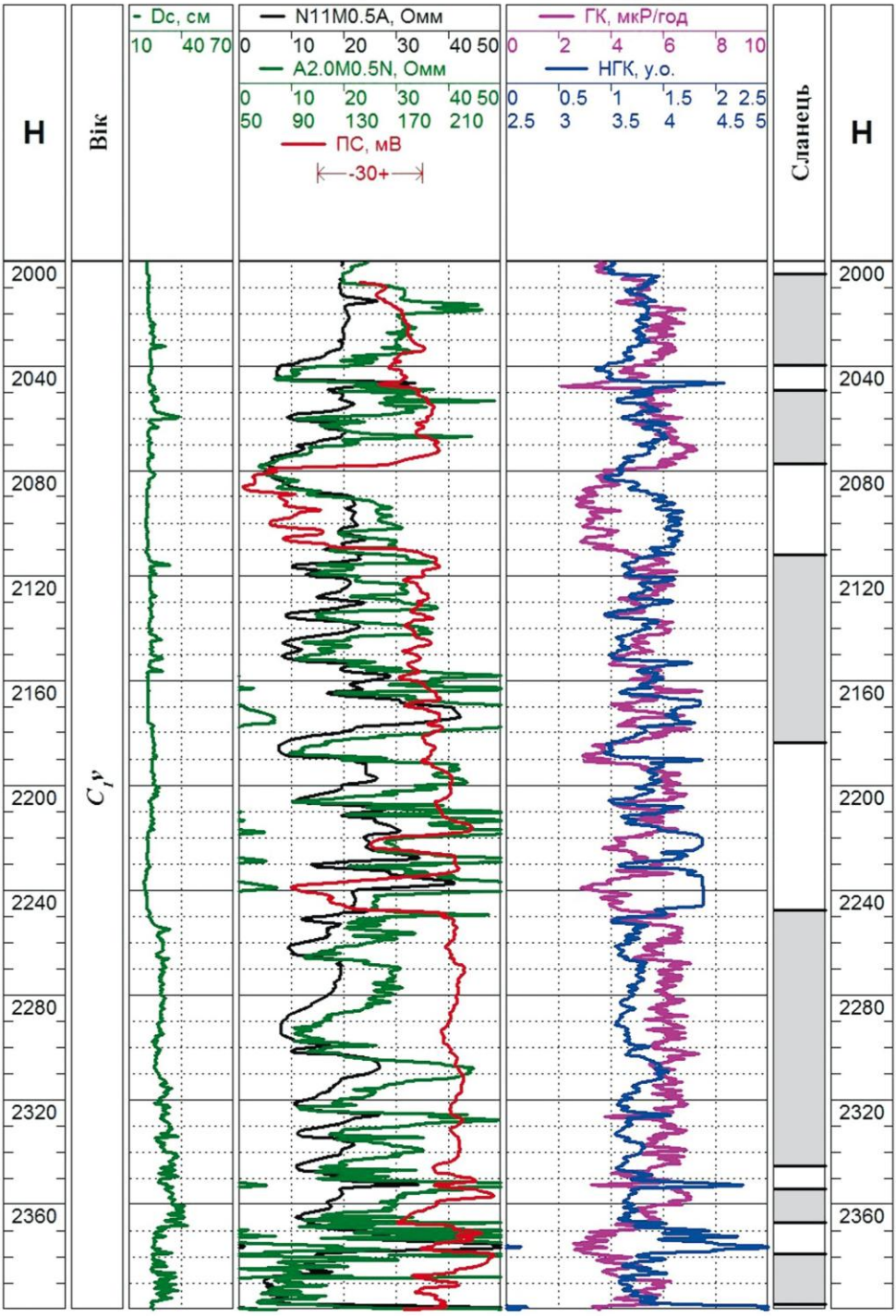


Рисунок 76 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Левенцівська (візейський комплекс).

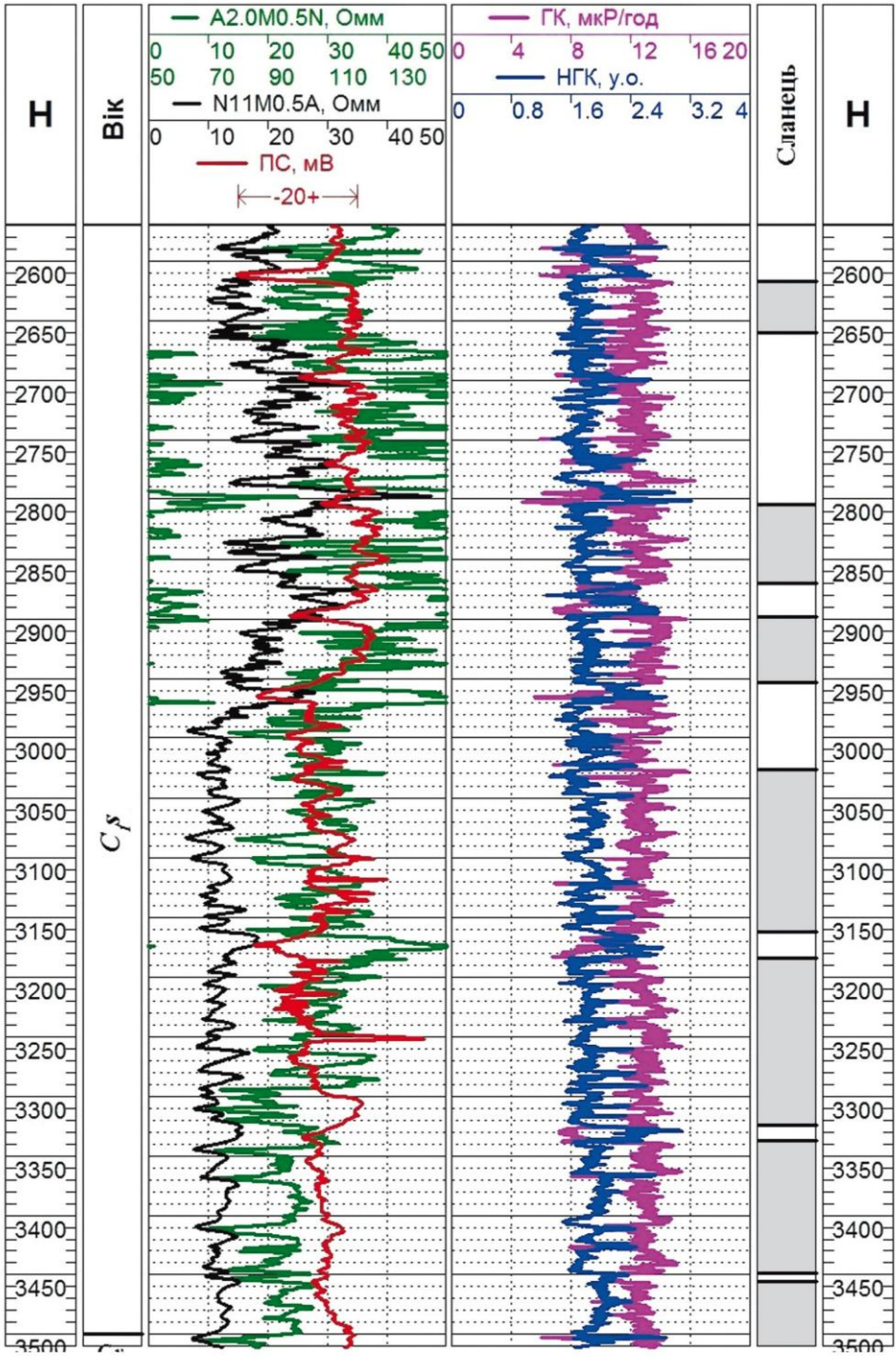


Рисунок 77 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 623-Катеринівська (серпуховський комплекс).

відбитками обвуглених рослин, іноді з вуглистими прошарками, слюдистими, іноді з дзеркалами ковзання, з включеннями сидериту та кварцу. Ступінь катагенетичного перетворення R^0 — 0,8-0,9. Глибина залягання перспективних пластів від 2600 до 3400 м.

Ще одним прикладом поширення сланцевих товщ у нижньосерпуховському розрізі є св. № 1-Керносівська (рисунок 78). Тут, на глибині 2120-2720 м авторами виділено 4 пачки глинистих порід товщиною від 40 м до 80-90 м, які представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів, сидеритів та кам'яного вугілля. Аргіліти чорні, не реагують з HCl, місцями алевритисті, текстура горизонтальношарувата, орієнтована під кутом 78°. Ступінь катагенетичних перетворень (R^0) змінюється від 0,8 до 0,9.

Також 6 перспективних глинистих пачок товщиною від 40 до 100 м виділено у розрізі нижньосерпуховського під'ярусу у св. № 2-Північнозатишнянська в інтервалі глибин 2120-2700 м (рисунок 79). У літологічному відношенні вони представлені аргілітами з прошарками алевролітів. Аргіліт темно-сірий, алевритовий, з HCl не реагує. Текстура субгоризонтальношарувата з елементами пологохвилястошаруватої. У породі відзначаються субвертикальні тріщини, дрібні вуглефіковані рештки та їх відбитки. Міцність породи середня.

Ступінь катагенетичних перетворень (R^0) змінюється від 0,9 до 1,1.

5.6 Римарівсько-Більська перспективна зона

Римарівсько-Більська перспективна зона розташована в межах північної прибортової частини ДДЗ (рисунок 80). Розміри зони становлять приблизно 54×18 км. Глибини залягання покрівлі відкладів нижнього карбону тут змінюються від 3000 м до 4000 м. На даній території у нижньокам'яновугільному мегакомплексі перспективними є декілька стратиграфічних підрозділів: верхньовізейський та нижньосерпуховський під'яруси.

Візейський ярус. Верхньовізейський під'ярус. За результатами проведених досліджень, у відкладах XII-XI МФГ виділено глинисті товщі, які можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу.

Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів. Аргіліти темнокольорові до чорних, гідрослюдисті, з обвугленими рослинними рештками, частково піритизовані. Вміст $C_{орг}$ у цих відкладах змінюється від 1,1 до 2,6%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5%, концентрація сульфідної сірки до 0,8-1,7%. Органічна речовина порід змішаного гумусово-сапропелевого типу, за підвищеної ролі сапропелевого матеріалу. Вміст органічної речовини у породах від 0,3 до 2,5%, вміст хлороформенного бітумоїду коливається в межах від 0,01 до 0,1%.

Товщина перспективних глинистих товщ коливається в межах від 30-40 м до 70-80 м. Глибина їх залягання на цій території від 3800 до 4400 м.

Так, наприклад, у св. № 470-Більська (інт. 4370-4440 м) у продуктивних горизонтах В-20 та В-19 виділяється глиниста пачка, яка представлена аргілітами темно-сірими до чорних, тонкогоризонтальношаруватими, різною мірою вапнистих, гідрослюдистих. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини близько 1,0.

Серпуховський ярус. Нижньосерпуховський під'ярус. За результатами прове-

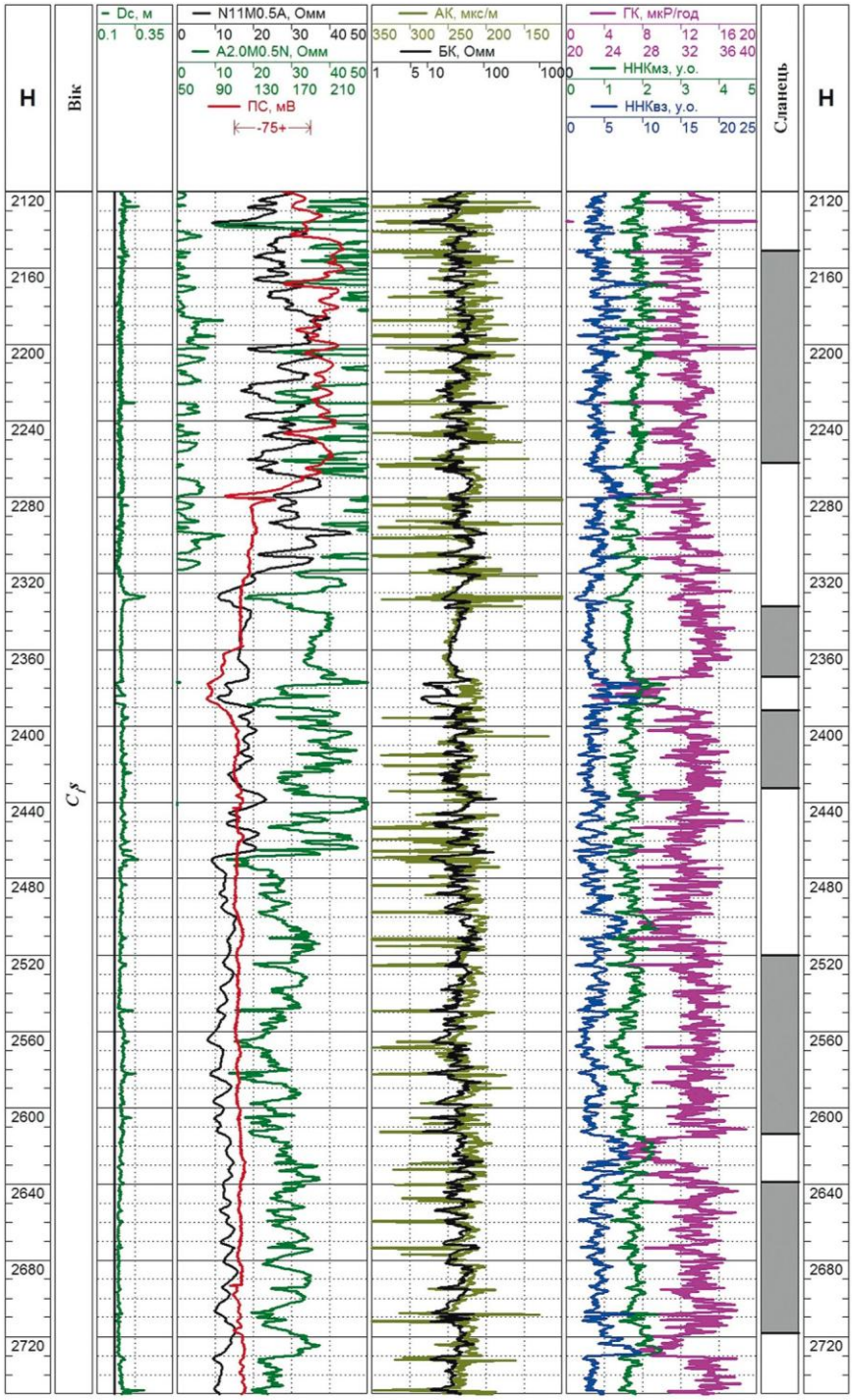


Рисунок 78 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Керносівська (серпуховський комплекс)

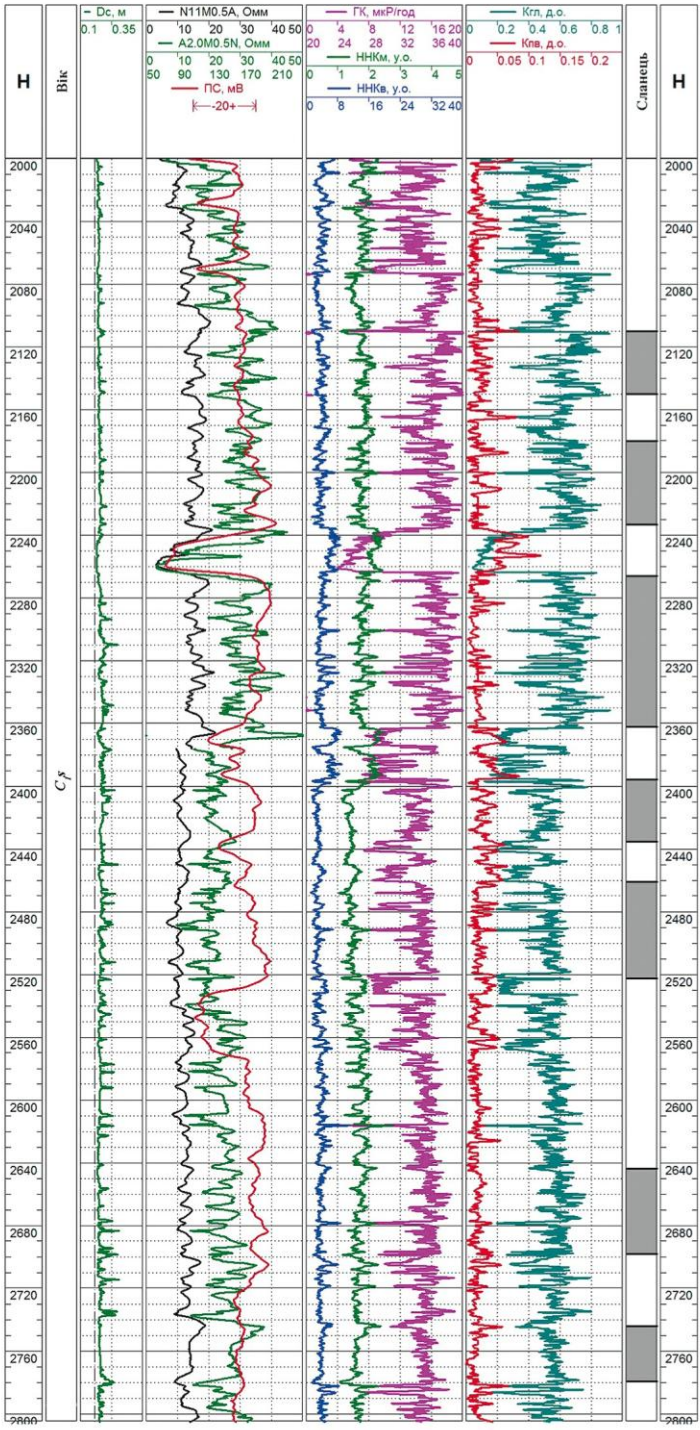


Рисунок 79 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Північно-Затишнянська (серпуховський комплекс)

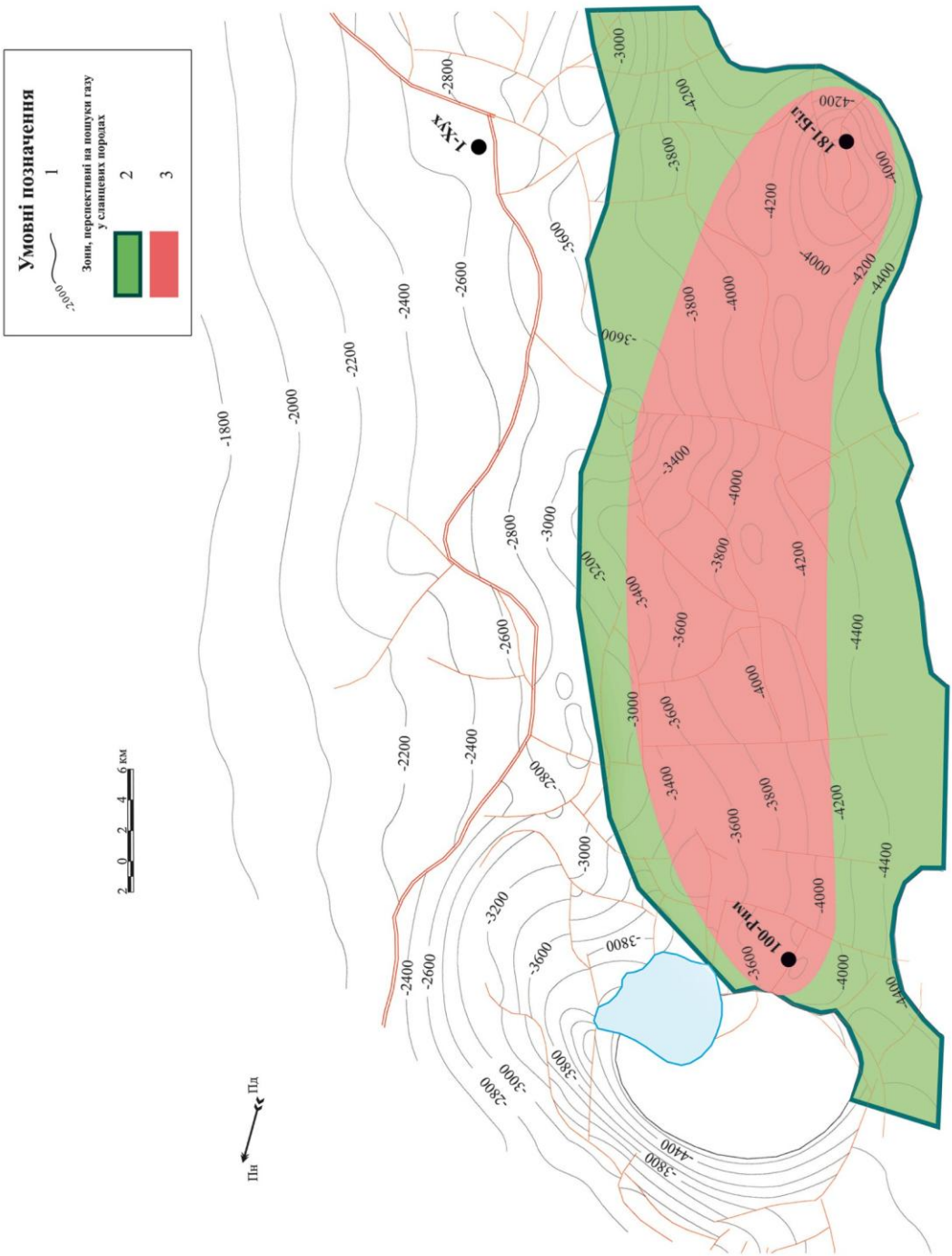


Рисунок 80 – Римарівсько-Більська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у нижньокам'яновугільних відкладах.

дених досліджень встановлено, що у цій зоні найперспективнішими є саме відклади ранньосерпуховського віку.

У розрізі нижньосерпуховського під'ярусу виділяються перспективні глинисті товщі, які представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів, іноді сидеритів та кам'яного вугілля.

Аргіліти темно-сірі каолініт-гідрослюдисті, алевритисті, з багаточисленними вуглефікованими рослинними рештками. Вміст $C_{орг}$ у них коливається від 1,2 до 2,75%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів до 3,5%, концентрація сульфідної сірки до 0,9-1,5%. Ці породи мають великі запаси генеруючої органічної речовини у вигляді розсіяної ОР. Її вміст у породах від 0,2 до 2,5%, вміст хлороформенного бітумоїда 0,04-0,06%, вміст вуглеводнів у ОР в середньому становить 1,1-2,3%.

Так, наприклад, у св. № 184-Більська (інт. 3900-4090 м) авторами виділено 3 перспективні глинисті пачки товщиною від 30 до 90 м (рисунок 81). Вони представлені темно-сірими переважно гідрослюдистими аргілітами, які мають вміст $C_{орг}$ 2-2,5% та ступінь катагенезу від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-0,95).

У св. №100-Римарівська у розрізі нижньосерпуховських відкладів виділено 2 перспективні глинисті пачки у інтервалі 4030-4230 м товщиною 40 м та 55 м (рисунок 82). Вони також представлені темнокольоровими гідрослюдистими аргілітами зі ступенем катагенетичного перетворення (R^0) від 0,8 до 1,0.

5.7 Веселівсько-Новомечебилівська перспективна зона

Веселівсько-Новомечебилівська перспективна зона розташована на південному сході приосьової частини Дніпровсько-Донецької западини (рисунок 83). Розміри зони становлять приблизно 64×31 км. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів середнього карбону тут змінюються від мінус 1000 м до мінус 4200 м. За результатами проведених досліджень встановлено, що в межах цієї зони перспективи пошуків сланцевого газу у середньокам'яновугільних відкладах пов'язуються з двома стратиграфічними підрозділами: верхньобашкирським та нижньосерпуховським під'ярусами.

Башкирський ярус. Верхньобашкирський під'ярус. За результатами проведених досліджень, у розрізі верхньобашкирського під'ярусу у цій зоні авторами виділяються від 2 до 6 перспективних глинистих товщ товщиною від 40-50 м до 70-90 м. Вони представлені переважно аргілітами.

Аргіліти темнокольорові, від сірих до темно-сірих, гідрослюдисті та каолініт-гідрослюдисті, алевритисті, збагачені вуглефікованим рослинним детритом. Вміст $C_{орг}$ у них коливається від 1,25 до 2,65%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 1,1-1,5). Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів до 3,0%, концентрація сульфідної сірки до 1,25%. Органічна речовина порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах в середньому 0,75%, вміст хлороформенного бітумоїду від 0,03% до 0,05%.

Глибина залягання перспективних глинистих товщ на цій ділянці у верхньобашкирському під'ярусі коливається в межах від 3200 до 4500 м.

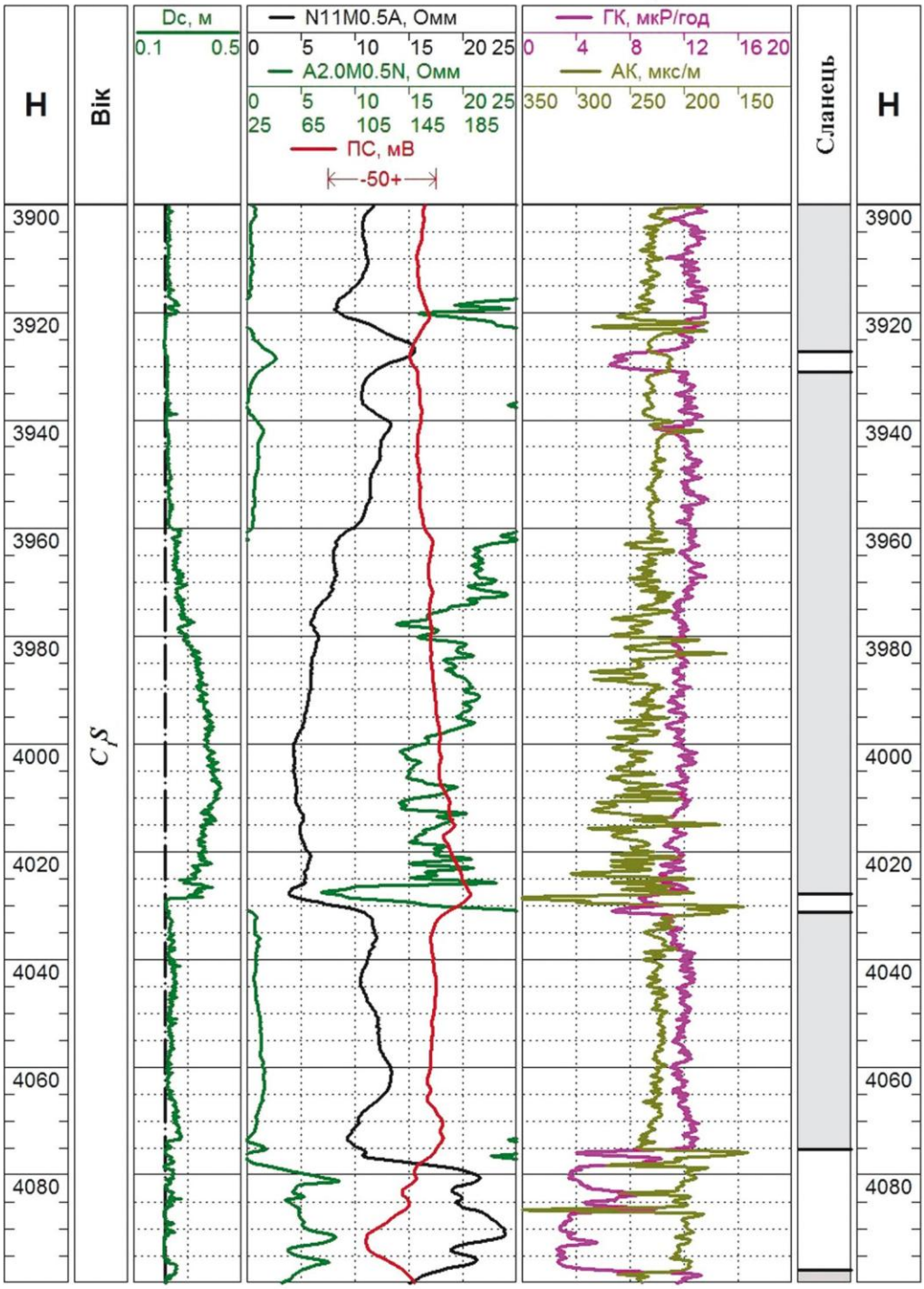


Рисунок 81 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 184-Більська (серпуховський комплекс)

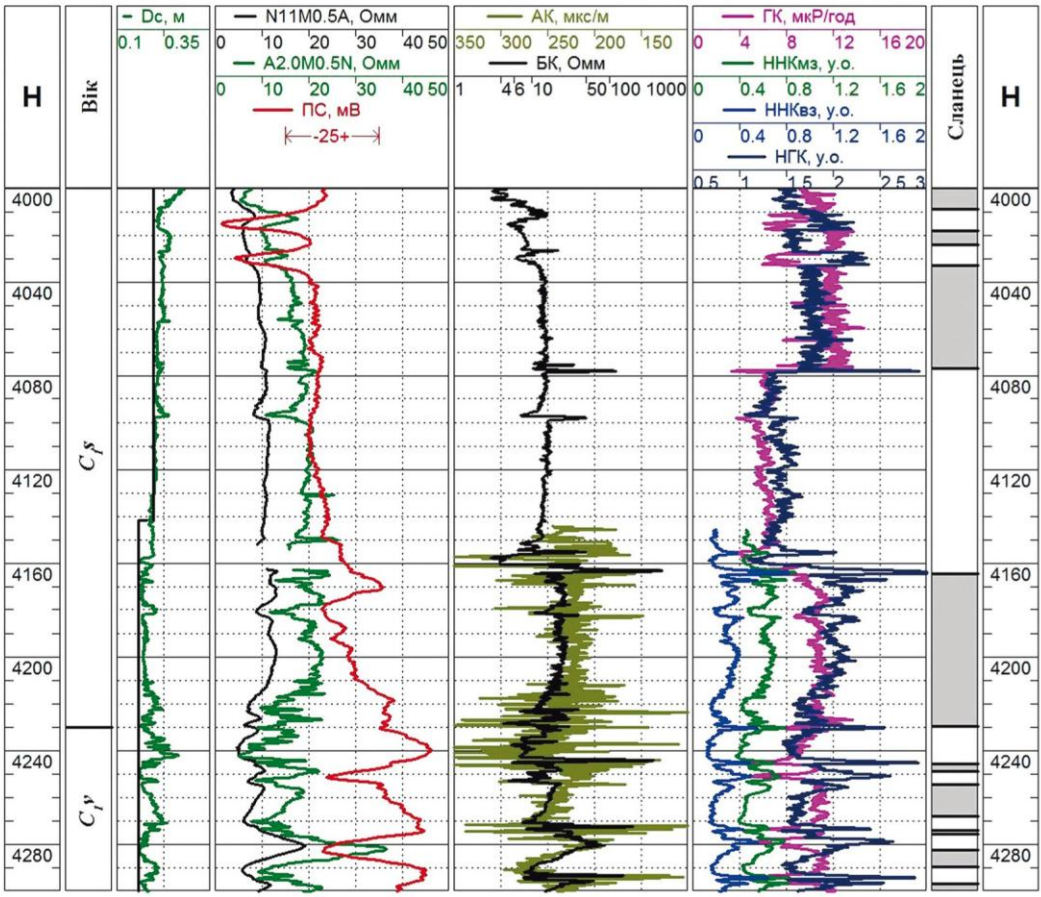


Рисунок 82 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 100-Римарівська (серпуховський комплекс)

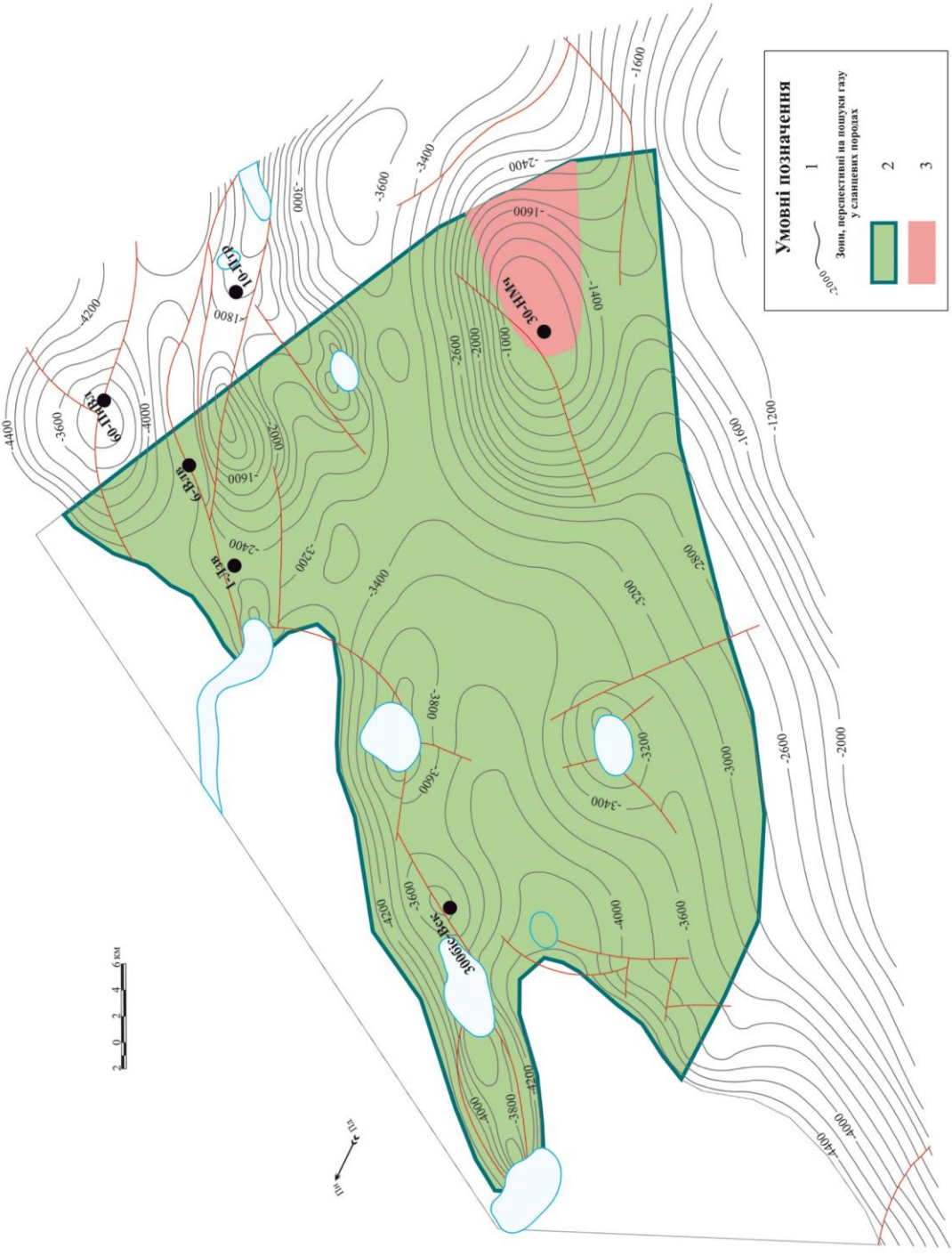


Рисунок 83 - Веселівсько-Новомечебилівська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у середньокам'яновугільних відкладах: 1 – ізогіпси покрівлі московського ярусу середнього карбону, 2 – перспективна, 3 – високоперспективна.

Прикладом розповсюдження глинистих пачок може слугувати св. № 300-біс на Веселівській площі (рисунок 84). Тут, автори виділяють 3 таких пачки товщиною від 40 до 80 м. Вони представлені переважно аргілітами з прошарками алевролітів. Аргіліти чорні, вуглисті, не реагують з HCl. Текстура неясна, можливо грудкувата, іноді горизонтальношарувата, за нашаруванням зустрічаються дзеркала ковзання, відбитки рослин та вуглефікований рослинний детрит. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини 1,1-1,3.

Московський ярус. За результатами проведених досліджень, у розрізі московського ярусу у Веселівсько-Новомечебилівській перспективній зоні виділено до 10 перспективних глинистих пачок різної товщини (від 50-60 м до 140-160 м), з якими можуть бути пов'язані поклади сланцевого газу. Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів.

Аргіліти від сірих до темно-сірих, гідрослюдисті, часто алевритисті, з багаточисленними вуглефікованими залишками рослин. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини цих порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Вміст $С_{орг}$ у середньому змінюється від 1,15 до 2,25%. Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 2,5–3,0%, концентрація сульфідної сірки до 0,95%. Органічна речовина порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого та гумітового типів.

Вміст органічної речовини у породах в середньому 0,75%, вміст хлороформенного бітумоїда в середньому 0,04%, вміст вуглеводнів в ОР змінюється близько 0,2%.

Глибина залягання перспективних глинистих товщ коливається в межах від 2200 до 4000 м.

Як прикладом можна розглянути розріз св. № 300-біс на Веселівській площі (рисунок 85). Тут, у інтервалі глибин 3000-3900 м у розрізі московського ярусу авторами виділяється 3 глинистих товщі від 70 до 150 м, які можуть бути перспективними на пошуки сланцевого газу. У літологічному відношенні – це переважно аргіліти з незначними прошарками глинистих алевролітів. Аргіліти темнокольорові до чорних, гідрослюдисті, алевритисті, не реагують з HCl. Текстура горизонтальношарувата. Збагачені вуглефікованим рослинним детритом. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини 1,0-1,1.

5.8 Червонодонецько-Дробишівська перспективна зона

Червонодонецько-Дробишівська перспективна зона розташована на сході північно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини (рисунок 86). Розміри зони становлять приблизно 110×20 км. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів середнього карбону тут змінюються від мінус 1000 м до мінус 3600 м. Перспективними на пошуки сланцевого газу у цій зоні є наступні стратиграфічні підрозділи: верхньобашкирський та нижньосерпуховський під'яруси.

Башкирський ярус. Верхньобашкирський під'ярус. За результатами проведених досліджень, у розрізі верхньобашкирських відкладів авторами виділено від 3 до 5 перспективних на пошуки сланцевого газу глинистих товщ. Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів, а іноді вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, гідрослюдисті, іноді алевритисті та вапнисті, часто з вуглефікованими рослинними рештками. Вміст $С_{орг}$ у них в основному від 1,1 до 2,70%.

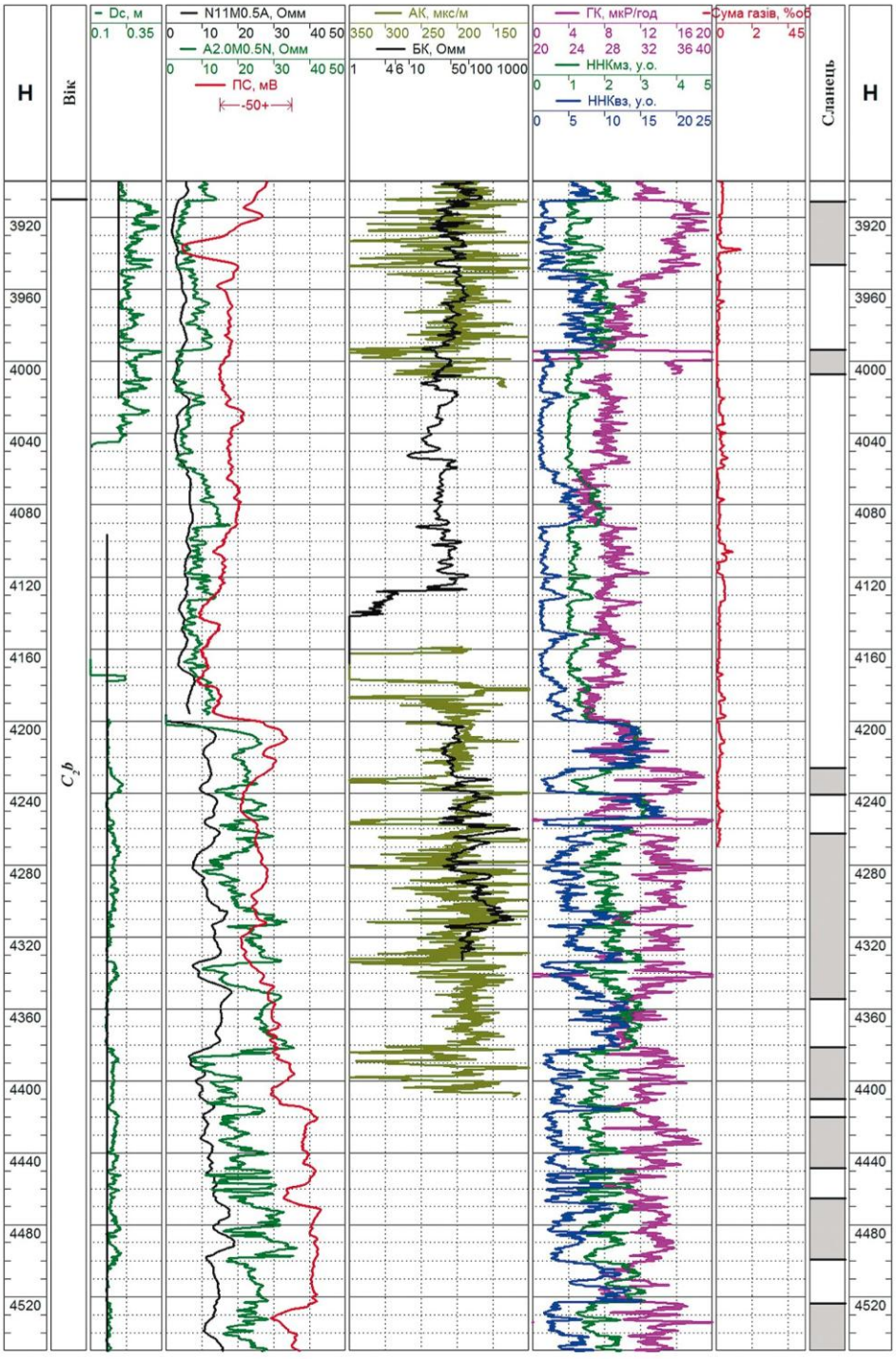


Рисунок 84 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 300-біс-Веселівська (башкирський комплекс).

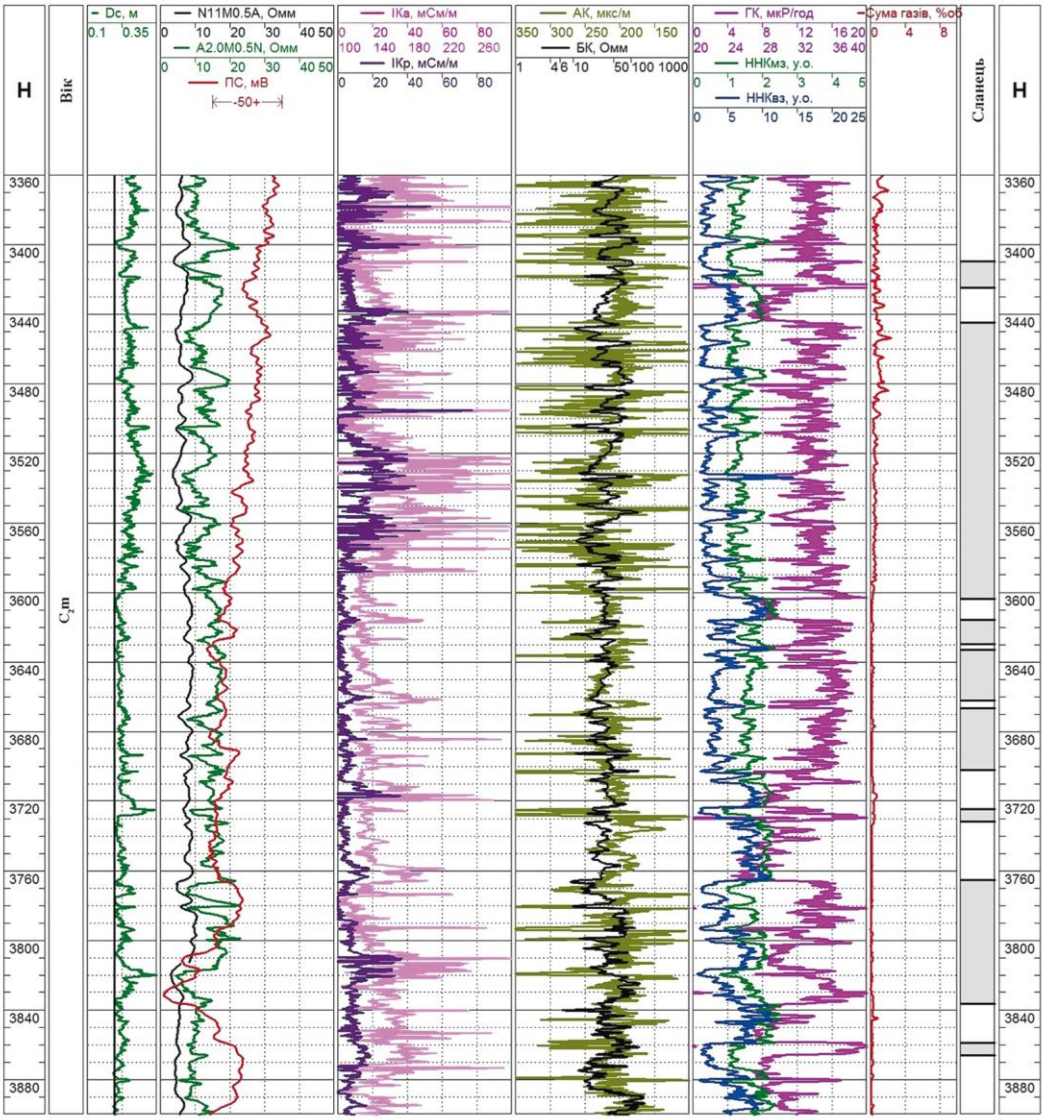


Рисунок 85 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 300-біс-Веселівська (московський комплекс).

Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-1,1). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 2,5-3,0%, концентрація сульфідної сірки до 0,9-1,5%. Органічна речовина порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого типу, із вмістом гумітів 40-60%. Вміст органічної речовини у породах від 0,1 до 5,6%, в середньому 0,6-0,9%, вміст хлороформенного бітумоїда від слідів до 0,10%, частіше 0,03-0,05%, вміст вуглеводнів у ОР змінюється від 0,1 до 0,3%.

Товщина перспективних глинистих пачок від 40 до 70 м. Глибини залягання перспективних глинистих товщ коливаються в межах від 3000 до 4500 м.

В межах цієї ділянки у св. № 677 на Тернівській площі (рисунок 87) в розрізі верхньобашкирського під'ярусу виділено 3 перспективні глинисті пачки товщиною 50-60 м. Вони представлені переважно аргілітами. Аргіліт чорний, алевритистий, не скипає з HCl. Текстура полого-хвиляста та горизонтально-шарувата з кутом 73-76° до вісі керна. Міцність змінюється від середньої до низької. Місцями помітний різного розміру рослинний детрит, іноді піритизований. Зустрічаються поодинокі відбитки цілих складних листів папоротевих. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини досягає значення 0,9-1,0. Глибина залягання перспективних пластів від 3600 до 4000 м.

Також перспективні глинисті пачки товщиною 50-60 м виділено у св. № 1-Медвежанська (рисунок 88). Вони представлені аргілітами темнокольоровими, гідрослюдистими, алевритистими, з вуглефікованими рослинними рештками. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини змінюється від 1,0 до 1,2. Глибина залягання перспективних пластів від 3600 до 4200 м.

Московський ярус. За результатами проведених досліджень у розрізі московського ярусу авторами виділяються від 6 до 12 перспективних на пошуки сланцевого газу глинистих пачок. Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів, а іноді вапняків.

Аргіліти мілководно-морського генезису, сірі та темно-сірі, шаруваті та грудкуваті, гідрослюдисті з частими рослинними рештками та тонкими прошарками вугілля. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини цих порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-1,0). Вміст Сорг в основному змінюється від 1,05 до 2,3%. Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів до 2,5%, концентрація сульфідної сірки до 0,8-1,5%. Органічна речовина порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого та гумітового типів. Вміст органічної речовини у породах в середньому 0,6-0,9%, вміст хлороформенного бітумоїда 0,03-0,05%, вміст вуглеводнів в ОР змінюється від 0,1 до 0,3%.

Типовим прикладом наявності перспективних на сланцевий газ утворень у середньокам'яновугільному комплексі може служити розріз свердловини №4-Дробишівська (рисунок 89), в якому в інтервалі глибин 2420-3950 м виділяється 9 глинистих пачок, які можуть бути об'єднані в 6. Товщина перспективних прошарків коливається від 20 до 100 м.

В літологічному відношенні перспективні на сланцевий газ породи частково охарактеризовані в св. № 637-Дробишівська. Відклади представлені тонковідмученими аргілітами з прошарками дрібнозернистого алевроліту. За складом аргіліти серицитово-гідрослюдисті з включеннями тонкорозсіяного піриту і мілкого вуглистого детриту.

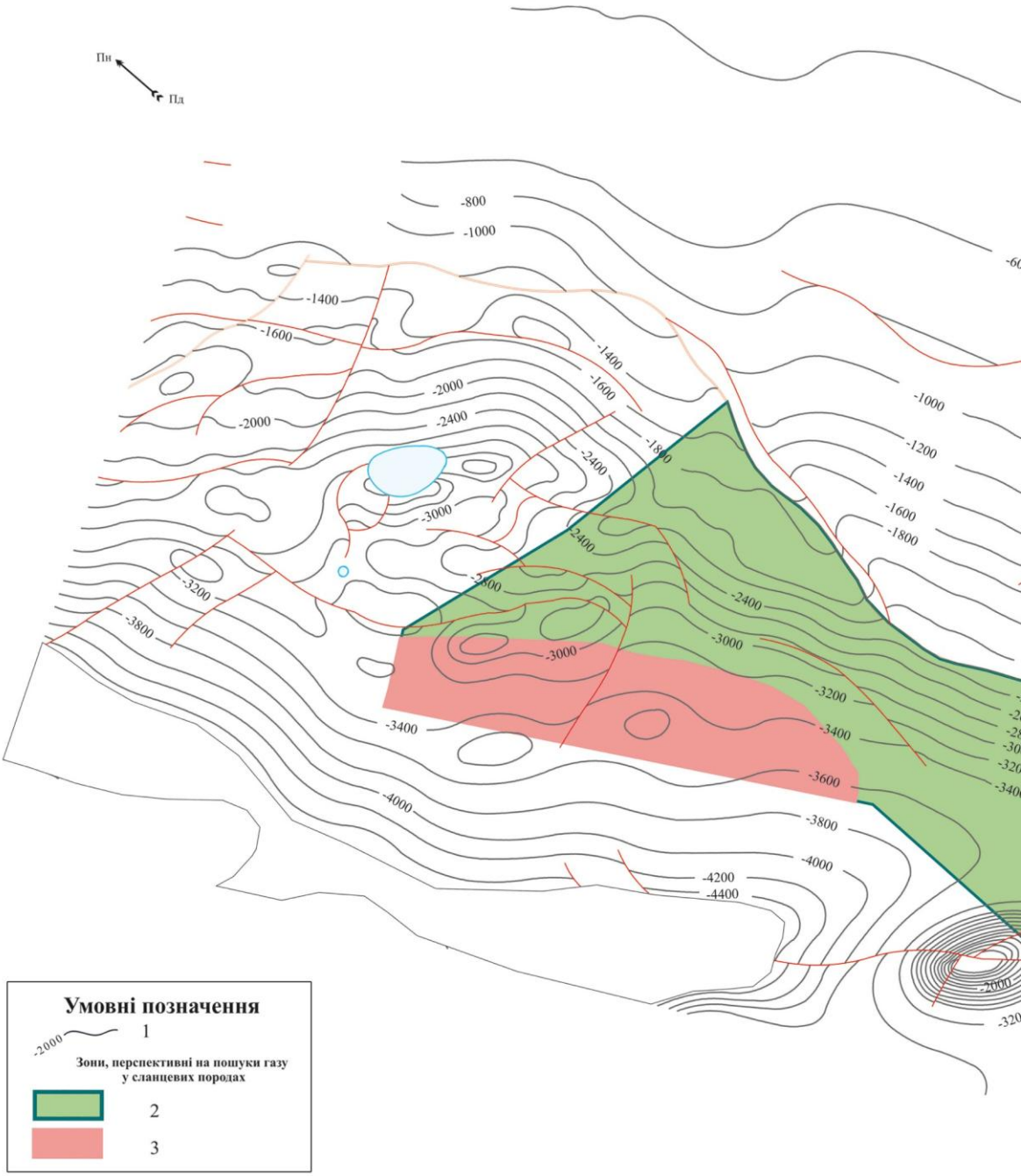


Рисунок 86 – Червонодонецько - Дробишівська зона, яка перспективна на пошуки сланцевого газу у середньокам'яновугільних відкладах: 1 – ізогіпси покрівлі московського ярусу середнього карбону, 2 – перспективна, 3 – високоперспективна.

2 0 2 4 6 км
-400
-800
-1000
-2000
-2200
-1400
-1600
-1800
-2400
-2600
-3200
-3600
1-Мяж
677-Тер
4-Дроб

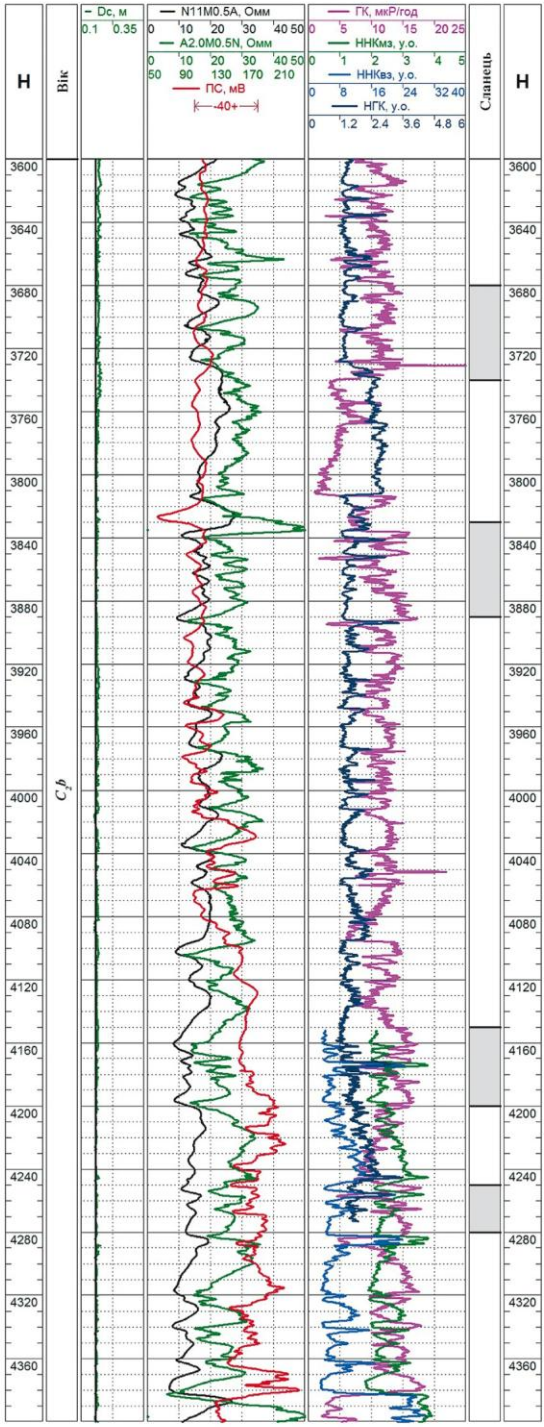


Рисунок 87 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 677-Тернівська (башкирський комплекс).

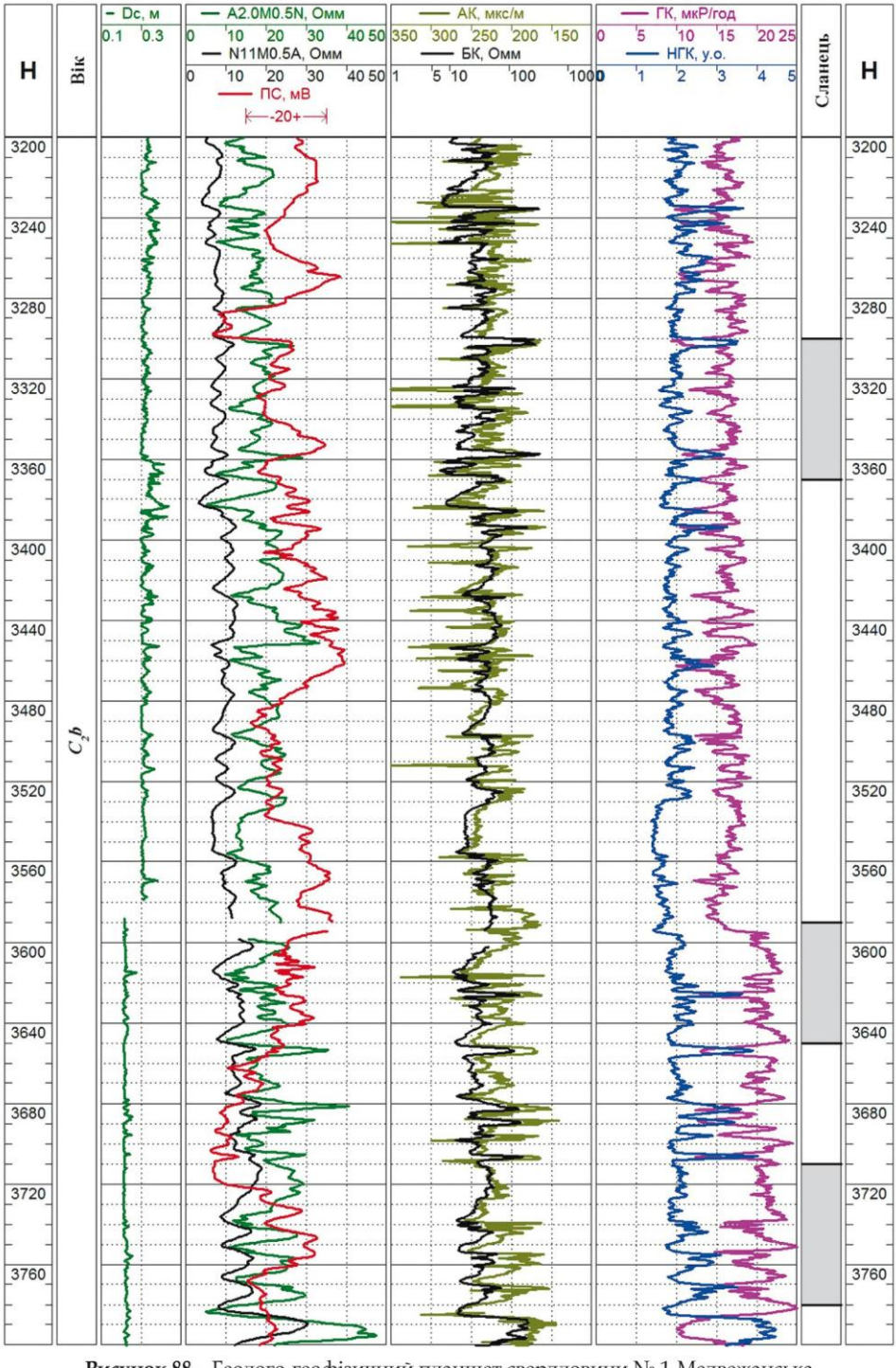


Рисунок 88 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Медвежанська (башкирський комплекс).

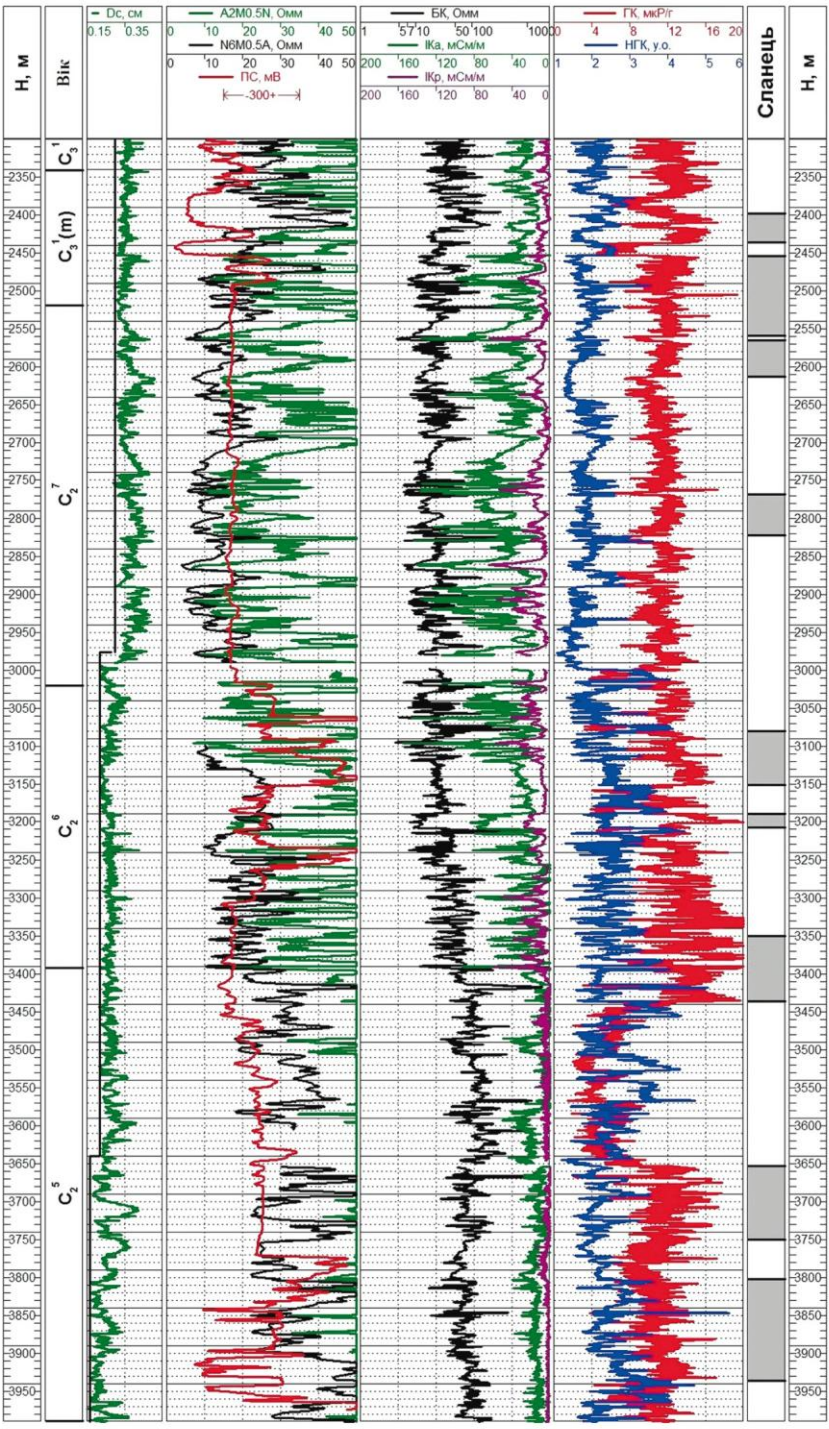


Рисунок 89 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 4-Дробишівська (московський комплекс).

В межах даного комплексу, у лабораторних умовах, був визначений ступінь термальної зрілості порід в певних інтервалах. Змінюється він наступним чином: на глибині 2600 м ступінь катагенезу відноситься до стадії $МК_1$ (R^0-0,6); на глибині 2900 м – $МК_2$ (R^0-0,8); на глибині 3018 м – $МК_3$ (R^0-0,9), на глибині 3355 м – $МК_3$ (R^0-1,03), на глибині 3593 м – $МК_4$ (R^0-1,3) Тобто, починаючи з глибини 2900 м московські відклади знаходяться в зоні газоутворення, а починаючи з глибини 3600 м – в головній зоні газоутворення.

В ході проведених досліджень, Дробишівська площа була використана в якості полігону для вивчення поширення перспективних на сланцевий газ порід як за розрізом, так по латераллю. Схеми кореляції, найбільш перспективних на пошуки сланцевого газу пачок, нижньої частини московського комплексу наведені на рисунках 90, 91.

5.9 Юзівська перспективна зона

Юзівська перспективна зона розташована у зоні зчленування Дніпровсько-Донецької западини та Донецької складчастої споруди. За результатами проведених досліджень встановлено, що в межах цієї зони перспективи пошуків сланцевого газу пов'язуються з середньокам'яновугільними та верхньокам'яновугільними відкладами. У середньому карбоні в межах виділеної зони перспективними є породи пізньобашкирського та московського віку.

Верхньобашкирські відклади представляють собою чергування переважно піщано-алевритових і глинистих порід з прошарками карбонатів. Серед цих порід у розрізі верхньобашкирського під'ярусу авторами виділяються 3-5 перспективних глинистих пачок. Вони представлені аргілітами темно-сірими, слюдистими, у верхній частині з обвугленим детритом. Вміст $С_{орг}$ в середньому коливається від 1,15 до 2,65%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,1). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів до 3,0%, концентрація сульфідної сірки до 0,8-1,6%. Органічна речовина порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах 0,75%, вміст хлороформенного бітумоїда 0,03-0,05%, вміст вуглеводнів у ОР дорівнює приблизно 0,2%.

Перспективні глинисті пачки мають товщину 40-80 м та глибину залягання від 3000 м у прибортових частинах ДДЗ до 4500 м у центральній та південно-східній частинах западини.

Типовим прикладом наявності перспективних на сланцевий газ утворень у башкирському комплексі може служити розріз св. № 2-Корульська (рисунок 92), в якій в інтервалі глибин 2970-3295 м виділяється дві пачки сланцевих порід товщиною 150 та 100 м. Ступінь катагенетичних перетворень (R^0) змінюється від 0,9 до 1,1.

Московські відклади також представлені чергуванням піщано-алевритових та глинистих порід з прошарками вапняків, сидеритів та кам'яного вугілля. Аргіліти темно-сірі до чорних, гідрослюдисті, алевритисті, з залишками вуглефікованих рослинних решток. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини цих порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,1). Вміст $С_{орг}$ в основному змінюється від 1,15 до 2,25%. Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів від 1,85 до 2,5-3%, концентрація сульфідної сірки від 0,3% до 1,4%. Органічна речовина

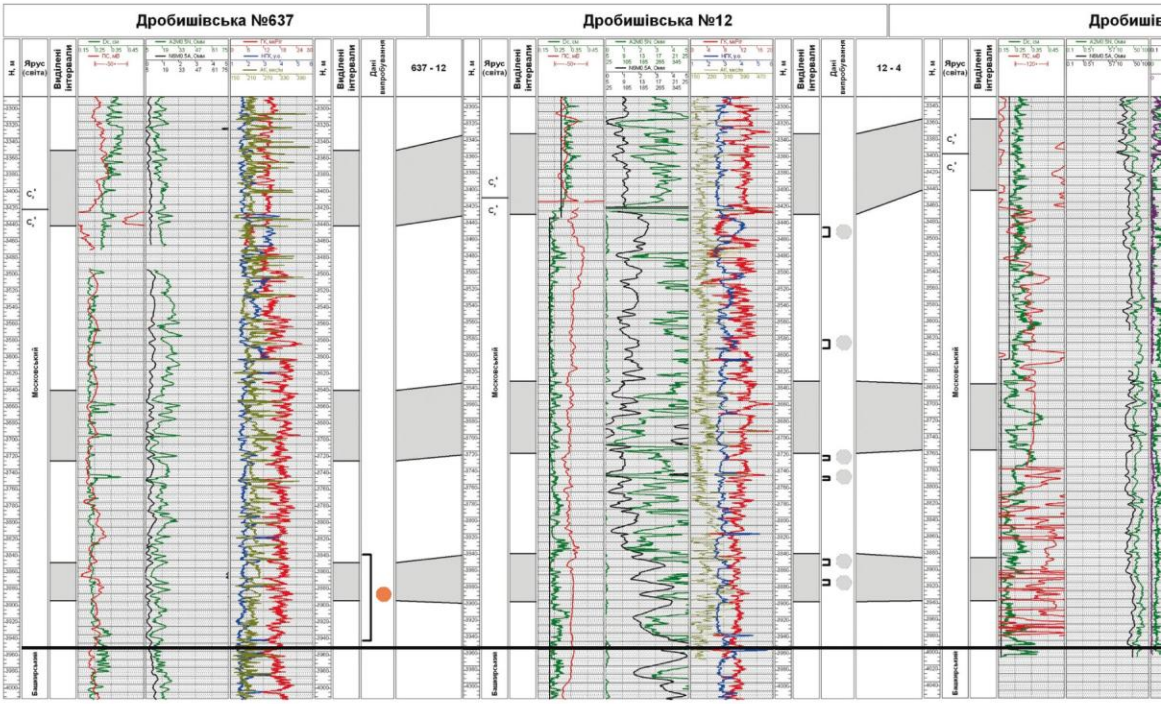
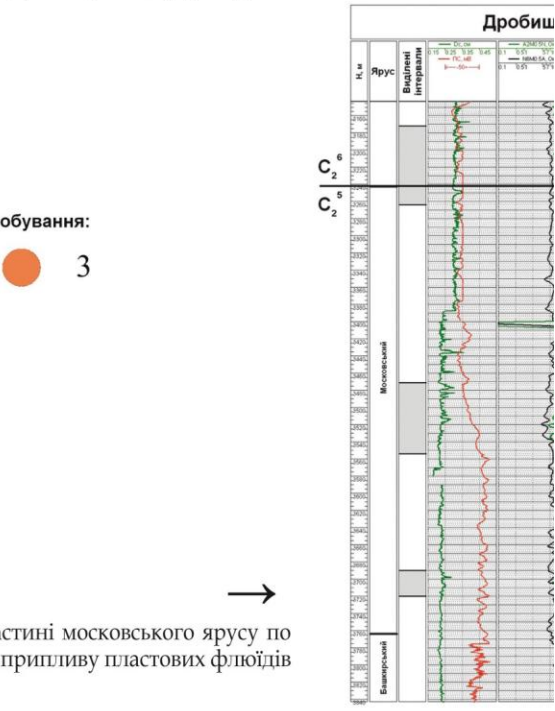


Рисунок 90 – Схема кореляції сланцевих порід в нижній частині московського ярусу по лінії свердловин №№ 637-12-4-1-11- Дробишівські: 1 – сланець, 2 – припливу флюїдів не отримано, 3 – приплив флюїдів отримано.



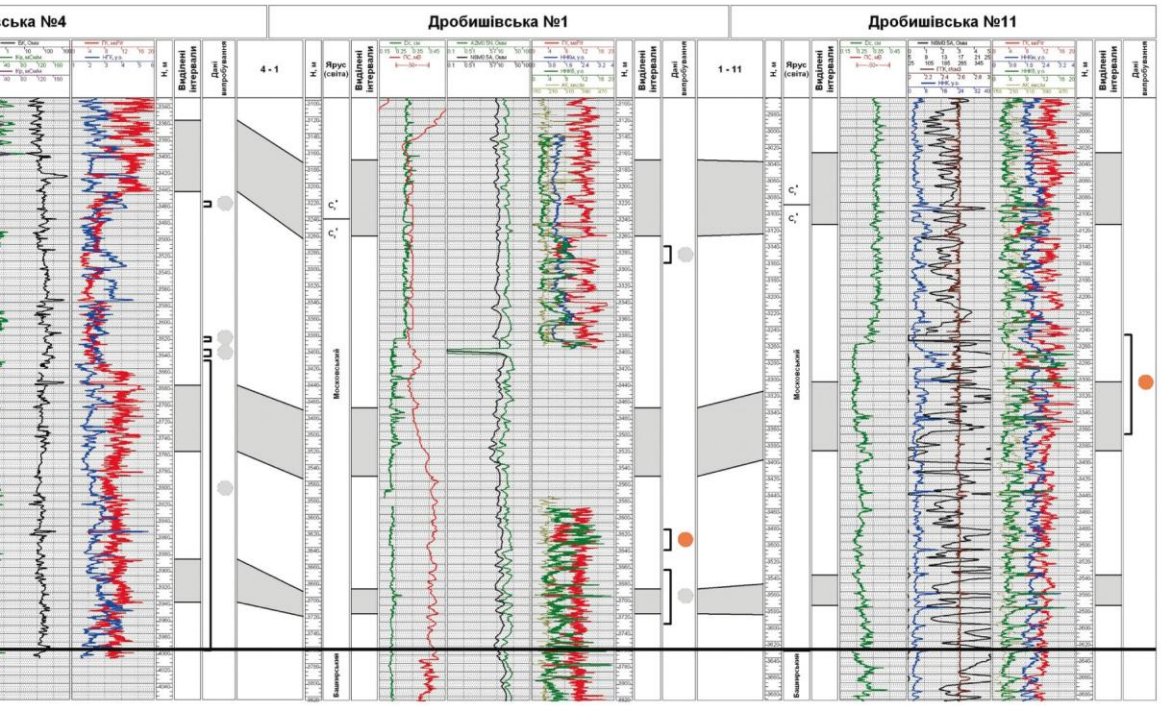
Умовні позначення:

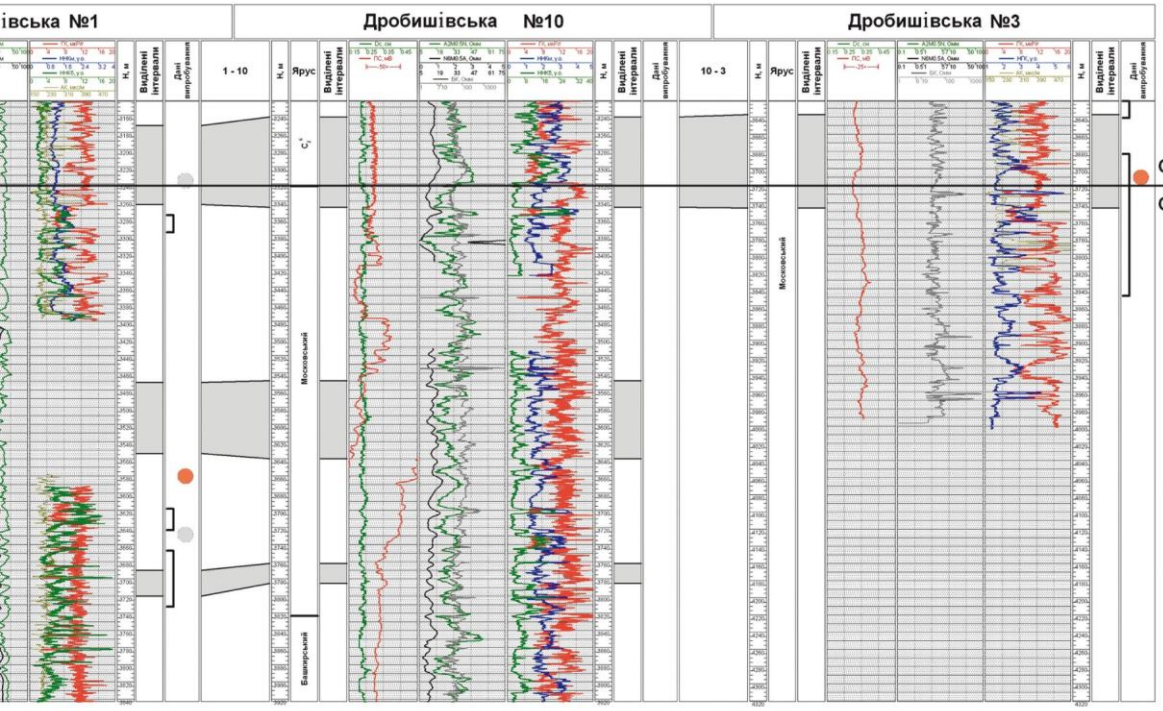
1

Результати випробування:

2 3

Рисунок 91 – Схема кореляції сланцевих порід в нижній частині московського ярусу по лінії свердловин №№ 1-10-3-Дробишівські: 1 – сланець, 2 – припливу пластових флюїдів не отримано, 3 – приплив флюїдів отримано.


ська №4
Дробишівська №1
Дробишівська №11
4 - 1
1 - 11
Ярус (світа)
Виділені інтервали
Дані випробування
Московський
Башкирський


івська №1
Дробишівська №10
Дробишівська №3
1 - 10
10 - 3
Ярус
Виділені інтервали
Дані випробування
Московський
Башкирський

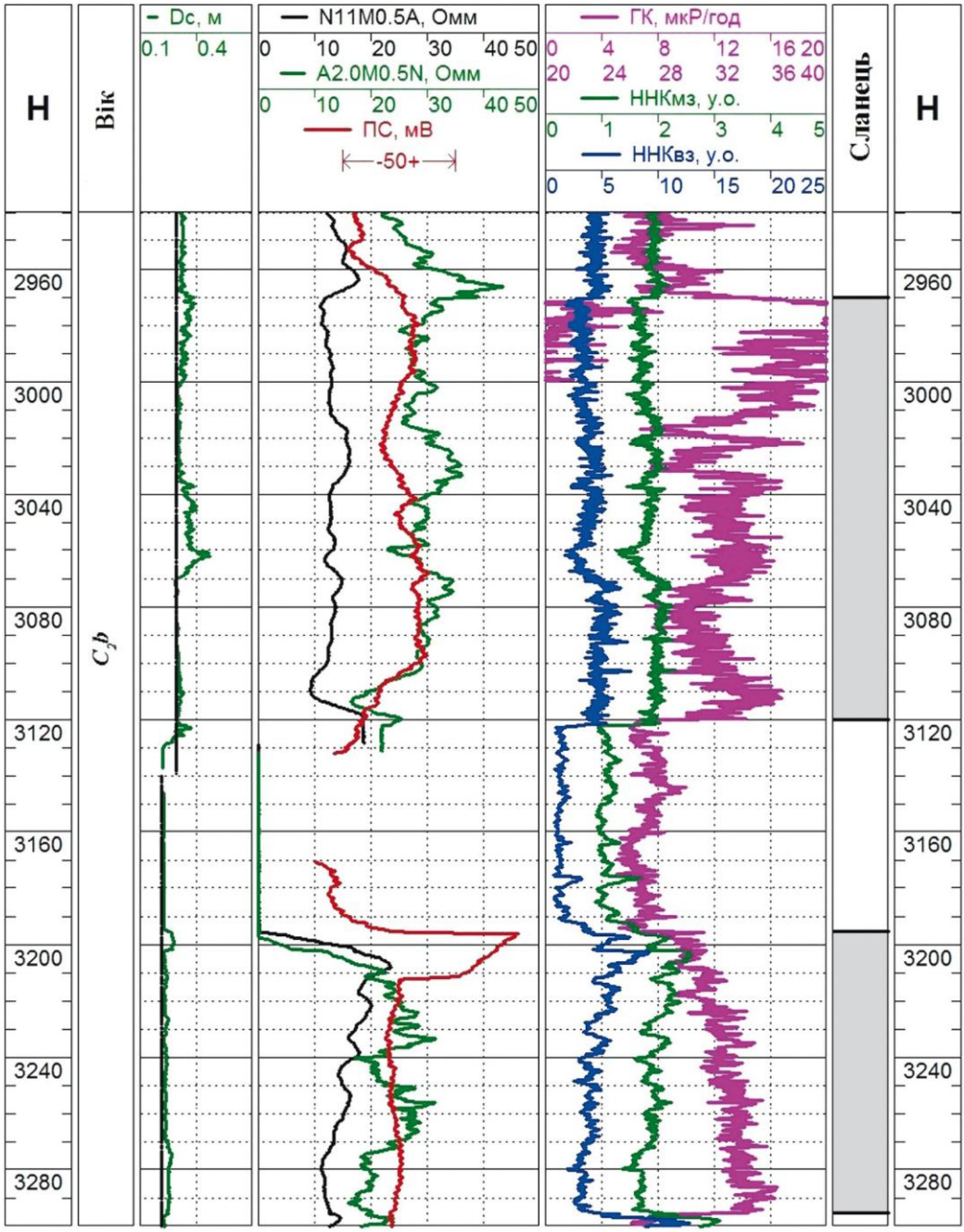


Рисунок 92 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Корульська (башкирський комплекс).

порід переважно змішаного гумусово-сапропелевого та гумітового типів. Вміст органічної речовини у породах в середньому 0,7-0,8%, вміст хлороформенного бітумоїда 0,02-0,06%, вміст вуглеводнів в ОР змінюється від 0,15 до 0,25%.

Прикладом наявності перспективних на сланцевий газ утворень у московському комплексі може служити розріз св. № 16-Святогірська (рисунок 93), в якій в інтервалі глибин 3700-4300 м виділяється ряд глинистих пачок товщиною до 90 м. Вони представлені переважно аргілітами темно-сірими, алевритистими, збагаченими вуглефікованим рослинним детритом. Ступінь катагенетичних перетворень (R^0) змінюється від 0,8 до 1,0.

Верхньокам'яновугільні відклади, в межах визначеної території представлені переважно пакетами аргілітів та алевро-піщаних порід з незначними прошарками вапняків.

Аргіліти темно-сірі, тонкошаруваті, з тонкодисперсним рослинним матеріалом. Вміст $C_{орг}$ у даних породах знаходиться в межах 1,15-1,9%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-1,0). Максимальні значення відновлювальної ємності цих відкладів досягають 2,0-2,5%, концентрація сульфідної сірки 0,7-1,5%. Органічна речовина відноситься до сапропелевого та гумусово-сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах коливається в межах 0,8-1,0%, вміст вуглеводнів в ОР становить в середньому 2,15%.

В розрізі верхнього карбону у даній зоні авторами виділяється від 5 до 12 перспективних глинистих пачок товщиною від 30 до 90 м. Глибина їх залягання коливається в межах від 900-1000 м до 2500-2700 м.

Типовим прикладом наявності перспективних на сланцевий газ відкладів у верхньокам'яновугільному мегакомплексі може служити розріз св. № 6-Слов'янська (рисунок 94). Тут, у інтервалі глибин 1200-1550 м виділено 3 перспективні глинисті пачки товщиною від 40 до 90 м. Вони представлені переважно аргілітами темно-сірими до чорних, гідрослюдистими, місцями алевритистими, з вуглефікованими рослинними рештками.

5.10 Мелихівсько-Шебелинська перспективна зона

Мелихівсько-Шебелинська перспективна зона розташована у північній прибортовій частині південного сходу ДДЗ (рисунок 95). Розміри зони становлять приблизно 54×33 км. Абсолютні відмітки покрівлі відкладів верхнього карбону тут змінюються від мінус 2000 м до мінус 3500 м.

В межах виділеної зони верхньокам'яновугільний мегакомплекс представлений двома ярусами: касимівським та гжельським. Найбільш перспективними є відклади касимівського ярусу, в розрізі якого авторами виділено від 5 до 10 глинистих пачок, які могли б бути перспективними на пошуки сланцевого газу. Вони представлені переважно аргілітами, з незначними прошарками алевролітів.

Аргіліти мілководно-морські темно-сірі, тонкошаруваті, з тонкодисперсним рослинним матеріалом. Вміст $C_{орг}$ у даних породах в середньому знаходиться в межах 1,05-2,0%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 – 0,8-1,0). Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів досягають 2,25%, концентрація сульфідної сірки 0,8-1,4%. Органічна речовина відноситься до сапропелевого та гумусово-сапропелевого типу. Вміст органічної речовини у породах коливається в межах 0,6-1,2% при середньому значенні 5%,

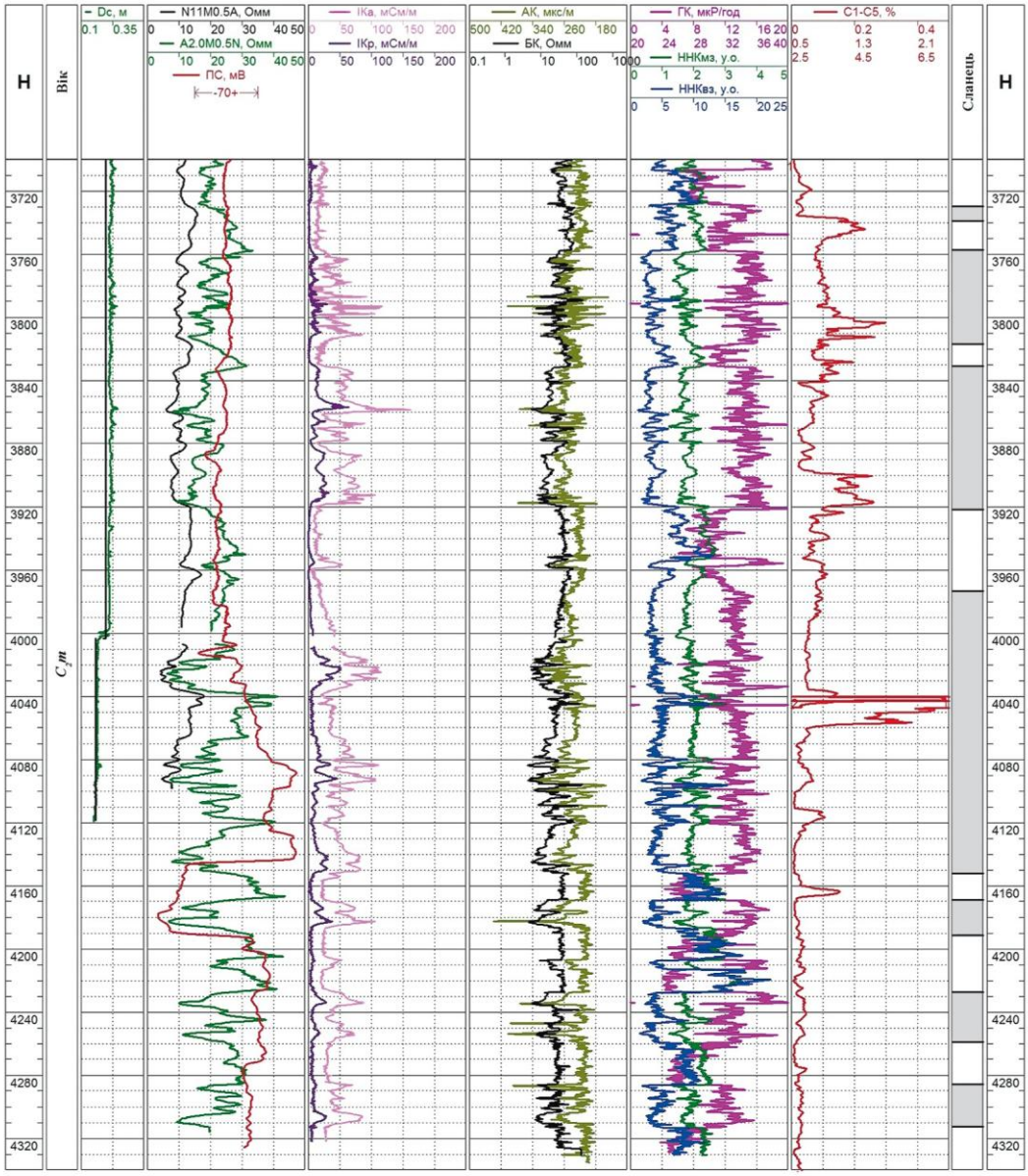


Рисунок 93 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 16-Святогірська (московський комплекс).

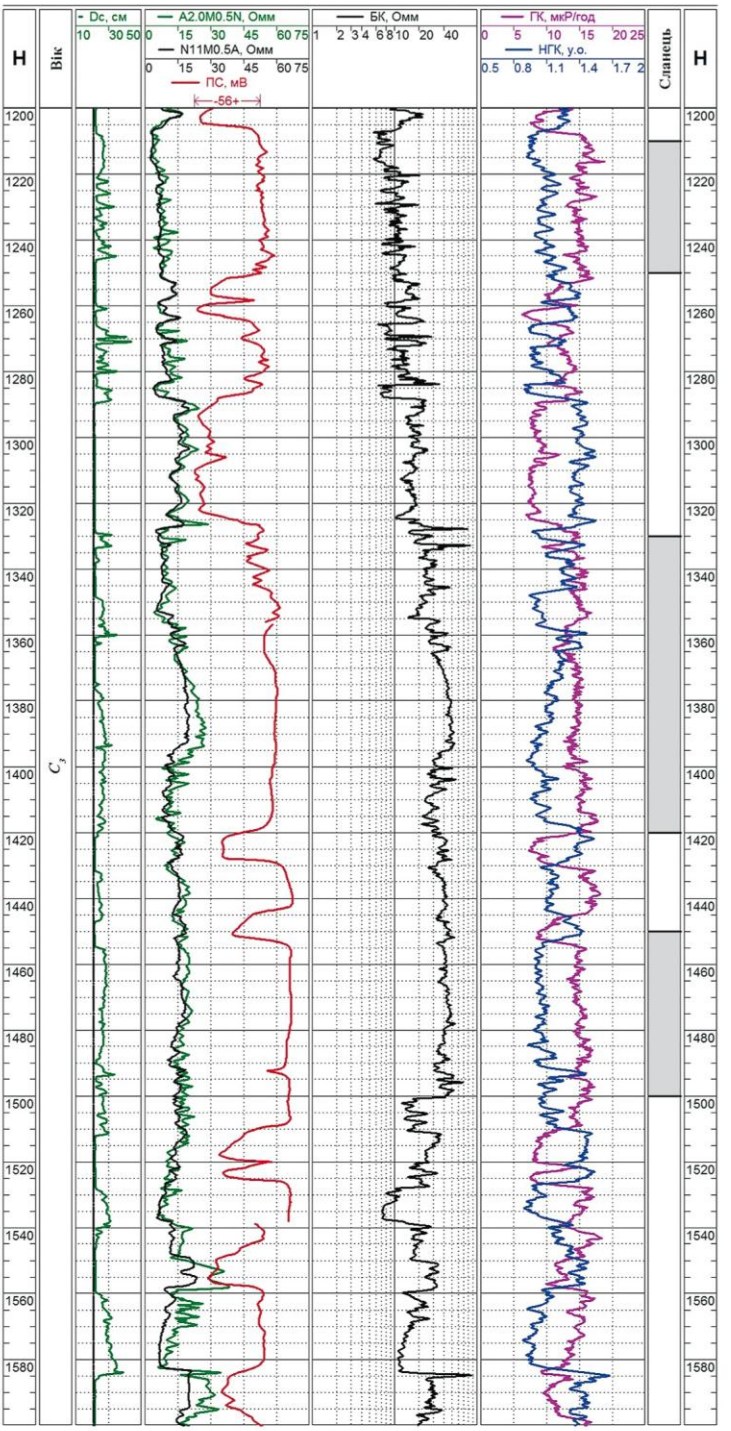


Рисунок 94 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 6-Слов'янська (верхньокам'яновугільний мегакомплекс).

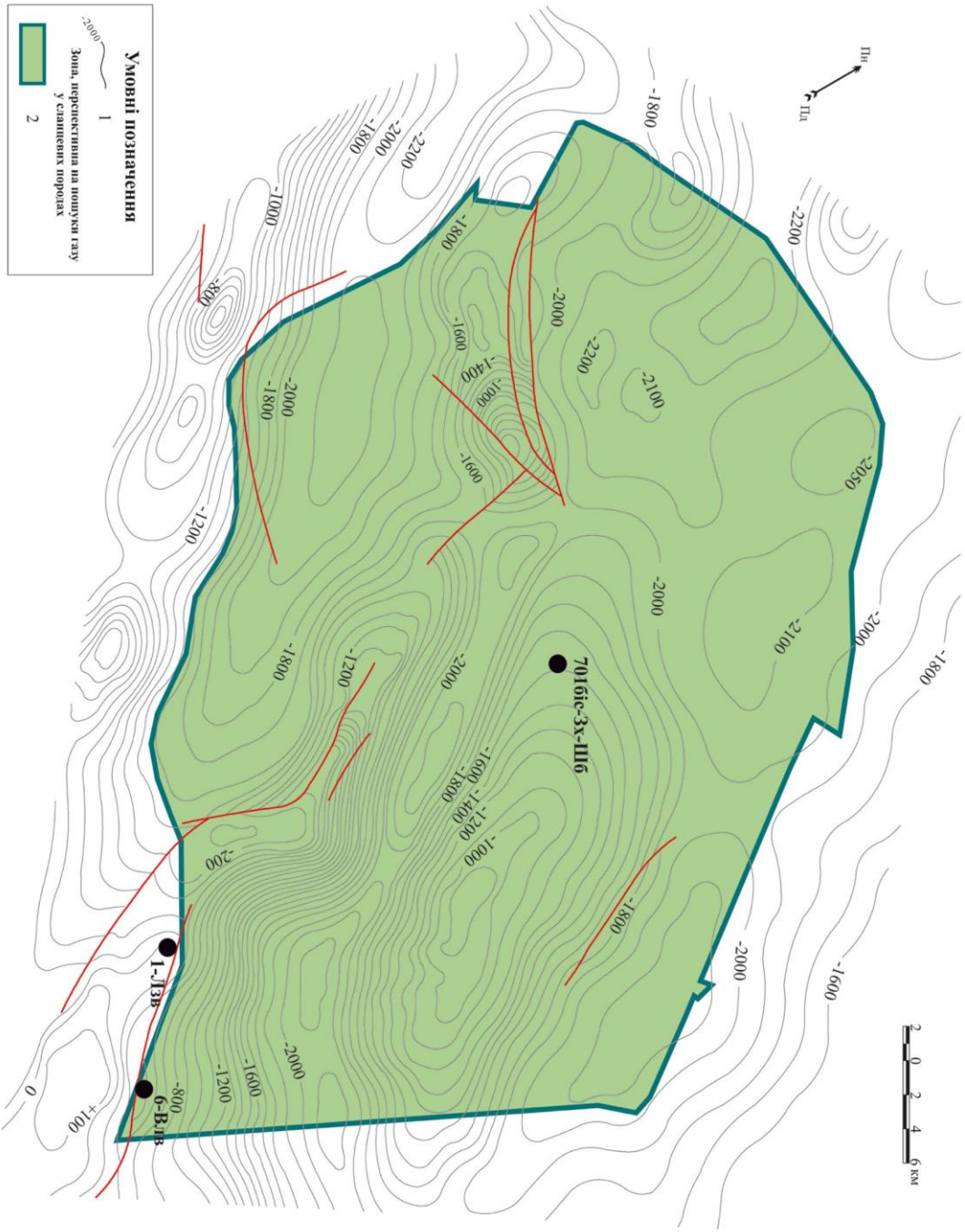


Рисунок 95 – Мелихівсько-Шебелинська зона, яка перспективна на сланцевий газ у верхньокам'яновугільних відкладах: 1 — ізогіпси підошви мезозойських відкладів, 2 — перспективна.

вміст вуглеводнів в ОР становить 1-9%, частіше 2-2,3%.

Глибини залягання перспективних пачок коливаються у межах від 2000-2500 до 4500 м.

Прикладом наявності перспективних глинистих товщ у касимовському ярусі у даній зоні може бути св. № 701-Західно-Шебелинська (рисунок 96).

Тут, у інтервалі глибин 3720-4280 м авторами виділяється 4 пачки переважно аргілітів товщиною від 40-50 м до 80 м. Аргіліт темно-сірий до чорного, вуглистий, не реагує з HCl у штуфі, місцями алевритистий.

Текстура горизонтально-шарувата, фіксується за досить рівними поверхнями відколу породи, що орієнтовані під кутом 80°-75° до вісі керна. В пласті зустрічаються вуглефікований рослинний детрит та відбитки рослин.

Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини (R^0) коливається в межах від 0,95 до 1,2.

5.11 Артемівська перспективна зона

Артемівська перспективна зона розташована на крайньому південному сході ДДЗ і безпосередньо межує з Донецькою складчастою спорудою (ДСС). Інша частина її території обмежується Юзівською ділянкою. Розміри ділянки становлять приблизно 24х20 км. Перспективи на пошуки нетрадиційного типу газу в сланцевих породах тут пов'язуються із московськими відкладами середнього карбону (рисунок 97) і з касимівським ярусом верхнього карбону (рисунок 98).

Московський ярус. В свердловині 1-Артемівська (рисунок 99) в інтервалі глибин 3100-4040 м виділяється 7 глинистих пачок товщиною від 30 до 125 м (інт. 3255-3300 м, 3420-3475 м, 3520-3550 м, 3560-3620 м, 3645-3675 м, 3690-3815 м, 3920-3980 м). Вони представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів.

Аргіліти від сірих до темно-сірих, гідрослюдисті, часто алевритисті, з багаточисленними вуглефікованими залишками рослин. Ступінь катагенетичної перетвореності органічної речовини цих порід знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_4$ (R^0 — 0,8-1,3). Вміст $С_{орг}$ в середньому змінюється від 1,15 до 2,25%. Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів до 2,5–3,0%, концентрація сульфідної сірки до 0,95%. Органічна речовина порід має переважно змішаний гумусово-сапропелевий та гумітовий типи. Вміст органічної речовини у породах в середньому 0,75%, вміст хлороформенного бітумоїда в середньому 0,04%, вміст вуглеводнів в ОР близько 0,2%.

Аргіліти темно-сірі, алевритисті, з вуглефікованими рослинними рештками. Під мікроскопом: аргіліт алевритовий. Структура алевропелітова, текстура орієнтована, лінзовидна. Аргіліт вуглистий, каолініт-гідрослюдистий, має великий вміст алевритових домішок. Ділянками, окремими лінзами розташовані скупчення алевритових зерен, іноді вони складають нечіткі шари. Алеврит представлений необкатаними зернами кварцу розміром 0,01-0,04 мм, рідше — польових шпатів і слюд. Тонкі луски прозорих слюд іноді сягають розмірів до 0,13 мм. Орієнтована текстура підкреслена видовженими лусками слюди та довгими тонкими уривками вуглистої речовини.

Верхньокам'яновугільний мегакомплекс. В межах даної ділянки, враховуючи нижню конвенційну межу катагенезу (R^0 — 0,80), перспективні на сланцевий газ товщі

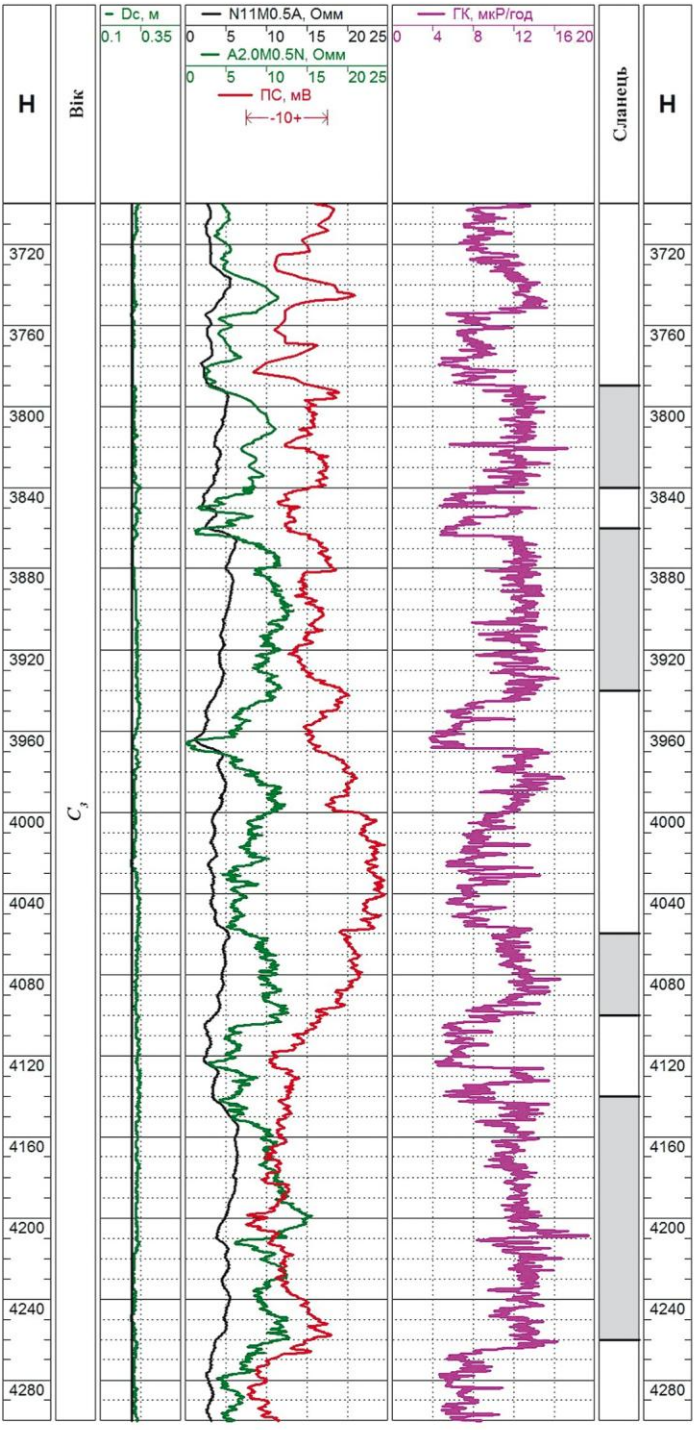


Рисунок 96 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 701 біс-Західно-Шебелинська (верхньокам'яновугільний мегакомплекс).

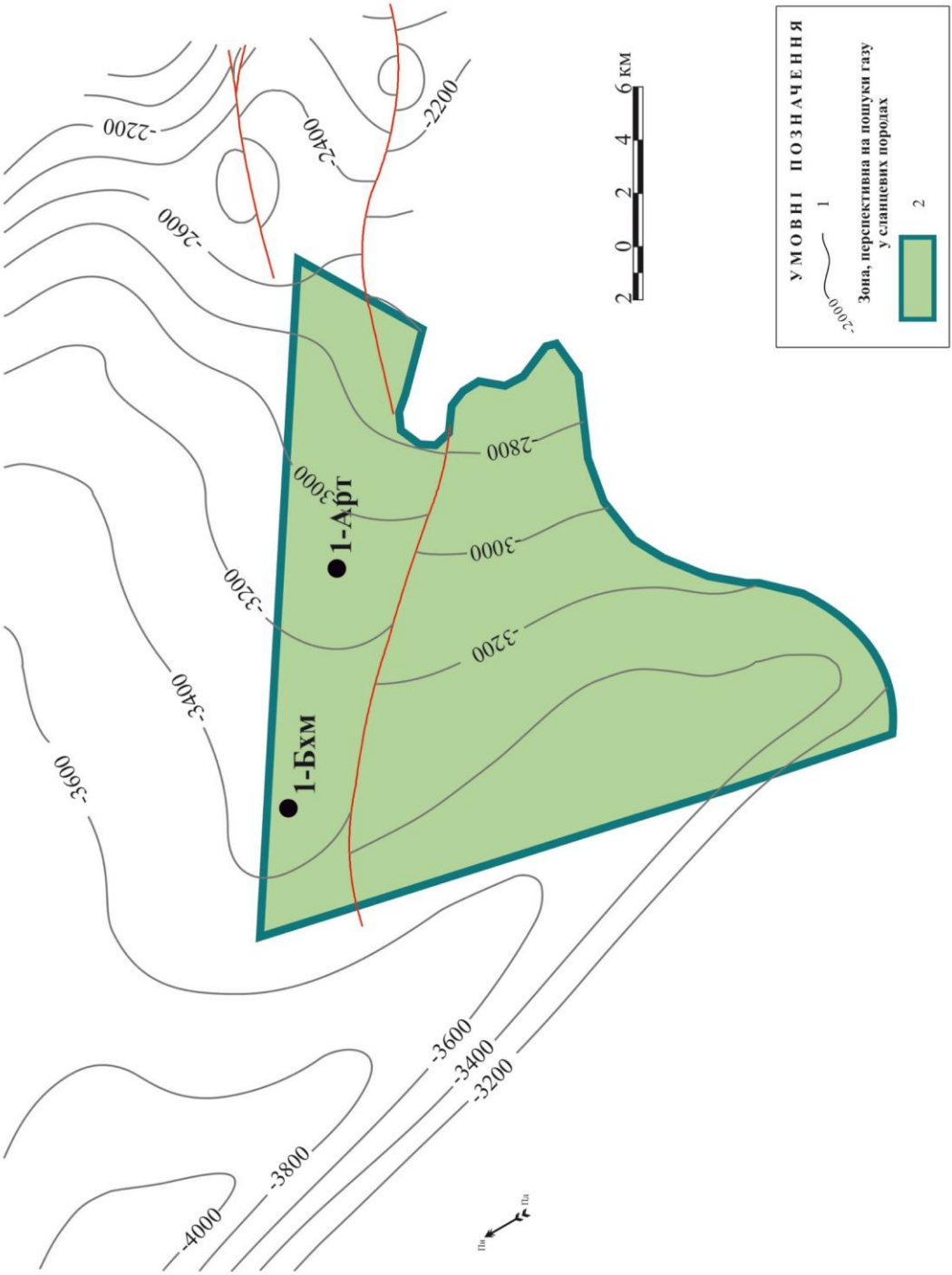


Рисунок 97 – Артемівська зона, яка перспективна на сланцевий газ у середньокам'яновугільних відкладах: 1 — ізогіпси покрівлі відкладів московського ярусу середнього карбону, 2 — перспективна.

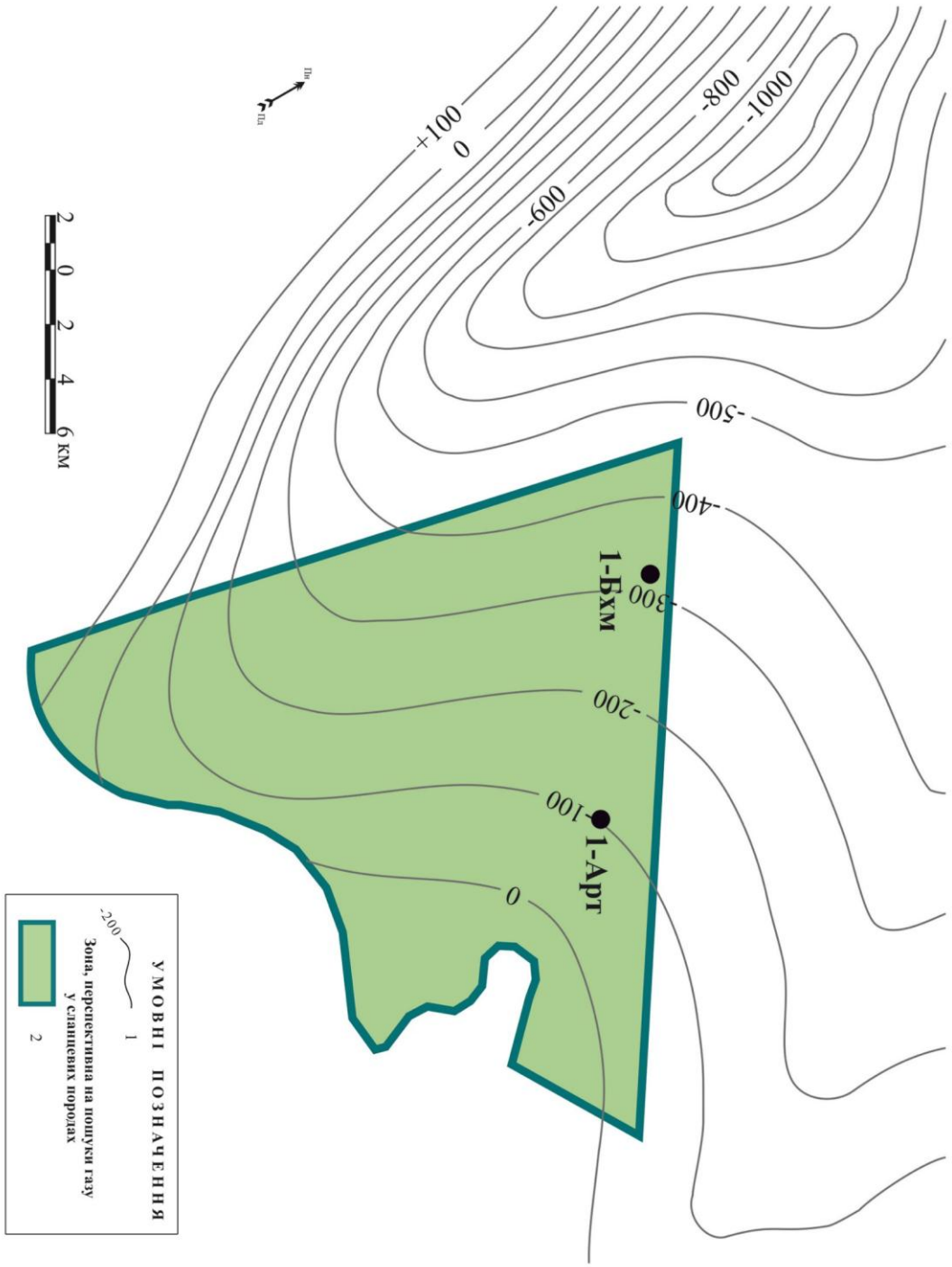


Рисунок 98 – Артемівська зона, яка перспективна на сланцевий газ у верхньокам'яновугільних відкладах: 1 – ізогіпси підошви мезозойських відкладів, 2 – перспективна.

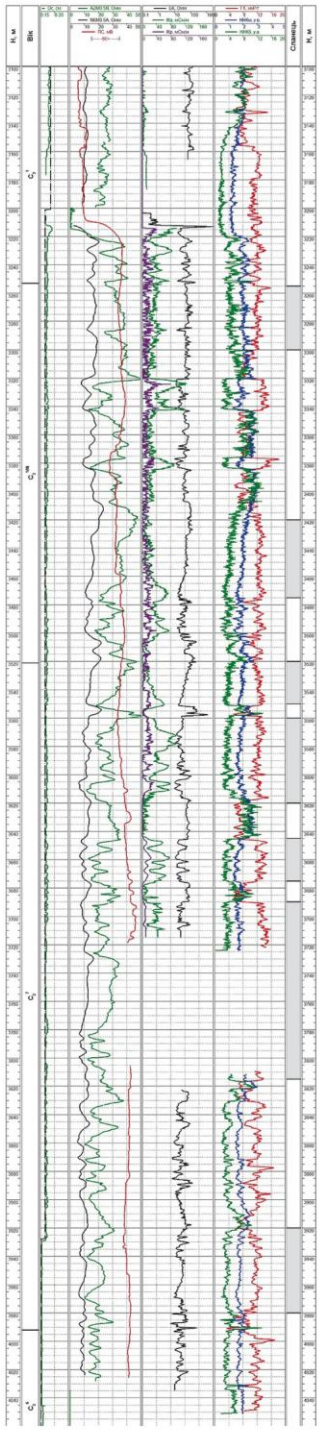


Рисунок 99 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Артемівська (московський комплекс).

порід приурочені лише до касимівського ярусу.

В свердловині 1-Артемівська (рисунок 100) в інтервалі глибин 2310-3250 м виділяється 5 глинистих пачок. Товщина даних пачок коливається від 30 м до 80 м (інт. 2320-2400 м, 2500-2530 м, 2600-2650 м, 2870-2910 м, 2960-3020 м, 3160-3200 м).

Відклади касимівського ярусу верхнього карбону, в межах визначеної території складені переважно пакетами аргілітів та алевро-піщаних порід з незначними прошарками вапняків. Перспективні товщі представлені мілководно-морськими аргілітами темно-сірими, тонкошаруватими, з тонкодисперсним рослинним матеріалом. Вміст $C_{орг}$ у даних породах знаходиться в межах 1,15-1,9%. Ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини знаходиться на стадії від $МК_2$ до $МК_3$ (R^0 — 0,8-1,0). Максимальні величини відновлювальної ємності цих відкладів досягають 2,0-2,5%, концентрація сульфідної сірки 0,7-1,5%. Органічна речовина відноситься до сапропелевого та гумусово-сапропелевого типу, вміст вуглеводнів в ОР становить в середньому 2,15%.

У літологічному відношенні пачки представлені переважно аргілітами з незначними прошарками алевролітів.

Для нижньої частини розрізу характерні аргіліти темно-сірі, алевритисті, місцями вуглефіковані. Під мікроскопом: аргіліт алевритистий з алевро-пелітовою та мегапелітовою структурою. Склад аргіліту: каолініт, гідрослюда, вугільний пил. Зустрічаються дрібні (0,05-0,25 мм) гнізда аутигенного мікрозернистого карбонату. Теригенний матеріал становить 10-15%, різнозернистий (0,01-0,05 мм, поодинокі уламки до 0,1 мм), необкатаний та слабообкатаний. Представлений він кварцом, лімонітизованим та хлоритизованим біотитом, мусковітом (часто гідратованим), дрібним обвугленим, інколи піритизованим фітодетритом, грудочками хлориту, переважно вивітрілими польовими шпатами. В породі присутні тонкі відкриті мікротріщини. Текстура неорієнтована.

5.12 Євгеніївсько-Дружелюбівська перспективна зона

Євгеніївсько-Дружелюбівська перспективна зона розташована на території північного борту ДДЗ, її розміри 110×20 км. В її межах відкрито три газових родовища — Євгеніївське, Зайцівське і Дружелюбівське. На Євгеніївському родовищі газоносні пласти пов'язані із серпуховськими та середньокам'яновугільними горизонтами, а поклади Зайцівського і Дружелюбівського родовищ приурочені до середньокам'яновугільних відкладів. Всі зазначені родовища пов'язані з пастками антиклінального типу і традиційними високопористими піщаними колекторами.

Виходячи із загальної геологічної будови, певний інтерес для пошуку сланцевого газу в межах даної зони можуть представляти відклади верхньовізейського під'ярусу, меншою мірою — відклади серпуховського ярусу нижнього карбону.

1. З метою більш детальної оцінки перспектив пошуку сланцевого газу, в межах даної території у відкладах серпуховського і візейського ярусів виконано комплексний аналіз результатів раніше виконаних петрофізичних досліджень глинистих порід цих комплексів, а також проведені додаткові геохімічні та піролітичні дослідження. Результати виконаного аналізу показують, що в цілому глинисті породи у відкладах серпуховського та візейського ярусів характеризуються наступними параметрами.

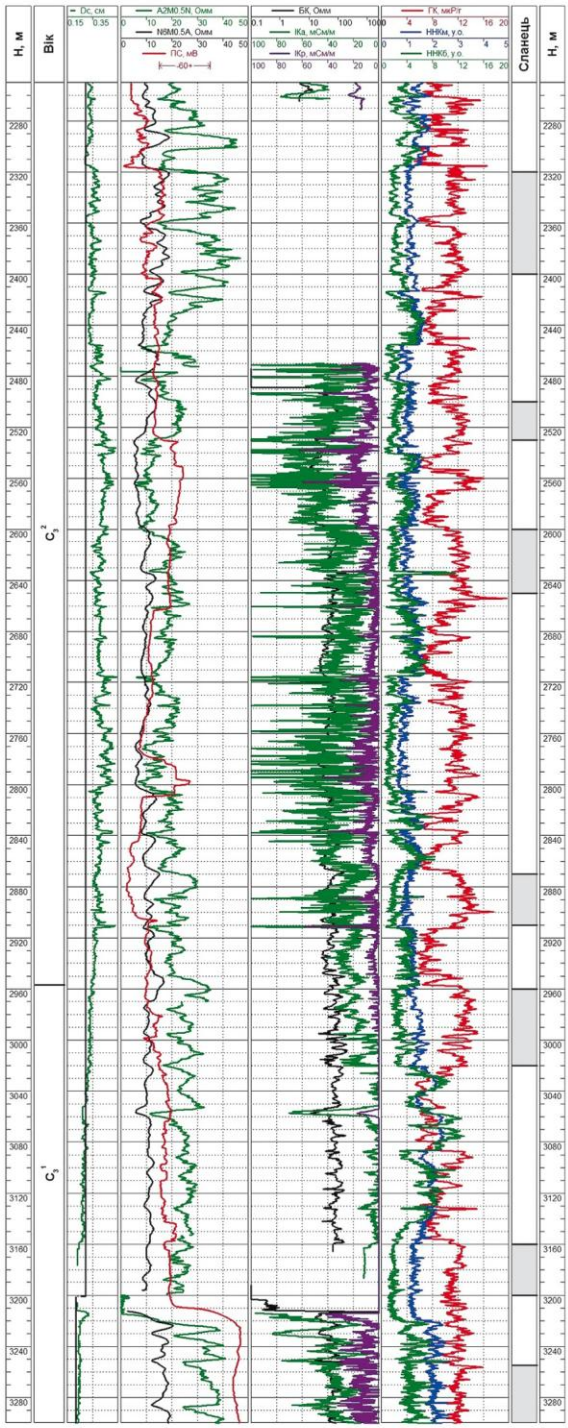


Рисунок 100 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Артемівська (верхньокам'яновугільний комплекс).

Глинисті породи серпуховського ярусу представлені чорними аргілітами з пелітовою структурою, шаруватою лінзовидною текстурою.

Визначена, за лабораторними даними, пористість аргілітів коливається від 0,6 до 9,4%, об'ємна щільність – від 2,41 ·103 кг/м^3 до 2,62 ·103 кг/м^3, уявна мінералогічна щільність — від 2,58 ·10^3 кг/м3 до 2,72 ·10^3 кг/м^3, проникність — від 0,01 ·10-15 м^2 до 1,65 ·10-15 м^2. Вміст $C_{орг}$ у аргілітах серпуховського ярусу в середньому змінюється від 2-3 до 5-6%, ТОС — від 1,4 до 4,4%. Рівень термічної переробки (R^0) серпуховських порід змінюється від 0,73 до 0,94, досягаючи свого максимуму лише у нижній части нижньосерпуховського під'ярусу.

Глинисті породи верхньовізейського під'ярусу представлені чорними вуглистими, збагаченими детритом морської фауни, тонкошаруватими аргілітами. Визначена, за лабораторними даними, пористість аргілітів коливається від 1,3 до 2,4%, об'ємна щільність — від 2,58 ·103 кг/м^3 до 2,72 ·103 кг/м^3, уявна мінералогічна щільність — від 2,60 ·103 кг/м^3 до 2,79 ·103 кг/м^3, проникність — від 0,01 ·10-15 м^2 до 0,035 ·10-15 м^2. Вміст $C_{орг}$ у аргілітах верхньовізейського під'ярусу змінюється від 2-3 до 5-6%, ТОС —від 3,2 до 6,9%. Рівень термічної переробки (R^0) верхньовізейських порід досягає 0,9.

Такими чином, основні перспективи пошуку сланцевого газу в межах ділянки слід пов'язувати з відкладами верхньвізейського під'ярусу, породи якого характеризуються достатньою термальною зрілістю та достатньо високим вмістом $C_{орг}$. Проте, більша частина розрізу серпуховських відкладів через низьку термальну зрілість порід, не зважаючи на високий вміст $C_{орг}$, є малоперспективною для пошуку газу у сланцевих утвореннях.

Прикладом наявності перспективних пачок газоносних сланцевих порід у відкладах верхньовізейського під'ярусу, може служити розріз св. №1 — Євгеніївська, де за результатами інтерпретації матеріалів ГДС в інтервалі глибин 2600-2684 м виділено 2 перспективні глинисті пачки товщиною 50 та 20 м (рисунок 101), що належать до XII МФГ верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.

В той же час, слід зазначити, що значна мінливість літологічного складу відкладів верхньовізейського під'ярусу (заміщення глинистих відкладів піщаними різновидами) різко знижують ступінь перспективності даної ділянки у плані пошуку значних скупчень сланцевого газу, однак це питання потребує подальшого детального дослідження.

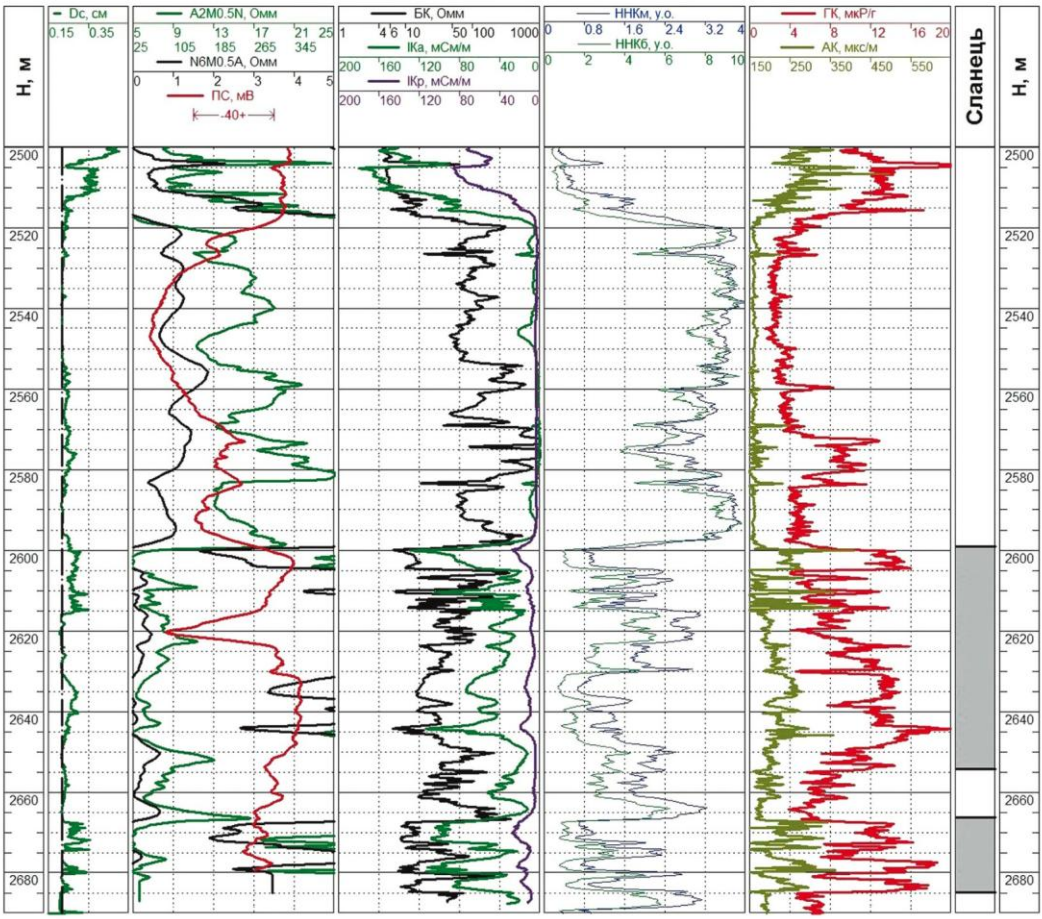


Рисунок 101 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Євгенівська (нижньокам'яновугільний мегакомплекс).

РОЗДІЛ 6. МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОЇ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ ГАЗУ В СЛАНЦЕВИХ ВІДКЛАДАХ ТА РЕСУРСНИЙ ПОТЕНЦІАЛ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ ЗОН

6.1 Методика кількісної оцінки ресурсів газу в сланцевих відкладах

За результатами аналізу геолого-геофізичних матеріалів, лабораторних досліджень, а також за комплексом визначених основних та додаткових критеріїв встановлено, що найбільшими перспективами на газ у сланцевих відкладах у Східному нафтогазоносному регіоні України характеризуються такі мегакомплекси: верхньодевонський, нижньо-, середньо- та верхньокам'яновугільний.

Під час підрахунку ресурсів вільного і сорбованого газу в сланцевих відкладах в межах Східного регіону України для кожного перспективного комплексу вибрано наступні дані [30, 33, 37, 38, 59, 77]:

- площа ділянки;
- глибина залягання комплексу;
- ефективна товщина;
- коефіцієнт пористості;
- коефіцієнт газонасичення;
- пластова температура;
- пластовий тиск;
- щільність порід.

На основі аналізу даних, необхідних для розрахунків, авторами прийнято їх середньозважені показники для кожного виділеного перспективного комплексу.

Підрахунок загальних ресурсів газу сланцевих товщ включав в себе підрахунки за двома категоріями: підрахунок вільного газу в звичайному порово-тріщинному об'ємі та підрахунок газу, що знаходиться в сланцевих відкладах в сорбованому стані.

Підрахунок вільного газу виконувався об'ємним методом за формулою [33, 37, 59]:

$$V_{геол}=F\times h\times K_п\times K_г\times f\times K_р, \qquad (6.1)$$

де $V_{геол}$ — геологічні ресурси газу;
F — площа підрахункової ділянки;
h — ефективна товщина;
$K_п$ — коефіцієнт пористості;
$K_г$ — коефіцієнт газонасиченості;
f — поправка на температуру для приведення об'єму газу до об'єму за стадартної температури;
$K_р$ — поправка на тиск для приведення об'єму газу до об'єму за стандартного тиску.

За даною формулою визначаються ресурси газу для кожного перспективного комплексу. Параметр F визначався шляхом виміру площі ділянки підрахунку на плані. Параметри h — ефективна товщина, $K_п$ — середня пористість, $K_г$ — коефіцієнт

газонасиченості визначались за даними каротажних діаграм окремих свердловин або, якщо такі дані були відсутні, використовувались регіональні карти по окремих горизонтах. На основі проведеного аналізу коефіцієнт газонасиченості для всіх комплексів і ділянок прийнято на рівні 0,55.

f — поправка на температуру — визначається за формулою:

$$f = \frac{273 + t_{ст}}{273 + T_{п}} \qquad (6.2)$$

де $t_{ст} = 20^{o}C$ (середня температура на поверхні), $T_{п}$ — середня пластова температура на підрахунковій ділянці у відповідному продуктивному комплексі, яка визначалась за фактичними даними або за картою геотермічного градієнта [8].

Поправка на тиск визначалась за формулою:

$$K_{р} = \frac{P_{пл} \times \alpha - P_{к} \times \alpha_{к}}{P_{ст}} \qquad (6.3)$$

де $P_{пл}$ — пластовий тиск (МПа);

$P_{к}$ — кінцевий, залишковий пластовий тиск (в кінці розробки, МПа);

$\alpha, \alpha_{к}$ - поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для Рпл і Рк;

$P_{ст}$ — стандартний тиск, що дорівнює 0,1 МПа;

$P_{пл}$ — пластовий тиск брався за фактичними вимірами у свердловинах, а якщо такі дані були відсутні, то цей параметр визначався за формулою:

$$P_{пл} = \frac{H\gamma}{10}, \qquad (6.4)$$

де Н — глибина (м);

γ — питома вага пластової води (≈1,05).

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

$$\alpha = \frac{1}{Z}, \qquad (6.5)$$

де Z — коефіцієнт стисливості газу, залежний від складу газу, тиску і температури.Він точно визначається за пластовими пробами лабораторним шляхом. Приблизно оцінюється за експериментальними кривими.

За графіками Z визначається наступним чином (згідно з Інструкцією з дослідження газових пластів [37]:

1. Визначаємо псевдокритичний (середньокритичний) тиск P_{r} і псевдокритичну (середньокритичну) температуру T_{r}. За відносну питому вагу газу за повітрям приймаємо питому вагу метану — 0,60. Таким чином, P_{r}=4,76 Мпа, а T_{r}=200 К.
2. Маючи P_{r} і T_{r}, визначаємо приведені псевдокритичні тиск P_{R} і температуру T_{R} за формулами:

$$P_{R} = \frac{P_{пл}}{P_{r}}; \; T_{R} = \frac{T_{пл}}{T_{r}}, \qquad (6.6, 6.7)$$

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

3. Для одержаних P_R і T_R за кривими графіка Брауна визначаємо коефіцієнт стисливості газу Z, а потім α – поправку на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта ($\alpha=\frac{1}{Z}$), яку і підставляємо в підрахункову формулу.

4. Аналогічно визначаємо $\alpha_к$ для кінцевого тиску (за тиску на усті свердловини, рівному 0,1 МПа).

Для оцінки ресурсів газу в млрд.м^3 під час підрахунку враховані відповідні перерахункові множники.

Для кількісної оцінки ресурсів сорбованого газу сланцевих відкладів проведено аналіз даних з басейнів Північної Америки, наведених в літературних джерелах та безпосередньо отриманих від представників іноземних компаній, що займаються видобутком сланцевого газу. Встановлено, що можлива кількість сорбованого газу в породі описується формулою Ленгмюра і за певного вмісту $C_{орг}$ та температури змінюється залежно від тиску. Для різного вмісту $C_{орг}$ ця залежність має різні значення газонасиченості (рисунок 102) [59, 77, 107].

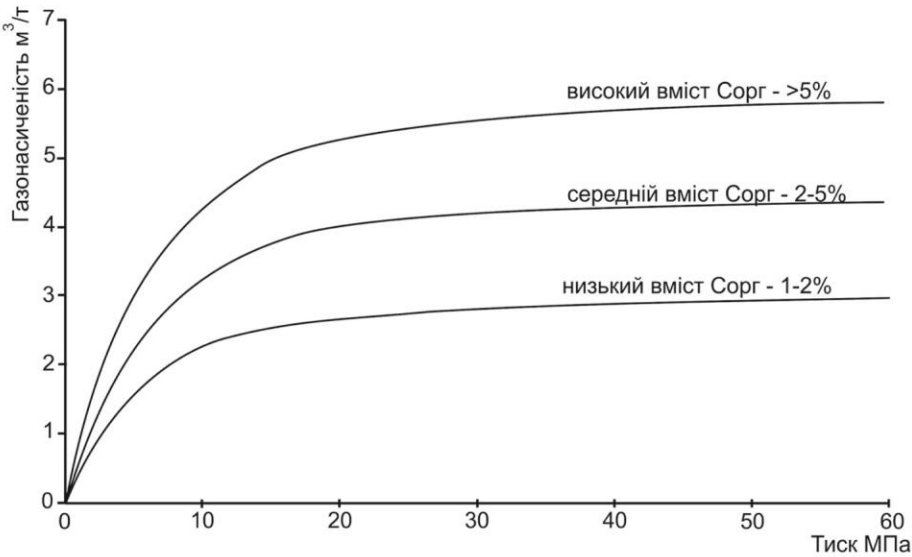


Рисунок 102 – Графік залежності Ленгмюра для сорбованого газу

Як видно з рисунку 102, до значень тиску приблизно 15-20 МПа газонасиченість стрімко зростає, а потім майже не змінюється, що пояснюється наближенням до максимальних сорбційних можливостей породи.

Отже, значення вмісту сорбованого газу в породі визначено за наведеним графіком, залежно від середніх термобаричних умов і вмісту органічної речовини.

Для підрахунку видобувних ресурсів газу отримані загальні геологічні ресурси $V_{геол}$

помножуються на коефіцієнт вилучення газу $K_{вил.}$, який у відповідності з "Методичними вказівками по кількісній оцінці ресурсів ВВ" (1987 р.) для традиційних газових родовищ приймається рівним 0,85.

Для газу в сланцевих відкладах коефіцієнт вилучення буде, безсумнівно, меншим. Він приймається авторами на основі методу експертних оцінок серед українських спеціалістів та американського досвіду видобутку такого газу. Зокрема, американські дані показують, що на родовищах щільного газу коефіцієнт вилучення становить 0,25-0,50, а на родовищах "сланцевого" газу – 0,13-0,79 (в середньому 0,33) [107]. Бажаючи надати оцінкам найбільшу реальність, автори зупинилися на дещо менших від середнього значення коефіцієнтах вилучення – 0,35 для вільного газу і 0,15 для сорбованого газу у сланцевих відкладах. Для відповідних значень коефіцієнту вилучення розраховані і величини щільності ресурсів газу на одиницю площі, які показані в результуючій таблиці 7.

Загальні геологічні ресурси Східного регіону становлять 66,3 трлн.м^3, видобувні 14,3 трлн.м^3. Розподіл ресурсів за мегакомплексами є наступним: на першому місці нижньокам'яновугільний мегакомплекс, видобувні ресурси якого становлять 5,6 трлн. м^3, тобто 40% від загальних у регіоні; на другому – середньокам'яновугільний мегакомплекс із видобувними ресурсами 5,2 трлн.м^3 газу (36%); ресурси верхньодевонського і верхньокам'яновугільного мегакомплексів значно менші і становлять відповідно 0,7 трлн.м^3 (4,5%) та 2,8 трлн.м^3 (19,5%).

За щільністю на одиницю площі, яка найкраще характеризує перспективність території, перше місце посідає середньокам'яновугільний мегакомплекс – 420,0 млн. м^3/км^2, друге – верхньокам'яновугільний зі щільністю 307,0 млн.м^3/км^2, на третьому – нижньокам'яновугільний зі щільністю 294,0 млн.м^3/км^2, найменші щільності у верхньодевонському мегакомплексі – 131,0 млн.м^3/км^2.

6.2 Ресурсний потенціал найбільш перспективних зон

Проведені підрахунки дозволили зробити попередню оцінку ресурсного потенціалу виділених перспективних зон в палеозойських відкладах Східного нафтогазоносного регіону.

Зачепилівсько-Ливенська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу у глинистих відкладах девону в межах Зачепилівсько-Ливенської зони оцінюються в 94,3 млрд. м^3 у тому числі вільний газ – 54,4 млрд. м^3 і сорбований – 39,9 млрд. м^3.

Борківсько-Великозагорівська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу девонських глинистих відкладів в її межах оцінюються в 521,6 млрд. м^3, у тому числі вільний газ – 294,3 млрд. м^3 і сорбований – 227,3 млрд. м^3.

Окопівська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу глинистих відкладів XIIа МФГ в межах Окопівської ділянки оцінюються в 34,2 млрд. м^3, у тому числі вільний газ – 17,7 млрд. м^3 та сорбований – 16,5 млрд. м^3.

Миргородсько-Ливенська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу

Таблиця 7 - Ресурси газу в сланцевих відкладах Східного нафтогазоносного регіону України.

ГАЗ ВІЛЬНИЙ										
Комплекс	Площа ($км^2$)	Глибина середня (м)	Товщина вміщуючих порід ефективна (м)	Коефіцієнт пористості	Коефіцієнт газонасиченості	Пластова температура (°С)	Пластовий тиск (МПа)	Вміст $С_{орг}$ (%)	Поправка на температуру	Поправка на тиск
$С_3$	9100	2000	150	0,03	0,55	65	21,0	1,1	0,867	228
$С_2$	12350	3700	180	0,025	0,55	80	39,0	1,5	0,830	363
$С_1$	19100	4000	100	0,022	0,55	110	43,0	3,5	0,765	383
D	5250	3900	70	0,02	0,55	90	40,0	1,1	0,807	367
Всього										

нижньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 181,4 млрд. $м^3$, у тому числі вільний газ — 87,3 млрд. $м^3$ і сорбований — 94,1 млрд. $м^3$.

Західномихайлівсько-Південноблизнюківська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1 756,7 млрд. $м^3$, у тому числі вільний газ — 801,3 млрд. $м^3$ і сорбований — 955,4 млрд. $м^3$.

Римарівсько-Більська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 289,6 млрд. $м^3$, у тому числі вільний газ — 142,6 млрд. $м^3$ і сорбований — 146,9 млрд. $м^3$.

			ГАЗ СОРБОВАНИЙ					ЗАГАЛЬНІ		
Загальні геологічні ресурси (трлн. м^3)	Видобувні ресурси ($К_{вил}$ 0,35) (трлн. м^3)	Щільність (млн. м^3/км^2)	Щільність порід (т./м^3)	Газонасиченість, (м^3/т)	Загальні ресурси (трлн. м^3)	Видобувні ресурси ($К_{вил}$ 0,15) (трлн. м^3)	Щільність (млн. м^3/км^2)	Загальні ресурси (трлн. м^3)	Видобувні ресурси (трлн. м^3)	Щільність, (млн. м3/км^2)
4,4	1,6	171	2,33	2,60	8,3	1,2	136	12,7	2,8	307
9,2	3,2	261	2,58	2,28	13,1	2,0	159	22,3	5,2	420
6,9	2,4	126	2,63	4,27	21,4	3,2	168	28,3	5,6	294
1,2	0,4	80	2,61	1,85	1,8	0,3	51	3,0	0,7	131
21,7	**7,6**				**44,5**	**6,7**		**66,3**	**14,3**	

Веселівсько-Новомечебилівська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1149,2 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 741,7 млрд. м^3 і сорбований — 407,5 млрд. м^3.

Червонодонецько-Дробишівська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1046,4 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 680,5 млрд. м^3 і сорбований — 365,9 млрд. м^3.

Юзівська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 2919,9 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 1927,8 млрд. м^3 і сорбований — 992,0 млрд. м^3.
Видобувні ресурси сланцевого газу верхньокам'яновугільних глинистих відкладів

в її межах оцінюються в 1365,8 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 953,2 млрд. м^3 і сорбований — 412,6 млрд. м^3.
Загальні видобувні ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів в межах Юзівської перспективної зони оцінюються в 4285,6 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 2881,0 млрд. м^3 і сорбований — 1404,6 млрд. м^3.

Мелихівсько-Шебелинська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу верхньокам'яновугільних глинистих відкладів оцінюються в 564,8 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 408,6 млрд. м^3 і сорбований — 156,2 млрд. м^3.

Артемівська перспективна зона. Видобувні ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів оцінюються в 171,6 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 109,42 млрд. м^3 і сорбований — 62,2 млрд. м^3.
Видобувні ресурси сланцевого газу верхньокам'яновугільних глинистих відкладів оцінюються в 85,9 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 61,61 млрд. м^3 і сорбований — 24,3 млрд. м^3.
Загальні видобувні ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів в межах Артемівської перспективної зони оцінюються в 258,0 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 171,0 млрд. м^3 і сорбований — 87,0 млрд. м^3.

РОЗДІЛ 7. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЄННЯ СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ В ПАЛЕОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДАХ СХІДНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

В останні роки поряд з видобутком сланцевого газу в низці осадових басейнів розпочато видобуток так званої «сланцевої» (нетрадиційної) нафти. Так, роботи в цьому напрямку розгорнулись у таких традиційних районах розробки сланцевого газу, як Ігл-Форд, Барнетт, Марселлус, Вудфорд та інших. Окрім США і Канади, проекти освоєння ресурсів сланцевої нафти і газу ініційовані в Мексиці, Колумбії, Болівії, Парагваї, Бразилії, Аргентині, ПАР, Конго, Алжирі, Марокко, Лівії, Йорданії, Туреччині, Румунії, Польщі, Німеччині, Данії, Великій Британії, Норвегії, Швеції, країнах Прибалтики, Україні, Індії, Бангладеш, Тайвані, КНР, Австралії та ін. країнах і знаходяться на різних етапах реалізації [85, 87-90, 93, 94, 96–103, 105, 110 та ін.]. Цим питанням також предметно зацікавились навіть такі країни, як експортно-орієнтовані Венесуела, Саудівська Аравія та Російська Федерація, що є самодостатніми за рахунок традиційних ресурсів нафти і газу [36, 78 та ін.].

Найбільших успіхів у освоєнні сланцевої нафти було досягнуто у басейні Уїллістоун. В зв'язку з цим розглянемо цей басейн більш детально.

Басейн Уїллістоун (Willistone Basin) загальною площею 65 тис. км^2 розташований у штатах Монтана і Північна Дакота (США) та провінції Саскачеван (Канада) (рисунок 103).

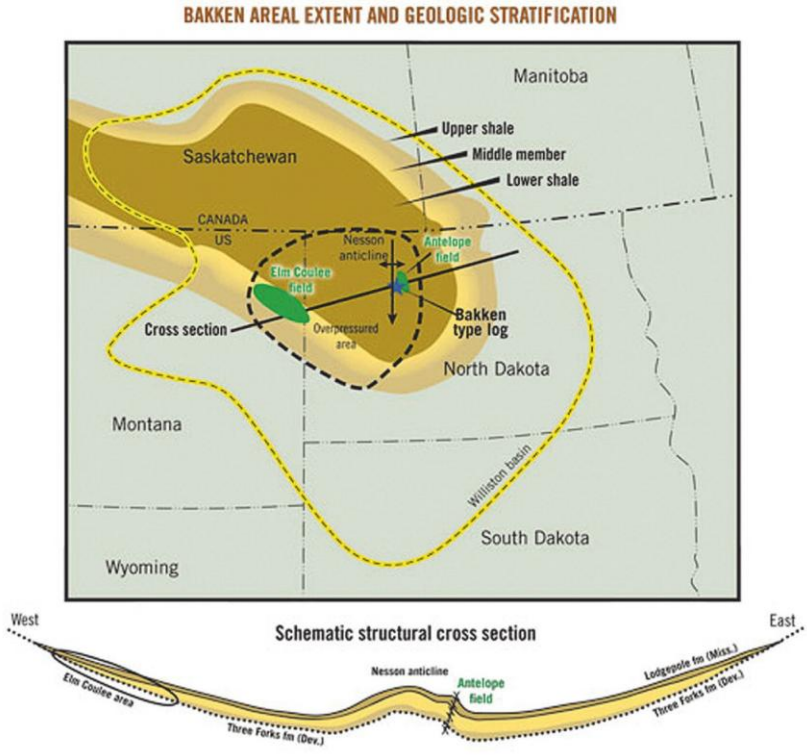


Рисунок 103 - Схема розташування басейну Уїллістоун [106]

Басейн Уїллістоун виповнений потужною товщею девонських та нижньокам'яновугільних відкладів. Основні перспективи пошуку неконвенційних вуглеводнів пов'язуються з формацією Баккен (Bakken Shale) [106].

Загальні ресурси нафти даного басейну оцінюються в 3,65 млрд. барелів (за деякими оцінками — до 11 млрд. барелів) [90], видобуток нафти (як і сланцевого газу) здійснюється з використанням технології горизонтального буріння і гідророзриву пласта і у 2008 р. сягав понад 300 тис. барелів на добу з перспективою збільшення до 700 тис. барелів на добу (660 тис. барелів нафти 0,7 млрд. куб. фут газу у 2012 р.). Собівартість видобутку сланцевої нафти становить за різними оцінками від 15 до 50$ за барель, що в поточних цінах на нафту, які наближаються до 100$ за барель, забезпечує достатньо високу рентабельність її розробки. В зв'язку з цим слід очікувати, що в найближчі роки відбудеться значне збільшення видобутку сланцевої нафти в цьому регіоні, як це вже відбулося з видобутком газу.

У формації Баккен нафта виявлена ще в 1953 р. на ділянці Антелоуп (Antelope), але її видобуток на той час був економічно невигідним. Незначний за обсягом видобуток нафти здійснювався в 50-і — 60-і роки вертикальною свердловиною, яка розкрила систему природної тріщинуватості в ущільнених слабопроникних і низькопористих сланцях нижньої товщі Баккен [90, 104]. На початку 1960-х років для інтенсифікації видобутку нафти тут вперше було застосовано гідравлічне стимулювання тріщинуватості, що збільшило видобуток нафти до 60 тис. барелів у 1964 р. В 1987 р. у нижніх сланцях формації Баккен вперше була пробурена горизонтальна свердловина довжиною 800 м, але це не призвело до збільшення видобутку нафти. Нарешті, у 2000 році перша горизонтальна свердловина була пробурена в середній частині формації, що призвело до різкого збільшення видобутку нафти, яке на ділянці Елм-Кулі (Elm Coulee) досягло близько 400 млн. барелів. У 2006 р. було оконтурене нафтове поле ділянки Першелл (Parshall), і сумарний видобуток сланцевої нафти сягнув 1 млрд. барелів за рік. Це було початком сланцевонафтового буму.

Геологічна служба США оцінює запаси нафти у формації Баккен, що може бути вилучена за сучасною технологією, в 3,65 млрд. барелів, ресурси розчиненого газу — в 51,8 млрд. м^3 [89].

Формація Баккен, вперше описана Дж.В. Нордкистом в 1953 р., має вік від пізнього девону до раннього карбону (верхній фамен – нижній візе). Формацію Баккен підстилають вапняки Медісон групи Трі-Форкс (Three Forks Underlies Group) і перекривають відклади формацій Вабамун, Біг-Валлі, Торквей (Wabamun, Big Valley, Torquay). Площа розповсюдження 518 тис. км^2, товщина 30–50 м. Головні породи — сланці, пісковики, глини, доломіти. Глибина залягання формації 1000–3500 м.

Формація має тричленну будову. Виділяються верхня (верхній Баккен), середня (середній Баккен) та нижня частини (нижній Баккен) (рисунок 104).

Верхня та нижня частини формації складені чорними морськими сланцями з високим вмістом TOC (до 20%). Максимальна товщина відкладів верхньої частини — 9,5 м, нижньої — 18,5 м. Причому у периферійних зонах басейну відклади нижньої частини формації відсутні. Кременисті сланці верхнього та нижнього Баккена збагачені органічною речовиною і вважаються джерелом вуглеводнів, сконцентрованих у

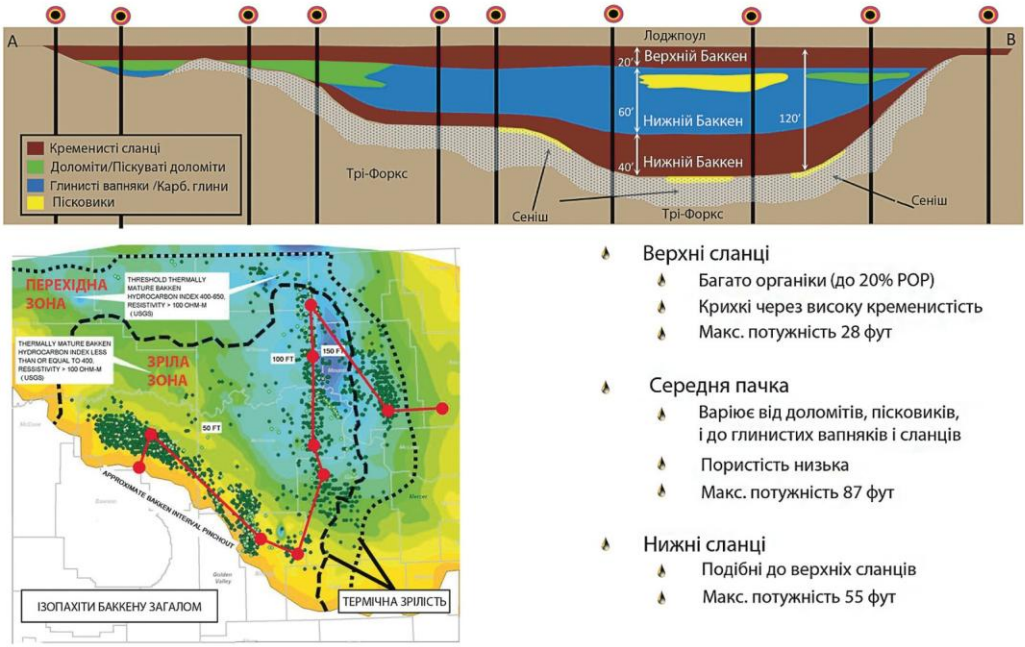


Рисунок 104 - Узагальнена схема геологічної будови та термальної зрілості відкладів формації Баккен Уїллістоунського басейну [108].

формації Баккен (інакше кажучи – нафтоматеринськими породами).

Середня частина формації має найбільш строкатий літологічний склад, який змінюється як за розрізом, так і за площею. В центральній частині басейну вона представлена перушаруванням чорних та темно-сірих вапнистих сланців з високими вмістом органогенних решток (криноідеї та брахіоподи), сірих та темно-сірих глинистих вапняків, з підпорядкованою роллю сірих вапняків і доломітів та тонкозернистих алевритистих пісковиків і світло-сірих глинистих масивних алевролітів. Пористість порід, які складають середню частину формації Баккен змінюється від 1 до 10%, однак у середньому не перевищує 5%, проникність низька (в середньому 0,02-0,04 мілідарсі, що набагато менше, ніж для типових нафтових резервуарів). Що стосується периферійних частин басейну, то в їх межах середня частина формації Баккен представлена карбонатною товщею, яка складена доломітами, вапняками та глинистими вапняками з тонкими прошарками глинистих сланців. Товщина карбонатних відкладів в зоні змінюється від 5 м до 15 м. Пористість карбонатних порід середньої частини формації Баккен в межах периферійної зони басейну змінюється від 1% до 5%, середні значення проникності 0,03 мД. На окремих ділянках розвинута тріщинуватість.

В межах басейну за нафтогеологічними особливостями виділяється 4 геолого-промислових райони видобутку сланцевої нафти. В межах центральної частини басейну принято виділяти район Антелоуп (Antelope) і Північно-Дакотська антикліналь (North Dakota Anticline), в межах периферійних частин — Бисентеніал-Елькхорн (Bicentennial-Elkhorn) та Ельм-Куле (Elm Coulee) (рисунок 105).

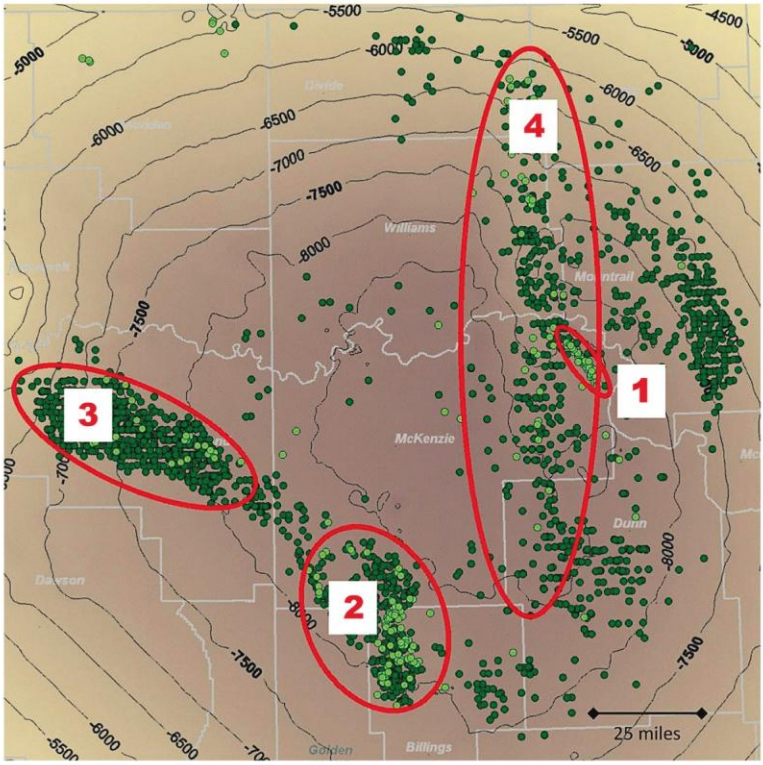


Рисунок 105 - Схема розміщення геолого-промислових районів видобутку сланцевої нафти Уїллістоунського басейну: 1 — Антелоуп (Antelope), 2 — Бисентенніал-Елкхорн (Bicentennial -Elkhorn), 3 — Елм-Куле (Elm Coulee), 4 — Північно-Дакотська антикліналь (North Dakota Anticline) [108].

У 2008 р. видобуток нафти у районі Північно-Дакотської антикліналі становив 62 776 123 барелів, що на 39% більше порівняно з 45 121 983 барелів, видобутих у 2007 р. Це збільшення на 17 млн. барелів зумовлено збільшенням обсягу буріння і використанням горизонтального буріння під час розробки формації Баккен, що стимулювалося зростанням цін на нафту. В 2008 р. з 881 свердловин, пробурених на формацію Баккен, вилучено 27 233 329 барелів, що на 269% більше видобутку 2007 р. (7 382 025 барелів, видобутих з 457 свердловин). В 2010 р. видобуток нафти з формації Баккен сягнув загалом 113 млн. барелів [90].

В районі Ельм-Куле (Elm Coulee) в штаті Монтана, починаючи з 2000 року видобуто 270 млн. барелів нафти, в 2007 р. видобуток сягнув 53 тис барелів на добу.

Поклади сланцевої нафти виявлені також у Канаді на південному заході провінції Альберта і в США на північному заході штату Монтана, де виділяється три перспективних об'єкти: Біг-Валлі/Стеттер (Big Valley/Stetter) карбонати; Середній Баккен/Ексшоу (Middle Bakken/Exshaw) доломітові алевроліти; Базал-Банфф (Basal Banff) карбонати. За результатами буріння тут оконтурена перспективна площа, витягнута в північно-північно-західному напрямку на 280 км, шириною 80 км.

Цікавим також є Остін Чок Тренд (Austin Chalk trend) північно-західної частини мегабасейну Мексиканської затоки, який простягається з центральної частини північно-східного Техасу до південного Техасу на границі з Мексикою. Перспективи пошуку неконвеційних вуглеводнів тут пов'язуються з відкладами формації Ігл Форд (Eagle Ford Shale). У стратиграфічному відношенні дана формація приурочена до сеноман-туронських відкладів верхньої крейди і є однією з найбільш показових. Тут карбонатна складова коливається в межах 30-70% (при середньому значенні близько 65%). Таким чином, відклади цієї формації можуть бути віднесені до вапнистих сланців або вапнистих аргілітів. Відклади формації Ігл Форд (Eagle Ford Shale) знаходяться на глибинах нижче 2500 м, значення Сорг сягають майже 6%, пористість 4-11%. Наявні дані свідчать, що відклади формації Остін Чок Тренд (Austin Chalk trend) в межах північно-західного флангу басейну знаходяться на стадії нафтового або раннього газового вікна, а в межах південно-східної частини басейну – на стадії газового вікна. На сьогодні технічно видобувні запаси нафти за різними оцінками оцінюються від 90 до 300 млн. т, причому із року в рік, у міру зростання ступеня вивченості басейну, стабільно збільшуються. У 2012 році видобуток сланцевої нафти із формації Ігл Форд вздовж тренду Остін Чок (Austin Chalk trend) становив 6,7 млн. т нафти, що у 11 разів більше, ніж у 2010 році.

Достатньо високими перспективами видобутку сланцевої нафти характеризуються відклади сланцевої формації Утіка – Пойнт Плезант та відклади глинисто-карбонатної формації Трентон Апалачського басейну. Продуктивні відклади формації Пойнт-Плезант розташовані в штаті Огайо. Відклади формацій представлені глинистими, глинисто-карбонатними та карбонатними відкладами (рисунки 106-107). Вік відкладів – середній-верхній ордовик. Глибина залягання – 1000-3500 м, ефективні товщини – 45-60 м.

Середній вміст органіки, прийнятий для підрахунку запасів – 1,34%, максимальний – 4-7%. Запаси за даними Геолслужби США становлять 15,7 трлн куб. фут. газу і 5 млрд. барелів легкої нафти. Дебіти найкращих свердловин варіюють від декількох тисяч до 270 тис. м^3 газу на добу і 155-225 м^3 на добу нафти.

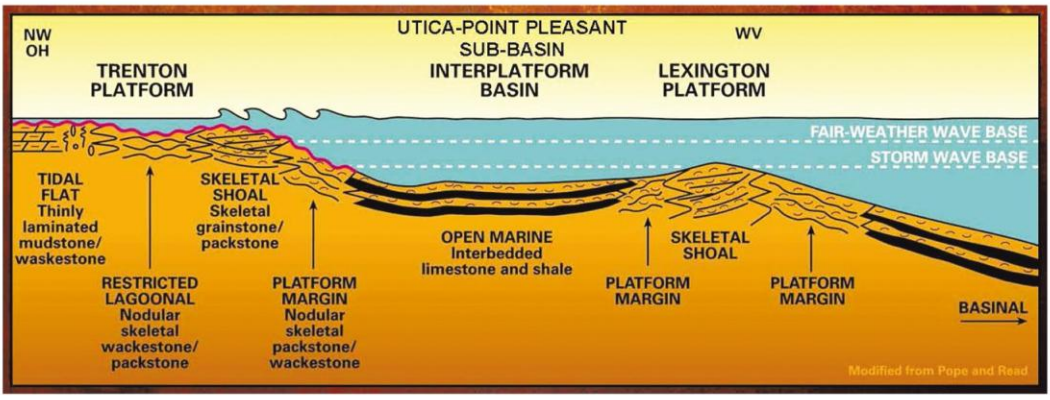


Рисунок 106 - Палеофаціальний профіль Апалачського прогину у середньордовицький час (за Wickstrom L., Perry C., Riley R., Erenpreiss M., 2012 р).

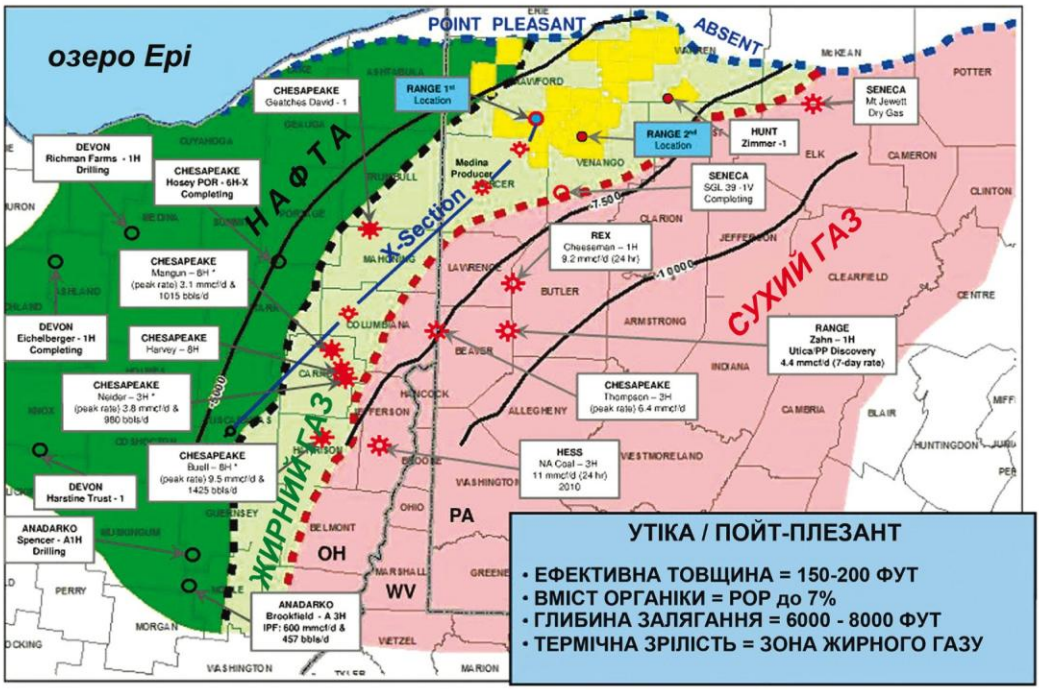


Рисунок 107 - Схема розподілу фазового стану сланцевих вуглеводнів у формаціях Утіка та Пойнт-Плезант Апалачського басейну [110]

Окрім північної Америки, до аналогічних об'єктів, перспективних на сланцеву нафту, можуть бути віднесені наступні басейни: Паризький (Paris) у Франції, Джорджина (Georgina) – в Австралії, Таранакі (Taranaki) – в Новій Зеландії [90], «кімерідзькі глини» Північного моря, світа «Араб» Аравійсько-Іранського басейну, світа Ла-Луна в Маракайбо.

В Росії вірогідним джерелом сланцевої нафти може бути верхньоюрська баженівська світа, яка розвинена на площі понад 1 млн. км^2 в центральній частині Західно-Сибірського басейну на глибині 2500–3000 м. Світа вперше виділена О.Г. Гурарі в 1959 р. як бітумінозна пачка у складі мар'янівської світи. Товщина світи змінюється від 10 м в крайових частинах до 60 м в центральних частинах басейну. Вона складена аргілітами, кременисто-глинистими породами, силіцитами, різною мірою вуглеводнистими, які чергуються з тонкими прошарками і лінзами карбонатних утворень (вапняки, доломіти, сидерити) [10, 47, 63].

Баженівська світа утворилася в результаті функціонування двох седиментаційних систем: повільного фонового, переважно біогенного осадконакопичення, якому відповідають глинисто-кременисті породи і силіцити, а також швидкої седиментації матеріалу аргілітів з турбідитних потоків в їх дистальних фаціях. У формуванні кременисто-вуглецевих порід баженівської світи значну роль відігравали кори вивітрювання Уралу, що синхронно розвивалися [47].

На відміну від традиційних родовищ, нафта тут приурочена до мікрошаруватих листуватих аргілітів з високим вмістом органічної речовини. Згідно з шаруватістю

орієнтована система порожнин, які і вміщують нафту. Це не просто тріщини різної орієнтації, а дуже тонкі, менше 1 мм, паралельні горизонтальні тріщинки між такими ж тонкими лусками глин, гідродинамічно зв'язані порожнини. Вони сформовані, як вважається, за рахунок автофлюїдорозриву порід за шаруватістю під впливом процесів перетворення органічної речовини з твердого стану в рідкий під час термічної переробки порід [2, 44, 57]. Головна роль в цьому процесі, на думку деяких вчених [64, 65], належить органічній речовині, яка знаходиться у вигляді прошарків і лінзоподібних скупчень, що призводить до утворення паралельно-шаруватих, петельчастих, лінзовидно-шаруватих текстур. В процесі катагенезу за досягнення температур головної фази нафтоутворення (понад 90°С) завдяки наявності таких текстур починається інтенсивний розвиток тріщинуватості за рахунок різкого збільшення об'єму внаслідок інтенсивного новоутворення флюїдів. Тоді й відбувається так званий автофлюїдорозрив — розрив суцільності породи, викликаний інтенсивним флюїдоутворенням. При цьому формується аномально високий пластовий тиск.

Аргіліти баженівської світи характеризуються високою проникністю (за рахунок високої тріщинуватості), підвищеним вмістом ОР, хлороформенного бітуму, кременистості, високими значеннями природної радіоактивності, питомого електричного опору, пористості, зниженою щільністю. Висока пористість обумовлена наявністю мікропор і літогенетичних тріщин, орієнтованих паралельно шаруватості. Підвищена радіоактивність обумовлена високим вмістом урану, який на порядок перевищує вмісти в підстилаючих і перекривних відкладах.

Вперше промислові притоки вуглеводнів з баженівської світи отримані в свердловині 15-р Салимського родовища в 1967 р., які становили 5 $м^3$/добу нафти і 1000–1200 $м^3$/добу газу. Промислова розробка покладів почалася на тому ж родовищі у 1974 р., але станом на початок 2006 р. (понад 30 років розробки) з цих покладів було видобуто лише 2,1 млн. т нафти, з 72 пробурених свердловин 11 виявилися «сухими», 25 виведено з промислової розробки з накопиченим видобутком менше 1 тис. т, і тільки в 11 свердловинах сумарний видобуток був вищим за 30 тис. т. За час розробки було встановлено, що фільтраційно-ємнісні властивості колектора повністю залежать від аномально високого пластового тиску (АВПТ), що унеможливлює механізований видобуток, оскільки за зниження АВПТ шари змикаються і фільтрація практично припиняється. Крім Салимського, дослідно-промислова розробка проводилася на Єм-Єговському, Правдинському, Маслихівському, Галянівському, Середньо-Назимівському родовищах, але без значних результатів, незважаючи на значні ресурси нафти, зосереджені в баженівській світі, які, як вважається значно перевищують традиційні ресурси Західного Сибіру [2].

Вирішальними обставинами формування колекторських властивостей аргілітів баженівської світи вважається підвищений вміст органічної речовини (ОР), висока пластова температура і аномально високий пластовий тиск [65]. В результаті лабораторних досліджень було встановлено, що після піддавання зразків стресу стрімко в десятки разів збільшувалися значення їх проникності [65]. На тріщинуватість колекторів значний вплив має наявність зон розломів [78].

Наразі баженівська світа, де вміст $С_{орг}$ становить 5–12%, розглядається як мате-

ринська товща для основної маси вуглеводневої сировини Західного Сибіру [47].

На основі узагальнення геолого-геофізичних, геолого-промислових та геохімічних матеріалів з осадових басейнів світу, розглянутих вище, на сьогоднішньому рівні знань, можливо попередньо сформулювати наступні положення та геологічні критерії оцінки перспектив пошуку сланцевої нафти:

1) **Літологічний склад порід (глинисті (сланцеві) і піщано-глинисті породи, гідрокарбопеліти і карбонатні породи) та вміст $C_{орг}$ (більше 1,5%).**
Літологічний склад відкладів, перспективних на сланцеву нафту, досить різноманітний. Найбільш перспективними є три типи розрізів: розрізи, складені власне сланцевими породами, розрізи, складені піщано-глинистими і глинисто-піщаними породами та розрізи, складені карбонатно-глинистими, глинисто-карбонатними та карбонатними породами. Найбільш перспективними для формування скупчень сланцевої нафти є глинисті (сланцеві) породи та гідрокарбопеліти. Дещо меншими перспективами характеризуються карбонатні і глинисто-піщані породи. Важливим аспектом для сланцевої нафтоносності піщаних і карбонатних порід є знаходження їх у розрізі у парагенезисі з власне сланцевими утвореннями, збагаченими органічною речовиною.
Що стосується вмісту органічної речовини, то її мінімальний вміст, як свідчать дані з сланцевих басейнів, повинен перевищувати 1,5-2%. Причому перспективність порід збільшується зі збільшенням вмісту $C_{орг.}$
2) **Ступінь термальної зрілості порід (верхи $МК_1$ — середина $МК_3$)**
Важливим аспектом як для оцінки перспектив газоносності сланцевих порід, так і для пошуку сланцевої нафти є ступінь термальної зрілості порід. Перспективним для генерації нафти є інтервал від верхньої частини $МК_1$ (R^0 — 0,55) до середньої частини $МК_3$ (R^0 — 0,95), однак найбільші перспективи слід пов'язувати з інтервалом від R^0 — 0,6 до R^0 – 0,8.
3) **Мінімальна товщина горизонту — 30 м.**
4) **Пористість: сланці > 2,0%, пісковики і алевроліти > 6,0%, карбонати > 4,0%**
Мінімальні значення пористості порід, перспективних для пошуку сланцевої нафти, становлять: для сланців — 2,0%, для пісковиків і алевролітів — 6,0%, для карбонатних порід — 4,0%.
5) **Наявність тріщинуватості.**
Ще одним із важливих (але необов'язкових) критеріїв оцінки перспектив сланцевої нафтоносності є наявність тріщинуватості, яка сприяє з'єднанню та об'єднанню в єдину систему прошарків порід, збагачених органічною речовиною, з прошарками порід, які характеризуються наявністю певної кількості пустот і які можна віднести до розряду напівколекторів.
6) **Глибина залягання пластів до 4000 м.**
Аналіз родовищ сланцевої нафти у Північній Америці показує, що глибина залягання пластів, з яких здійснюється промисловий видобуток, змінюється від 200 м до 4200 м. Економічні оцінки показують, що рентабельним є проведення видобутку сланцевої нафти з глибин до 4000 м.

На основі зазначених критеріїв в межах Східного нафтогазоносного регіону України попередньо можливо визначити сім основних стратиграфічних рівнів розповсюдження порід, перспективних для пошуку сланцевої нафти (рисунок 108).

1) Задонський та єлецький горизонти нижньофаменського під'ярусу верхнього девону. Основні перспективи у плані пошуку сланцевої нафти у задонському горизонті повязують з пачками порід, які складені сланцевими (глинистими) та карбонатно-глинистими) породами, в єлецькому горизонті — з карбонато-глинистими і карбонатними породами.
2) Озерсько-хованські відклади верхньофаменського під'ярусу верхнього девону. Перспективними є пачки порід, складених перешаруванням піщаних, глинистих та піщано-глинистих порід. Дещо меншими перспективами характеризуються карбонатно-глинисті породи, які розповсюджені в межах південно-східної частини ДДЗ.
3) Нижньовізейський під'ярус нижнього карбону. Найбільш перспективними є пачки порід, які складені глинистими вапняками, вапнистими аргілітами і більш чистими вапняками.
4) Верхньовізейський під'ярус нижнього карбону. Перспективними є інтервали, які представлені перешаруванням сланців і піщаних порід.
5) Нижньосерпуховський під'ярус нижнього карбону. Перспективними є породи, аналогічні перспективним породам верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.
6) Нижньобашкирський під'ярус середнього карбону. Основні перспективи у плані пошуку сланцевої нафти у відкладах нижньобашкирського під'ярусу пов'язують з пачками порід, які складені глинистими вапняками, глинистими доломітами та аргілітами.

Комплексний аналіз геолого-геофізичних і промислових матеріалів та результатів аналітичних досліджень, показує, що найбільш перспективною для пошуку сланцевої нафти є північно-західна частина ДДЗ. В стратиграфічному відношенні це перш за все сланцеві та глинисто-піщані відклади нижньосерпуховсько-верхньовізейського і девонського комплексів, а також карбонатно-глинисті та глинисто-карбонатні відклади нижньовізейського комплексу.

Девонський комплекс. В межах північно-західної частини ДДЗ відклади девону залягають з переривом і стратиграфічною незгідністю на архейсько-протерозойському кристалічному фундаменті. Розріз починається з верхньої частини ейфельського ярусу і завершується озерсько-хованськими відкладами. За літологічними особливостями і послідовністю наверствування в розрізі девону чітко виділяють п`ять літологічних комплексів: підсольовий, нижній соленосний, міжсольовий, верхній соленосний та надсольовий. Виділені комплекси в ДДЗ, як і в Прип`ятському прогині, широко використовуються в практиці робіт під час пошуків нафти і газу. Стратиграфічно девонські відклади в ДДЗ представлені верхньою частиною середнього (ейфельський і живетський яруси) і верхнім відділом (франський і фаменський яруси). Товщина їх змінюється від 2000-2500 м до 4000-5000 м залежно від структурної позиції розрізу девону. Як правило, на бортах западини і на виступах фундаменту девонські відклади майже повністю розмиті в передкам'яновугільний час або збереглися лише на окремих ділянках у вигляді

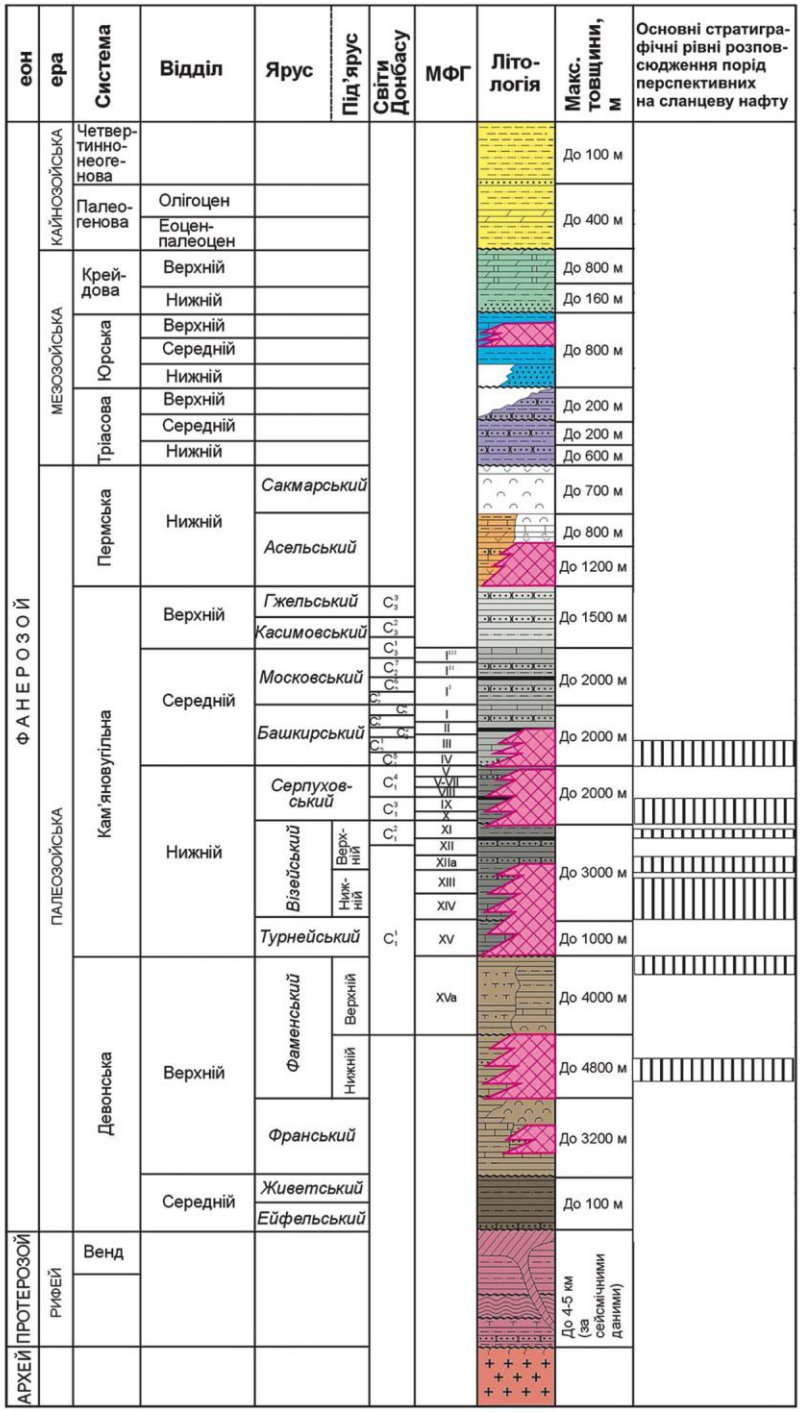


Рисунок 108 - Основні стратиграфічні рівні розповсюдження найбільш перспективних для пошуку сланцевої нафти порід у палеозойських відкладах ДДЗ (літолого-стратиграфічна основа за О.Ю. Лукіним)

останців незначної товщини. Слід зазначити, що порівняно з іншими районами Східно-Європейської платформи товщини девону в ДДЗ значно збільшені, мають строкатий фаціальний склад і характеризуються широким розвитком вулканітів і солей.

Найбільш привабливою територією в плані пошуків сланцевої нафти в девонському комплексі в межах північно-західної частини ДДЗ є ділянка північної прибортової зони, що розташовується від Борківської структури на заході до Бахмацької структури на сході (Борківсько-Бахмацька перспективна зона). В межах цієї зони був проведений комплексний аналіз наявних матеріалів і виконаний значний обсяг аналітичних досліджень порід за результатами свердловин, пробурених на Борковській, Борзнянській, Кінашівській та Ушнянській площах. Перспективні інтервали для пошуку сланцевої нафти були виділені у свердловинах: Кінашівська-6, Ушнянська-1, Борківська-15, Борзнянська-303 та ін. В стратиграфічному відношенні перспективні інтервали були виділені у відкладах нижньофаменського та верхньофаменського під'ярусів верхньодевонського комплексу. В літологічному відношенні перспективні інтервали складені трьома літологічними різновидами: 1) пісковиками та алевролітами сірими, глинистими, з прошарками аргілітів; пористість — 4-9%, проникність 0,01-0,08 мілідарсі; 2) аргілітами сірими до чорних, плитчастими, рідше масивними, досить часто бітумінозними; пористість — 1-3%, проникність 0,001-0,01 мілідарсі; 4) вапняками темно-сірими глинистими, тонко- і прихованокристалічними з прошарками мергелів; пористість — 3-8%, проникність 0,01-0,04 мілідарсі.

Вміст ТОС в породах в межах перспективних інтервалів за даними лабораторних досліджень змінюється від 2,1% до 4,3%. Термальна зрілість порід (R^0) коливається в межах 0,62-1,2.

Нижньовізейський комплекс. Нижньовізейський перспективний комплекс в межах північно-західної частини ДДЗ має двочленну будову. Виділяється верхня та нижня частини, які відповідають відкладам XIII (горизонти В-24-25) та XIV (горизонти В-26-27) мікрофауністичних горизонтів. Верхня частина рифогенно-карбонатного комплексу досліджуваної території має широке розповсюдження (друга максимальна фаза трансгресії). Нижня частина на території досліджень в основному представлена відкладами прибережно-морських і підводно-дельтових фацій, і тільки на південному сході через глинисто-карбонатні породи (Рудівська, Червонозаводська, Ісківцівська площі) переходить до морських, власне карбонатних фацій (Харківцівська, Комишнянська, Бакумівська площі).

Узагальнення наявних геолого-промислових даних показує, що для пошуку сланцевої нафти найбільш перспективними є глинисто-карбонатні, карбонатно-глинисті і карбонатні відклади XIII мікрофауністичного горизонту. Товщина відкладів XIII мікрофауністичного горизонту в межах північно-західної частини ДДЗ змінюється в межах від 20 до 200 м і супроводжується зміною літології і фацій. Результати раніше проведених детальних літолого-фаціальних, палеогеографічних і палеотектонічних досліджень дозволяють виділити у відкладах XIII мікрофауністичного горизонту 8 фаціальних зон, які мають специфічні особливості складу і будови. Виділяються наступні зони: басейнова (або депресійна), схилова, рифова, шельфова (зони внутрішньо-

го і зовнішнього шельфу), прибережно-морська, субконтинентальна і континентальна [18, 56]. Основні перспективи пошуку сланцевої нафти пов'язуються з карбонатними та глинисто-карбонатними відкладами шельфової зони. В літологічному відношенні відклади шельфової зони представлені різноманітними вапняками з підпорядкованою роллю аргілітів та доломітів. Найбільш поширеними є наступні типи вапняків:

1) вапняки темно-сірі, чорні, часто глинисті, в основному детритусові і шламово-детритусові, прошарками тонкозернисті і сильно перекристалізовані. Місцями в вапняках відмічаються окременіння і доломітизація, але ці процеси мають локальний характер. Органічні рештки різного ступеня збережності представлені форамініферами, члениками криноідей, товстостінними брахіоподами, зрідка моховатками. Пористість таких вапняків 3-4%, проникність 0,01-0,02 мД, на ділянках розвитку тріщинуватості до 0,05-0,09 мД. Вміст $C_{орг}$ – до 1-2,5%.
2) вапняки сірі і світлі-сірі, органогенні, тонко- і дрібнозернисті, майже повністю перекристалізовані, з незначною домішкою глинистого матеріалу. Органічні рештки представлені цілими черепашками різноманітних форамініфер, численими криноідеями, уривками водоростей і моховаток, голками брахіопод. Пористість таких вапняків 4-7%, проникність змінюється від 0,01-0,02 до 0,05-0,10 мД. Вміст $C_{орг}$ – до 1-1,5%.
3) вапняки чорні, темно-сірі, окременілі, часто глинисті з уламками фауни брахіопод, остракод, морських їжаків і масовим розвитком спікул губок, нерідко відмічаються скупчення органічної речо¬вини і численні включення піриту. Пористість таких вапняків 1-2%, проникність 0,01-0,02 мД. Вміст $C_{орг}$ – до 2-3,5%.

Значно рідше зустрічаються біоморфні і біоморфно-детритусові вапняки, що на окремих ділянках утворюють невеликі за розмірами біогерми, до яких у межах північно-західної частини ДДЗ приурочені родовища традиційних вуглеводнів.

Аргіліти чорні, тонкодисперсні, бітумінозні, нерівномірно вапнисті, шаруваті. Пористість таких аргілітів 1-1,5%, проникність до 0,02 мД. Вміст $C_{орг}$ – до 3,0-5,0%. Найбільша кількість прошарків аргілітів зосереджена у нижній частини товщі.

Ступінь катагенетичних перетворень порід шельфової фаціальної зони XIII мікрофауністичного горизонту змінюється від R^0-0,5 до R^0-1,1. Про високу перспективність пошуку в цих відкладах скупчень сланцевої нафти свідчать і значна кількість нафтопроявів і промислові припливи нафти, які зафіксовані в багатьох свердловинах, пробурених у цій зоні (Південноберестівська №5, Шатравинська №1, Світлична №1 та інші). Звертає на себе увагу і відсутність припливів води під час випробування.

В якості прикладу існування потенційно перспективних на сланцеву нафту товщ може бути наведений інтервал 3140-3217 м (рисунок 109) свердловини Селюхівська-3, що розташовується в південній прибортовій зоні. Даний інтервал представлений глинисто-карбонатними різновидами з розвинутими в інтервалі 3185-3202 м більш чистими вапняками.

За даними інтерпретації матеріалів ГДС, із врахуванням лабораторних досліджень керна, в межах виділеного інтервалу породи характеризуються значеннями відкритої пористості від 1,5% до 3,5%, досягаючи в окремих інтервалах 5%. Разом з тим дані породи характеризуються також кавернозною пористістю, яка коливається в

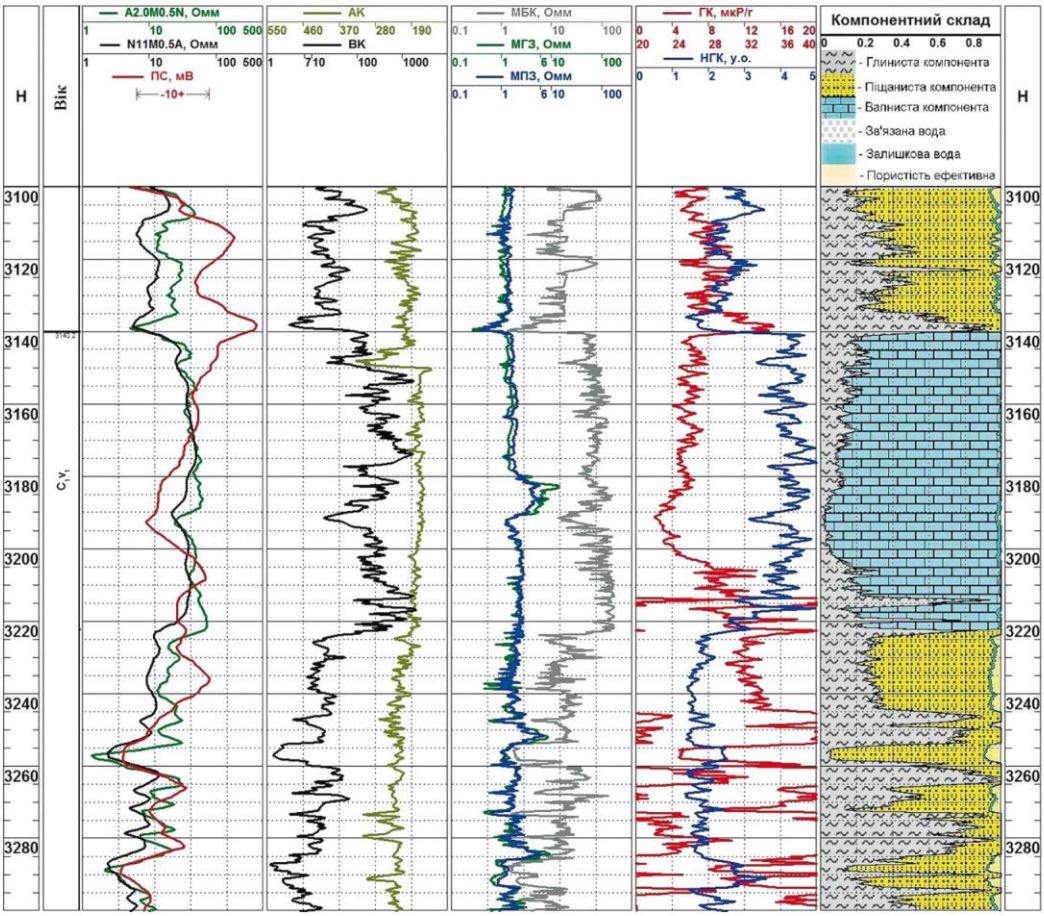


Рисунок 109 – Геолого-геофізичний планшет свердловини Селюхівська-3 (фрагмент).
Перспективний інтервал: 3140-3217 м.

межах 0-0,5%. Термальна зрілість порід (R^0) коливається в межах 0,72-0,85, вміст органічної речовини досягає 5%.

Наступною свердловиною, нижньовізейський розріз якої є потенційно перспективним на пошуки сланцевої нафти, є свердловина Анастасіївська-15, що розташовується в північній прибортовій зоні. Інтервал 4735-4850 м (рисунок 110) представлений карбонатно-глинистими різновидами. Нижче та вище за розрізом залягають глинисті породи XIV (В-26) та XIIа МФГ відповідно, верхня та нижня частина яких, разом з відкладами XIII МФГ, представляють інтерес під час пошуків сланцевої нафти.

За даними інтерпретації матеріалів ГДС, із врахуванням лабораторних досліджень керна, в межах виділеного інтервалу породи характеризуються значеннями відкритої пористості від 2,5% до 7,5%, досягаючи на окремих ділянках 7,5% і більше.

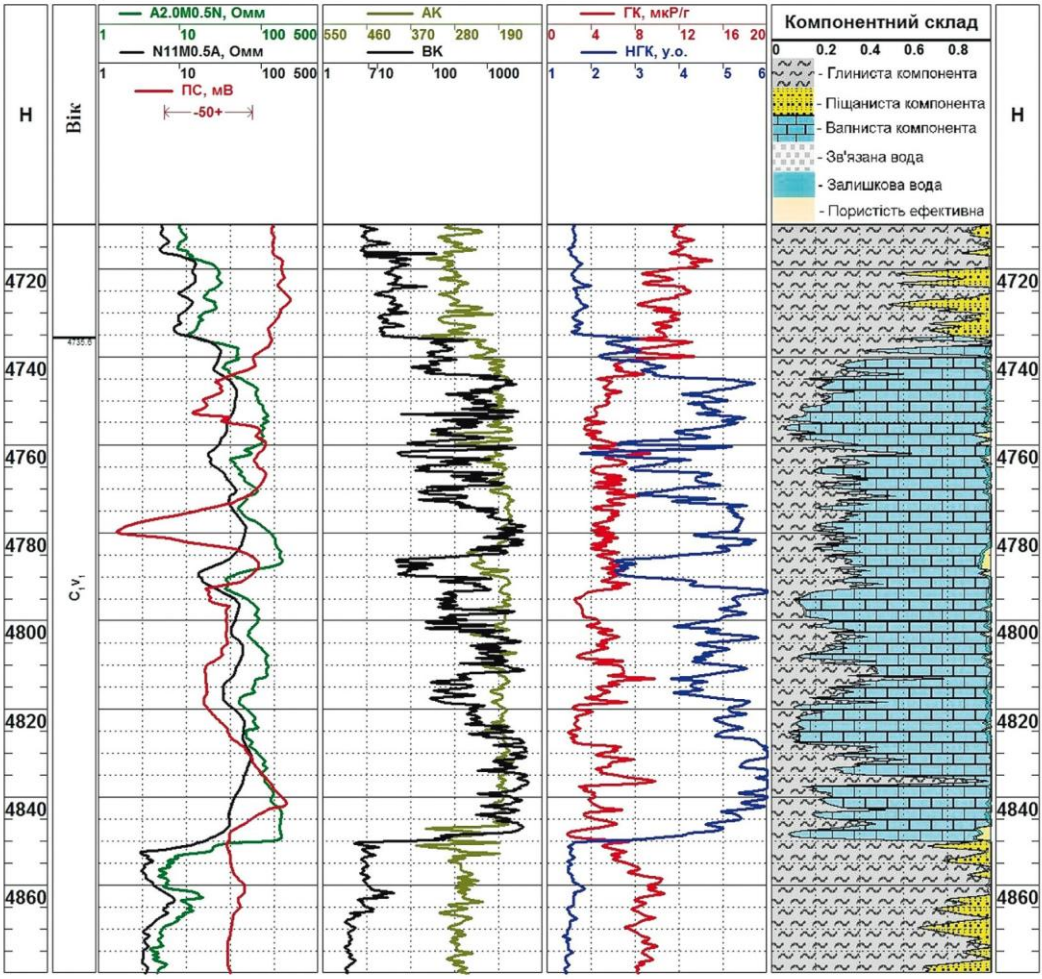


Рисунок 110 – Геолого-геофізичний планшет свердловини Анастасіївська-15 (фрагмент). Перспективний інтервал: 4735-4850 м.

Разом з тим дані породи також характеризуються кавернозною пористістю, яка змінюється в межах 0-1%, досягаючи в окремих випадках 1,5%. Термальна зрілість порід (R^0) коливається в межах 0,83-0,9, вміст органічної речовини досягає 4,5-5%.

За результатами комплексного аналізу наявних геолого-геофізичних матеріалів, з урахуванням розподілу традиційних вуглеводнів за фазовим станом, ступеня термальної зрілості порід, розподілу вмісту органічної речовини була побудована карта перспективних на сланцеву нафту карбонатних та карбонатно-глинистих порід нижньовізейського комплексу (XIII МФГ) (рисунок 111) [18, 56].

Нижньосерпуховсько-верхньовізейський комплекс. В літологічному відношенні в межах північно-західної частини ДДЗ даний комплекс представлений рит-

мічним чергуванням піщаних, алевритових, глинистих порід з підпорядкованими прошарками вапняків.

Перспективні інтервали для пошуку сланцевої нафти в відкладах цього комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ були виділені у свердловинах: Ніжинська-338, Щурівська-10, Хорольська-398 та інших. В літологічному відношенні перспективні інтервали складені двома літологічними різновидами:

1) пісковиками та алевролітами сірими та світло- сірими глинистими з прошарками аргілітів; пористість — 5-10%, проникність 0,01-0,1 мД;
2) аргілітами темно-сірими, чорними, бітумінозними; пористість — 2-3%, проникність 0,001-0,08мД.

Вміст ТОС в породах в межах перспективних інтервалів за даними лабораторних досліджень змінюється від 1,2% до 8,3%. Термальна зрілість порід (R^0) коливається в межах 0,53-0,89.

В той же час перспективність відкладів цього комплексу в плані пошуку скупчень сланцевої нафти значно знижується в зв'язку з наявністю в сланцевих товщах значної кількості прошарків водонасичених піщаних порід, що практично унеможливлює проведення видобутку сланцевої нафти з використанням гідророзриву пласта.

Таким чином, підсумовуючи вищевикладене слід констатувати наступне. Найбільшими перспективами в плані пошуку сланцевої нафти в межах ДДЗ є її північно-західна частина, де можна виділити наступні перспективні відклади:

1) піщано-глинисті відклади фаменського ярусу верхнього девону, які характеризуються достатньо високим вмістом $C_{орг}$ і в межах значної частини території перебувають на стадії так званого «нафтового вікна»;
2) карбонатно-глинисті відклади фаменського ярусу верхнього девону, які характеризуються підвищеним містом $C_{орг}$ (до 7%) і на окремих ділянках також знаходяться на стадії «нафтового вікна»;
3) шельфові карбонатні, карбонатно-глинисті та глинисто-карбонатні відклади верхньої частини нижньовізейського комплексу (XIII мікрофауністичний горизонт), які є за своїми літологічними та геохімічними властивостями аналогічними карбонатним відкладам формації Баккен Уїллістоунського басейну.

Відклади нижньосерпуховсько-верхньовізейського комплексу, в межах північно-західної частини ДДЗ, в плані освоєння сланцевої нафти, слід віднести до об'єктів другої черги.

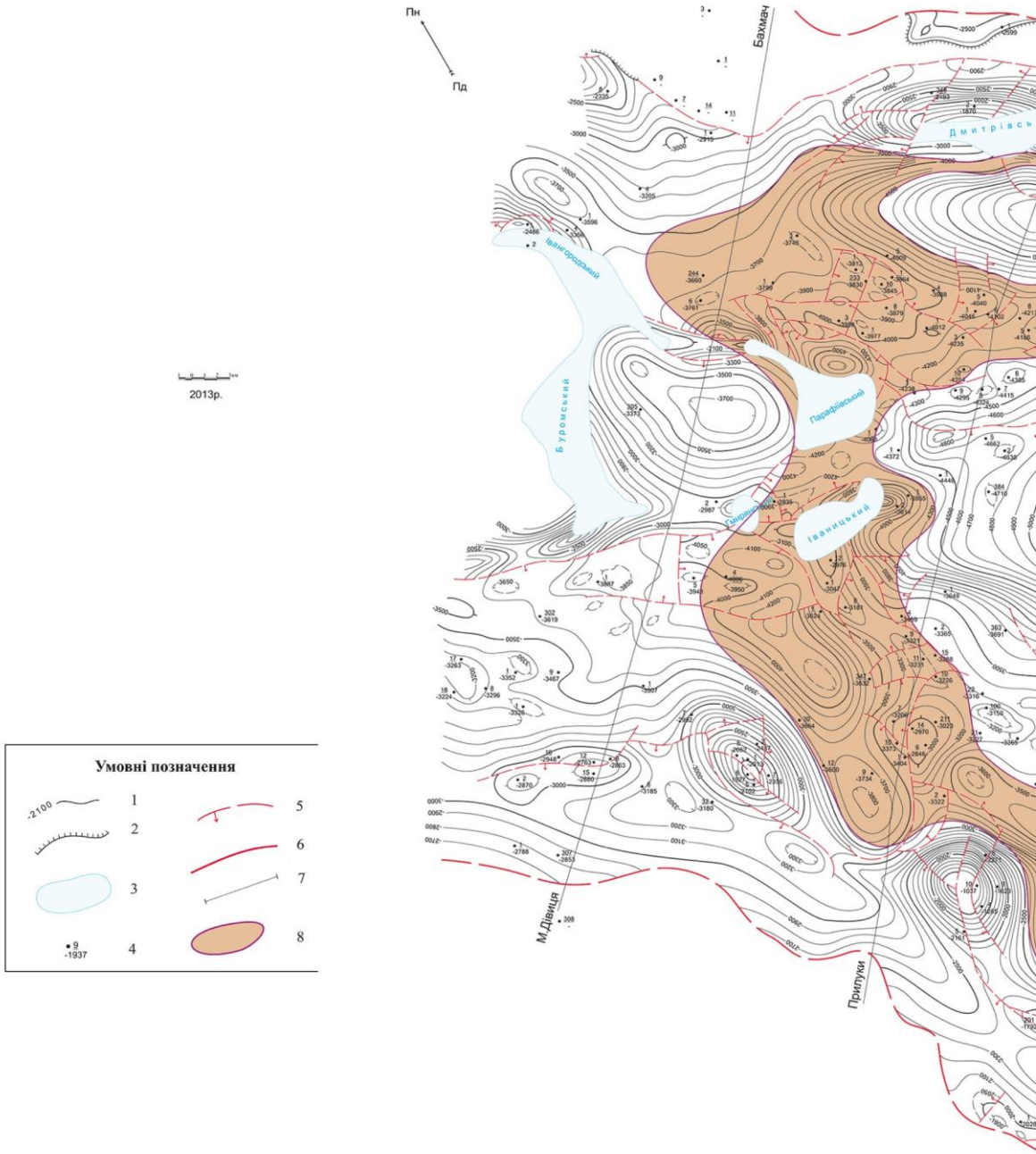
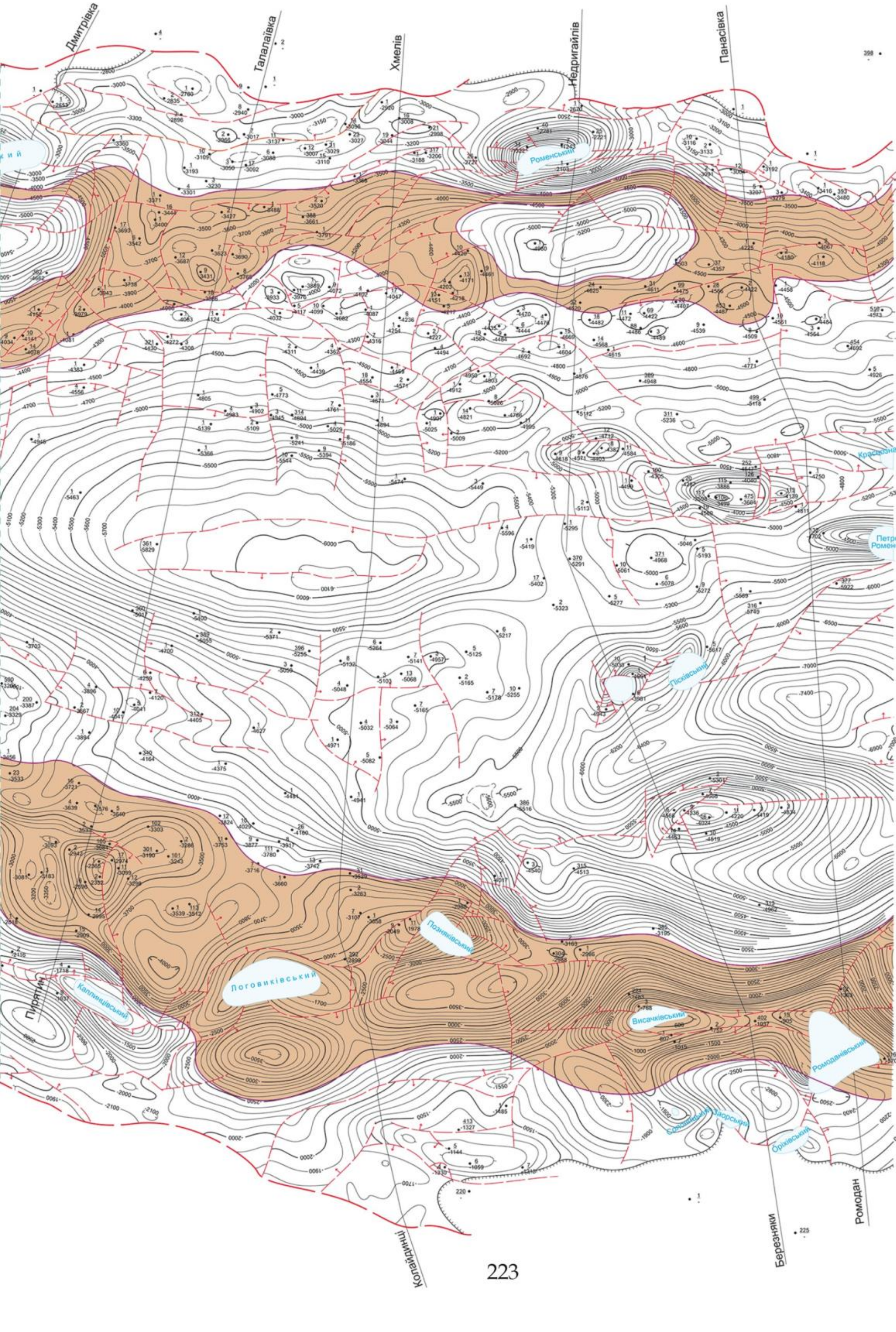


Рисунок 111 – Карта розповсюдження перспективних на сланцеву нафту карбонатних та карбонатно-глинистих порід нижньовізейського комплексу (XIII МФГ).
1 – ізогіпси покрівлі нижньовізейських відкладів, 2 – границя розповсюдження нижньовізейських відкладів, 3 – соляні діапіри, 4 – в чисельнику-номер свердловини, в знаменнику-абсолютна відмітка закартованої поверхні, розривні порушення: 5 – в осадовій товщі (стрілкою показані напрямки їх площин), 6 – зони крайових розломів, 7 – регіональні розломи, 8 – територія перспективна на пошуки сланцевої нафти.


Дмитрівка
Талалаївка
Хмелів
Недригайлів
Панасівка
Роменський
Красноznаменський
Петрово-Роменський
Лісківський
Пирятин
Каплинцівський
Логовиківський
Позняківський
Висачківський
Ромоданівський
Оріхівський
Колайдинці
Березняки
Ромодан

РОЗДІЛ 8. ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРШОЧЕРГОВИХ ОБ'ЄКТІВ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА ПОШУКИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ У ВІДКЛАДАХ ДЕВОНСЬКОГО ТА КАМ'ЯНОВУГІЛЬНОГО КОМПЛЕКСІВ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Вибір першочергових об'єктів для постановки геологорозвідувальних робіт (ГРР) ґрунтувався на наступних критеріях:

1) величина ресурсної бази;
2) щільність ресурсів газу на 1 км^2;
3) глибина залягання відкладів;.
4) ступінь геолого-геофізичної вивченості ділянки;

За визначеними критеріями першочерговими об'єктами є Західномихайлівсько-Південноблизнюківська, Червонодонецько-Дробишівська, Юзівська, Артемівська та Борківсько-Великозагорівська перспективні зони.

Західномихайлівсько-Південноблизнюківська перспективна зона. Перспективна зона має площу 3027 км^2. Видобувні ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1756,7 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 801,3 млрд. м^3 і сорбований — 955,4 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить 580,3 млн. м^3/км^2.

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсморозвідувальних робіт 3D (3027 км^2), геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень (3027 км^2);

2. Буріння 121 пошукових свердловин з проектними глибинами 2500-4300 м;

Червонодонецько-Дробишівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 1714 км^2. Видобувні ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1 046,4 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 680,5 млрд. м^3 і сорбований — 365,9 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить 605,0 млн. м^3/км^2.

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсморозвідувальних робіт 3D (1714 км^2), геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень (1714 км^2);

2. Буріння 69 пошукових свердловин з проектними глибинами 3400-4200 м;

Юзівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 7623 км^2. Загальні видобувні ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів в межах Юзівської перспективної зони оцінюються в 4285,6 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 2881,0 млрд. м^3 і сорбований — 1404,6 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить від 200 до 600 млн. м^3/км^2.

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсморозвідувальних робіт 3D (7623 км^2), геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень (7623 км^2);

2. Буріння 305 пошукових свердловин з проектними глибинами 3600-4500 м;

Артемівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 320 км^2. Загальні видобувні ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів в межах Артемівської перспективної зони оцінюються в 258,0 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 171,0 млрд. м^3 і сорбований — 87,0 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить від 330 до 870 млн. м^3/км^2.

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсморозвідувальних робіт 3D (320 км^2), геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень (320 км^2);

2. Буріння 13 пошукових свердловин з проектними глибинами 3600-4400 м;

Борківсько-Великозагорівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 1316 км^2. Видобувні ресурси сланцевого газу девонських глинистих відкладів в її межах оцінюються в 521,6 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 294,3 млрд. м^3 і сорбований — 27,3 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить 394,6 млн. м^3/км^2.

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсморозвідувальних робіт 3D (1316 км^2), геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень (1316 км^2);

2. Буріння 53 пошукових свердловин з проектними глибинами 2800-4000 м;

Також, дана ділянка є першочерговою для пошуку сланцевої нафти у відкладах верхньодевонського комплексу. Передбачається, що оцінка нафтоносності цих утворень буде проводити одночасно з пошуками сланцевого газу.

Інші виділені перспективні зони є також потенційними об'єктами для проведення геологорозвідувальних робіт на пошуки сланцевого газу, але їх параметри гірші, ніж у описаних вище, і вони є, на думку авторів, другочерговими.

ВИСНОВКИ

На сьогодні Східний нафтогазоносний регіон України (Дніпровсько-Донецька западина) характеризується високим потенціалом сланцевого газу.

1. Аналіз і узагальнення геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів з газоносності сланцевих утворень різних басейнів світу, в першу чергу Північної Америки (Барнетт, Вудфорд, Феєтвілл, Хейнзвіль, Ентрім, Марселлус, Нижній Гурон, Хорн-Рівер, Монті та ін.) з врахуванням результатів виконаних досліджень вітчизняних фахівців, дали можливість визначити основні геологічні критерії оцінки перспектив газоносності сланцевих порід в Україні, а саме:

Літологічний склад (осадові глинисті, алеврито-піщано-глинисті та карбонатно-глинисті утворення, що знаходяться переважно на стадії мезокатагенезу) і вміст органічної речовини ($C_{орг}$ більше 1%). Сланцевий газ пов'язаний винятково з осадовими глинистими, алеврито-піщано-глинистими та карбонатно-глинистими утвореннями, що знаходяться переважно на стадії мезокатагенезу. Головною відмінністю газоносних сланців від звичайних осадових пелітоморфних порід є вміст органічної речовини. Тому до них будуть відноситись всі пелітоморфні породи із вмістом $C_{орг}$ від 1% до 10% (зокрма, доманікіти, баженіти, меніліти). Це переважно темнокольорові істотно глинисті (зазвичай 40-70% і більше) породи, зі змінним вмістом карбонатів — 0-30%, SiO_2 — 0-5%, FeS_2 — 0,1-1,5%.

Ступінь термальної зрілості порід: інтервал від нижньої частини $МК_2$ (R^0 — 0,80) до середньої частини $АК_2$ (R^0 – 3,0). Ступінь катагенезу осадових порід і розсіяної в них органічної речовини є одним з найважливіших показників умов генерації ВВ. Із врахуванням фактичних даних визначено, що найбільш сприятливими умовами для генерації сланцевого газу характеризується інтервал від нижньої частини $МК_2$ (R^0 — 0,80) до середньої частини $АК_2$ (R^0 — 3,0).

Пористість не менше 1,0%. Певна кількість газу у сланцевих породах може міститися і у вільному стані в ізольованих порах та тріщинах. Величина пористості і наявність тріщинуватості значною мірою впливають на ефективність проведення гідророзривів. Оскільки значна частина потенційно перспективних на сланцевий газ товщ приурочена до малопроникних пелітоморфних порід, матрична проникність дуже низька (переважно до 0,1 мД), хоча може коливатися і в значних межах (за рахунок тріщин). Показники пористості залежать як від фракційного і мінералогічного складу порід, так і від вторинних процесів (ущільнення, карбонатизація, окремніння тощо). Нижня межа пористості відповідає значенню в 0,5-1,0% (за даними компаній "ExxonMobil" та "Halliburton").

Товщина перспективного горизонту не менш ніж 30 м. Зазвичай мінімальна товщина продуктивної товщі становить 30-40 м, що обумовлено як геологічними (величина ресурсів), так і технічними чинниками (розкриття продуктивних товщ свердловинамизгоризонтальнимистовбурами).

Глибина залягання пластів до 4500 м. Аналіз родовищ сланцевого газу у Північній Америці показує, що глибина залягання пластів, з яких здійснюється промисловий видобуток, змінюється від 300 м до 4600 м. Виходячи з досвіду розробки покладів сланцевого газу у США, економічно обґрунтованою є глибина залягання порід до 4500 м.

Крім основних критеріїв перспектив газоносності сланцевих порід можна виділити ще наступні додаткові критерії для оцінки ступеня перспективності:

- однорідність літологічного складу пачок сланцевих порід, тобто відсутність значних за товщиною прошарків порід інших літологічних різновидів.
- збільшення товщини і кількості пластів сланцевих порід, а також збільшення вмісту $C_{орг}$;
- ступінь катагенезу порід. Високоперспективна — середня частина стадії $МК_4$ — нижня частина стадії $МК_5$ (R^0 — 1,35-2,00). Середньоперспективна — середня частина стадії $МК_2$ — нижня частина стадії $МК_4$ (R^0 — 0,80-1,34) та верхня частина стадії $АК_2$ (R^0 — 2,01-3,00).
- низька та помірна інтенсивність розвитку розривних порушень (високий ступінь розвитку порушень значно знижує перспективність території).

2. На основі розроблених критеріїв визначені найбільш перспективні відклади для пошуку сланцевого газу в межах Східного нафтогазоносного регіону України, які об'єднані у чотири мегакомплекси:

- верхньодевонський, в якому виділяється два рівні розповсюдження порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу: нижня частина фаменського ярусу (задонський та нижня частина єлецького горизонтів) та верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади);
- нижньокам'яновугільний, в якому виділяється шість рівнів поширення порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу: верхня частина турнейського ярусу, нижня частина нижньовізейського під'ярусу, базальні верстви XIIа МФГ (рудівські шари), середня та верхня частини XIIа МФГ (нижня частина верхньовізейського під'ярусу), верхня частина верхньовізейського під'ярусу (XI-XII МФГ), нижня частина серпуховського ярусу;
- середньокам'яновугільний, в якому виділяється два рівні розповсюдження порід, найбільш перспективних для пошуку сланцевого газу: середня та верхня частини верхньобашкирського під'ярусу, верхня частина нижньомосковського під'ярусу та нижня частина верхньомосковського під'ярусу;
- верхньокам'яновугільний, в якому перспективи пов'язані з відкладами гжельського та касимівського ярусів.

На основі особливостей геологічної будови та геолого-геофізичної вивченості (обсяги сейсморозвідки і щільність глибокого буріння) виділені наступні перспективні зони в межах Східного нафтогазоносного регіону на пошуки сланцевого газу.

Верхньодевонський мегакомплекс: Зачепилівсько-Ливенська та Борківсько-Великозагорівська.

Нижньокам'яновугільний мегакомплекс: Окопівська, Миргородсько-Ливен-

ська, Західномихайлівсько-Південноблизнюківська, Римарівсько-Більська та Євгеніївсько-Дружелюбівська.

Середньокам'яновугільний мегакомплекс: Веселівсько-Новомечебилівська, Червонодонецько-Дробишівська та Юзівська.

Верхньокам'яновугільний мегакомплекс: Мелихівсько-Шебелинська, Артемівська та Юзівська,

3. Оцінка загальних ресурсів газу сланцевих товщ включала в себе підрахунки за двома категоріями: підрахунок вільного газу в звичайному порово-тріщинному об'ємі та підрахунок газу, що знаходиться в сланцевих відкладах в сорбованому стані.

Загальні видобувні ресурси сланцевого газу Східного регіону становлять 14,3 трлн.м^3. Розподіл ресурсів за мегакомплексами є наступним: на першому місці нижньокам'яновугільний мегакомплекс, видобувні ресурси якого становлять 5,6 трлн.м^3 (40% від загальних по регіону); на другому — середньокам'яновугільний мегакомплекс з видобувними ресурсами 5,2 трлн.м^3 газу (36%); ресурси верхньодевонського і верхньокам'яновугільного мегакомплексів значно менші і становлять відповідно 0,7 трлн.м^3 (4,5%) та 2,8 трлн.м^3 (19,5%).

За щільністю на одиницю площі, яка найкраще характеризує перспективність території, перше місце посідає середньокам'яновугільний мегакомплекс — 420,0 млн.м^3/км^2, друге — верхньокам'яновугільний зі щільністю 307,0 млн.м^3/км^2, третє — нижньокам'яновугільний зі щільністю 294,0 млн.м^3/км^2, найменші щільності в верхньодевонському мегакомплексі — 131,0 млн.м^3/км^2.

4. На підставі аналізу та узагальнення геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів щодо осадових басейнів світу, де розпочато видобуток так званої «сланцевої» (нетрадиційної) нафти (Уїллістоун, Ігл-Форд, Барнетт, Марселлус, Вудфорд та ін.) визначено, що основними геологічними критеріями оцінки перспектив пошуку сланцевої нафти є:

1) *Літологічний склад порід (глинисті (сланцеві) і піщано-глинисті породи, гідро-карбопеліти і карбонатні породи) та вміст $C_{орг}$ (більше 1,5%).*

Літологічний склад відкладів, перспективних на сланцеву нафту, досить різноманітний. Найбільш перспективними є три типи розрізів: розрізи, складені власне сланцевими породами, розрізи, складені піщано-глинистими і глинисто-піщаними породами та розрізи, складені карбонатно-глинистими, глинисто-карбонатними та карбонатними породами. Найбільш перспективними для формування скупчень сланцевої нафти є глинисті (сланцеві) породи та гідрокарбопеліти. Дещо меншими перспективами характеризуються карбонатні і глинисто-піщані породи.

Важливим аспектом для сланцевої нафтоносності піщаних і карбонатних порід є знаходження їх у розрізі у парагенезисі з власне сланцевими утвореннями, збагаченими органічною речовиною.

Що стосується вмісту органічної речовини, то її мінімальний вміст, як свідчать дані з сланцевих басейнів, повинен перевищувати 1,5-2%. Причому перспективність порід збільшується зі збільшенням вмісту $C_{орг}$.

2) Ступінь термальної зрілості порід (верхи $МК_1$ – середина $МК_3$).

Важливим аспектом як для оцінки перспектив газоносності сланцевих порід, так і для пошуку сланцевої нафти є ступінь термальної зрілості порід. Перспективним для генерації нафти є інтервал від верхньої частини $МК_1$ (R^0 – 0,55) до середньої частини $МК_3$ (R^0 – 0,95), однак найбільші перспективи слід пов'язувати з інтервалом від R^0 – 0,6 до R^0 – 0,8.

3) Мінімальна товщина горизонту – 30 м.

4) *Пористість: сланці > 2,0%, пісковики і алевроліти > 6,0%, карбонати > 4,0%.*

Мінімальні значення пористості порід, перспективних для пошуку сланцевої нафти, становлять: для сланців – 2,0%, для пісковиків і алевролітів – 6,0%, для карбонатних порід – 4,0%.

5) Наявність тріщинуватості.

Ще одним із важливих (але необов'язкових) критеріїв оцінки перспектив сланцевої нафтоносності є наявність тріщинуватості, яка сприяє з'єднанню та об'єднанню в єдину систему прошарків порід, збагачених органічною речовиною, з прошарками порід, які характеризуються наявністю певної кількості пустот і які можна віднести до розряду напівколекторів.

6) Глибина залягання пластів до 4000 м.

Аналіз родовищ сланцевої нафти у Північній Америці показує, що глибина залягання пластів, з яких здійснюється промисловий видобуток, змінюється від 200 м до 4200 м. Економічні оцінки показують, що рентабельним є проведення видобутку сланцевої нафти з глибин до 4000 м.

На основі зазначених критеріїв в межах Східного нафтогазоносного регіону України попередньо можливо визначити сім основних стратиграфічних рівнів розповсюдження порід, перспективних для пошуку сланцевої нафти:

1. Задонський та єлецький горизонти нижньофаменського під'ярусу верхнього девону. Основні перспективи у плані пошуку сланцевої нафти у задонському горизонті повязують з пачками порід, які складені сланцевими (глинистими) та карбонатно-глинистими) породами, в єлецькому горизонті – з карбонато-глинистими і карбонатними породами.
2. Озерсько-хованські відклади верхньофаменського під'ярусу верхнього девону. Перспективними є пачки порід, складених перешаруванням піщаних, глинистих та піщано-глинистих порід. Дещо меншими перспективами характеризуються карбонатно-глинисті породи, які розповсюджені в межах південно-східної частини ДДЗ.
3. Нижньовізейський під'ярус нижнього карбону. Найбільш перспективними є пачки порід, які складені глинистими вапняками, вапнистими аргілітами і більш чистими вапняками.
4. Верхньовізейський під'ярус нижнього карбону. Перспективними є інтервали, які представлені перешаруванням сланців і піщаних порід.

5. Нижньосерпуховський під'ярус нижнього карбону. Перспективними є породи, аналогічні перспективним породам верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.
6. Нижньобашкирський під'ярус середнього карбону. Основні перспективи у плані пошуку сланцевої нафти у відкладах нижньобашкирського під'ярусу пов'язують з пачками порід, які складені глинистими вапняками, глинистими доломітами та аргілітами.

Комплексний аналіз геолого-геофізичних і промислових матеріалів та результатів аналітичних досліджень показує, що найбільш перспективною для пошуку сланцевої нафти є північно-західна частина ДДЗ.

Таким чином, підсумовуючи вищевикладене, слід констатувати наступне. Найбільшими перспективами в плані пошуку сланцевої нафти в межах ДДЗ є її північно-західна частина, де можна виділити наступні перспективні відклади: піщано-глинисті відклади фаменського ярусу верхнього девону, карбонатно-глинисті відклади фаменського ярусу верхнього девону, шельфові карбонатні, карбонатно-глинисті та глинисто-карбонатні відклади верхньої частини нижньовізейського комплексу (XIII мікрофауністичний горизонт).

6. На основі геолого-промислових критеріїв (величина ресурсної бази, щільність ресурсів газу на 1 км^2, глибина залягання відкладів, ступінь геолого-геофізичної вивченості ділянки тощо) визначені першочергові об'єкти для постановки геологорозвідувальних робіт на пошук сланцевого газу.

Західномихайлівсько-Південноблизнюківська перспективна зона. Перспективна зона має площу 3027 км^2. Видобувні ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1756,7 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 801,3 млрд. м^3 і сорбований — 955,4 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить 580,3 млн. м^3/км^2.

Червонодонецько-Дробишівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 1714 км^2. Видобувні ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів в її межах оцінюються в 1046,4 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 680,5 млрд. м^3 і сорбований — 365,9 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить 605,0 млн. м^3/км^2.

Юзівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 7623 км^2. Загальні видобувні ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів в межах Юзівської перспективної зони оцінюються в 4285,6 млрд. м^3, у тому числі вільний газ — 2881,0 млрд. м^3 і сорбований — 1404,6 млрд. м^3. Щільність ресурсів на цій території становить від 200 до 600 млн. м^3/км^2.

Артемівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 320 км^2. Загаль-

ні видобувні ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів в межах Артемівської перспективної зони оцінюються в 258,0 млрд. $м^3$, у тому числі вільний газ — 171,0 млрд. $м^3$ і сорбований — 87,0 млрд. $м^3$. Щільність ресурсів на цій території становить від 330 до 870 млн. $м^3/км^2$.

Борківсько-Великозагорівська перспективна зона. Перспективна зона має площу 1316 $км^2$. Видобувні ресурси сланцевого газу девонських глинистих відкладів в її межах оцінюються в 521,6 млрд. $м^3$, у тому числі вільний газ — 294,3 млрд. $м^3$ і сорбований — 227,3 млрд. $м^3$. Щільність ресурсів на цій території становить 394,6 млн. $м^3/км^2$. Також дана ділянка є першочерговою для пошуку сланцевої нафти у відкладах верхньодевонського комплексу. Передбачається, що оцінка нафтоносності цих утворень буде проводитися одночасно з пошуками сланцевого газу.

Інші виділені перспективні зони є також потенційними об'єктами для проведення геологорозвідувальних робіт на пошуки сланцевого газу, але їх параметри гірші, ніж у описаних вище і вони є, на думку авторів, другочерговими.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Айзенверг Д.Е., Бражникова Н.Е., Вдовенко М.В. Опыт сопоставления разрезов турнейских и нижневизейских отложений Донбасса и Бельгийского стратотипа // Стратиграфия карбона и геология угленосных формаций СССР. Материалы VII Международного конгресса по стратиграфии и геологии карбона. – Москва: Недра. – 1975. – С. 70-76.
2. Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широтного Приобья / Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М.: МГУ / wiki.web.ru.
3. Алексеева Л.П., Билык А.А. и др. Пограничные отложения девона и карбона Днепровско-Донецкой впадины / XIV Тихоокеанский научный конгресс: Путеводитель научной экскурсии по туру IX. – Магадан, 1979. – С. 6 – 22.
4. Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П. Палеотемпературы преобразования нефтегазоносных отложений. М.: Наука, 1980. 108 с.
5. Арсирий Ю.А., Бланк М.И., Вакарчук Г.И. и др.Основные особенности распространения и перспективы нефтегазоносности рифогенных карбонатных коллекторов палеозоя ДДВ. — Перспективы открытия месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. – Львов: 1981. - С. 3-15.
6. Арсирий Ю.А., Кабышев Б.П., Савченко В.И., Цыпко А.К.. Развитие, взаимосвязь и закономерности нефтегазоносности составных элементов западного сегмента Сарматско-Туранского линеамента // Сборник научных трудов «Рифтогенез и нефтегазоносность», 1993. – С. 65-76.
7. Арсірій Ю.О.,Лукін О.Ю.,Холодних А.Б., Філюшкін К.К. Три етапи побудови тектонічних карт середніх та крупних масштабів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини). Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України. Збір. наукових праць. Івано-Франківськ: Факел, 2006. С. 19-24.
8. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. Под ред. Ю. А. Арсирия А. А. Билыка и др. МингеоУССР, УкрНИГРИ, К. 1984.
9. Атлас родовищ нафти і газу України / [за загальною ред. М.М. Іванюти, В.О. Федишина, Б.І. Денеги та ін.] – Львів: «Центр Європи», 1998, в 6 т. (Т. 1-3: Східний нафтогазоносний регіон: Т.1. – 496с., Т.2. – 924с., Т.3 – 1024с.).
10. Баженовская свита / ngpedia.ru.
11. Берченко О.І. Про спірні питання стратиграфії девонських та суміжних девонсько-кам`яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької западини // Геологічний журнал. – 2003. – №3. – С.150 – 151.
12. Билык А.А. К стратиграфии нижневизейских отложений ДДВ // Геологический журнал. – 1986. – Т.46. – №4. – С.42 – 53.
13. Билык А.А. Отложения намюрского яруса Днепровско-Донецкой впадины // Труды совещания по вопросу об объеме намюрского яруса и его положения в каменноугольной системе. – Киев: Изд-во АН УССР. – 1976. – С. 17-19.
14. Билык А.А., Лукин А.Е. и др. Пограничные отложения и границы девона-карбона в Днепровско-Донецкой впадине // Сб. Границы девона и карбона на террито-

рии СССР / Материалы к всесоюзн. совещ. – Минск, 1986. – С. 22 – 23.
15. Бражникова Н.Е., Вакарчук Г.И., Вдовенко М.В. и др. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины. – К.: Наукова думка, 1967. – 224 с.
16. Вакарчук Г.И., Винниченко Л.Г., Кононенко Л.П. Новая схема индексации и корреляции продуктивных горизонтов нижнего карбона ДДВ // Геологический журнал. – 1990. – №6. – С. 109-115.
17. Вакарчук Г.И., Гавриш В.К. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журнал. –1991. – № 1. – С. 119 – 129.
18. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. // – Чернігів: ЦНТЕІ, 2003. – 163 с.
19. Вакарчук С.Г. Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини // Мінеральні ресурси України, - 2003. - № 2, - С. 23-27
20. Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Філюшкін К.К., Вертюх А.М. Стратиграфічна приуроченість, літологічна характеристика та територіальна поширеність осадових відкладів палеозою, перспективних на пошуки газу нетрадиційного типу у Східному регіоні України. Збірник наукових праць інституту геологічних наук НАН України. Вип.5. 2012. – С. 174-178.
21. Варічев С.О., Галабуда М.І., Скачедуб Є.О. Рифтогени та нафтогазоносність (на прикладі ДДЗ)//Нафта і газ України. Ів.-Франківськ: УНГА, 2000. С. 143-144.
22. Витенко В.А., Гончаренко Б.Д., Кабышев Б.П. и др. Геолого-математическая модель формирования и размещения залежей нефти и газа в ДДВ -М.: Недра. -1985. -125с.
23. Гавриш В.К.. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. К.: Наукова думка, 1974. 160с.
24. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (стратиграфия). – К.: Наукова думка, 1988. – 148 с.
25. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность / [Кабышев Б.П., Шпак П.Ф., Билык О.Д. и др.]. – К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.
26. Гладун В.В. Основні критерії прогнозування нафти і газу Східного газонафтоносного регіону України: Дис…док. геол.наук: 04.00.17. – К., 2013. – 608 с.
27. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В.В. Гладун. – К.: Наук. думка, 2001. – 323 с.
28. Глубинное строение и геотектоническое развитие (под редакцией В.К. Гавриша). Из серии монографий «Геология и нефтегазоносность ДДВ». – К.: Наукова думка, 1989. – 205 с.
29. Грачевский М.М., Берлин Ю.М., Дубовский И.Т., Ульмишек Г.Ф. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. – М.: Недра, 1969. – 295 с.
30. Гришин Ф.А. Подсчёт запасов нефти и газа в США. – М.: Недра, -1993, -351 с.
31. Гурський Д. С., Михайлов В. А., Чепиль П. М., Гулий В. Н., Гладун В. В. Сланцевый газ и проблемы энергообеспечения Украины // Мінеральні ресурси України. – 2010. – №3. – С. 3–8.

32. Євдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні / М.І. Євдощук. – Київ: вид-во «Нафтогазпрогноз», 1998. – 164 с.
33. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. 2-е изд., перераб. и доп.-М.: Недра, -1981.-453 с.
34. Ильинская В.В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей. - М.: Недра, -1985. -160 с.
35. Ильинская В.В. Нефти палеозойских отложений Восточно-Украинской нефтегазоносной провинции (ДДВ) // Каталог параметров региональной характеристики химического и индивидуального состава нефтей Советского Союза - М.: Недра, -1981. -С.192-225.
36. Инновационные геотехнологии разработки месторождений горючего сланца и высоковязкой нефти / Воробьев А.Е., Разоренов Ю.И., Игнатов В.Н., Джимиева Р.Б. – Новочеркасск: НПИ, 2008. – 214 с.
37. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, -1980.
38. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. Київ, 1999, 67с.
39. Кабышев Б.П. Генетическая классификация локальных положительных структур ДДВ. Мат. по геологии и нефтегазоносности Украины. – М: Недра, 1971. С. 103-120.
40. Кабышев Б.П., Кабышев Ю.Б., Кривошеев В.Т., Пригарина Т.М., Ульмишек Г.Ф. Нефтегазогенерационные свойства пород палеозоя ДДВ по данным пиролиза на установке "РОК-ЭВАЛ" / Доповіді НАНУ - 1999. -№12. -С.112-117.
41. Кабышев Б.П. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Б.П. Кабышев // К.: УкрГГРИ, 2001. – 420 с.
42. Кабышев Б.П. Оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных комплексов ДДВ / Кабышев Б.П., Рослый И.С., Пригарина Т.М. и др. – Киев, 1990. – 61 с. (Препринт / АН Украины. Ин-т геологических наук; 1990-23).
43. Кабишев Ю.Б. Закономірності генерації і прогноз скупчень газу центральнобасейнового типу в Дніпровсько-Донецькій западині: Дис…канд. геол.наук: 04.00.17. – К., 2003. – 181 с.
44. Карогодин Ю. О баженовской свите // «Эксперт». – 2011. – №12 (746) / Expert.ru.
45. Кривошеєв В.Т., Іванова Є.З., Кукуруза В.Д. Роль регіональних перерв осадконакопичення візейського комплексу ДДЗ в формуванні пасток вуглеводнів та оцінка їх нафтогазоносності // Матеріали науково-практичної конференції / Нафта і газ України – 96. – Харків, 1996. – Т.1. – С.66 – 68.
46. Кривошеєв В.Т., Іванова Є.З., Макогон В.В. Тульський комплекс ДДВ – проблемы строения, корреляции и нефтегазоносности // Тез. докл. международной конференции / Проблемы осадочной геологии. – Санкт-Петербург, 1998. – С.103 – 104.
47. Литология Баженовской и георгиевской свит центральной и северной частей Западно-Сибирской плиты / planetadisser.com.
48. Лукин А. Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол.журн. – 2011. - №1 – с.21 - 41.
49. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Совре-

менное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол.журн. - 2010. - №3 - с. 17 – 33.
50. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волыно-Подолии и Северо-Западном Причерноморье // Геол.журн. - 2010. - №4 - с. 7 – 24.
51. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоносности в авлакогенных бассейнах. К.: Наукова думка, 1997. 220 с.
52. Лукин А.Е. О перспективах поисков нефтеносных биогермов в палеозое Днепровско-Донецкой впадины // Геология и нефтегазоносность западных областей европейской части СССР. – Москва: Институт геологии и разработки горючих ископаемых. – 1974. – С. 71-78.
53. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доповіді НАН України – 2011. - №3 – с.114 – 123.
54. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения карбона Днепровско-До-нецкой впадины: Автореф. дисс… канд. геол-мин. наук. – Харьков, 1970. – 38 с.
55. Лукин А.Е., Вакарчук Г.И. О бобриковском горизонте визейского яруса Днепровско-Донецкой впадины. // ДАН СССР. – М.: 1976. – Т.227. - № 4. – С. 939-942.
56. Лукин А.Е., Вакарчук С.Г. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазоносных рифов // Геологічний журнал. – 1999. – № 2. – С. 21-33.
57. Мальчихина О.В. Нефтегенерационные свойства керогена баженовской свиты на западной окраине Сургутского свода и формирование залежей нефти пласта ЮСо / Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 2011 / www.dissercat.com.
58. Мачужак М.И. Новые данные о нижневизейско-турнейском нефтегазоносном комплексе южной прибортовой зоны ДДВ / Советская геология. – 1989. – № 9. – С. 19 – 27.
59. Методичні вказівки з оцінки ресурсів газу сланцевих товщ, затверджені наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин №625 від 29 грудня 2012 р.
60. Михайлов В.А., Крупський Ю.З. та ін. Перспективи газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України. – Київ: ДНВП «Геоінформ України», 2011.
61. Нафтогазоносний потенціал Північного борту Дніпровсько-Донецької западини / Відп. ред. Є.М.Довжок, В.П. Клочко, П.Ф. Шпак, автори: Є.М.Довжок, Б.О. Бялюк, В.П. Клочко, П.Ф. Шпак, Л.В. Курилюк, Є.С. Дворянин, Б.П. Кабишев, В.В. Крот, М.П. Зюзькевич, Р.М. Окрепкий, М.І. Пономаренко, В.І. Олексюк, П.Т. Павленко, В.О. Краюшкін, Т.Є. Караваєва, І.В. Височанський, В.П. Слободян, К.К. Філюшкін, В.В. Гладун, Т.М. Пригаріна, В.С. Токовенко, Б.І. Малюк. – К.: Український нафтогазовий інститут, 1996. – 241 с.
62. Новосилецкий Р.М., Шпак П.Ф. Катагенетические преобразования и нефтегазоносность отложений Днепровско-Донецкой впадины. – Киев, 1988 – 54 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. Наук; № 88-25).
63. Нестеров И. Баженовска свита – губка с нефтью // Познавательные факты 24/11/2009 02:11 / www.mygeos.com.

64. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / Неручев С.Г., Рагозина Е.Л, Парпарова Г.М. и др. – М., 1986.
65. Никульшин И.А. Баженовский горизонт Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна является одним из наиболее перспективных и вместе с тем сложных объектов нефтяной геологии / / Геология нефти и газа. – 2008. – Вып. 1, № 1.
66. О радаевских отложениях нижнего карбона в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. / Л.П. Кононенко, С.В. Онуфришин, И.И. Партыка и др. / Тектоника и стратиграфия. - Киев: Наукова думка, 1989. - вып.30, с.53-60.
67. Полетаев В.И. К стратиграфическому расчленению зоны C_1tc Донбасса / / Геологический журнал. – 1972. – Т.32, Вып. 4. – С. 49 – 55.
68. Полетаев В.И., Вакарчук Г.И., Винниченко Л.Т. и др. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена. – К.: ИГН НАН УССР, 1991. – 51 с.
69. Полетаев В.И., Вдовенко М.В. К вопросу о стратиграфии и корреляции турнейских и визейских отложений ДДВ / / Геологический журнал. – 2003. – № 3. – С.152 – 154.
70. Прогнозна оцінка газоносності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ. Відп. викон. О. Топчий. – Київ: ДНВП «Геоінформ України», 2011. – 207 с.
71. Разницын В.А., Онуфришин С.В. Проблема границы девона и карбона в Днепровско-Донецкой впадине. / Препр., №1763 / АН СССР. Сев. Вост. комплекс НИИДВНЦ. – Магадан, 1982. - с. 16.
72. Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні. Відп. викон. О. Топчий. – Київ: ДНВП «Геоінформ України», 2011. – 191 с.
73. Стратиграфическая схема восточных областей Украины. – Киев: Изд-во АН УССР, Киев, 1993.
74. Стратиграфія УРСР т. V, карбон. – Вид. АН УРСР, Київ, 1969. – 412 с.
75. Тектонічна карта України. Частина І. Відпов. виконавці Д.С. Гурський, С.С. Круглов, 2007. – С. 52-58.
76. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. - М.: Мир. -1981.
77. Том Александер, Джейсон Бейли и др. Революция сланцевого газа. Нефтегазовое обозрение, осень 2011г., том 23, № 3, стр. 52-73. Copyright © 2012 Shlumberger.
78. Халимов Э.М., Колесникова Н.В., Морозова М.Н. Оценка экономической эффективности освоения запасов нефти в баженовской свите / / / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 4.
79. Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л. Сланцевые углеводороды / / ОАО «НПЦ «Недра». - ООО «Аверс Плюс». - Ярославль, 2012. – 300 с.
80. Чебаненко И.И., Гавриленко Н.М., Клочко В.П. Блоковая тектоника кристаллического фундамента Днепровско-Донецкого авлакогена. К.: Наукова думка, 1991.154 с.
81. Чирвинская М.В., Соллогуб В.Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. К.: Наукова думка. 1980. 177 с.
82. Шатский Н.С. О происхождении Пачелмского прогиба Сравнительна тектоника древних платформ/ / Бюл. Моск. общества испытателей природы. Отд. Геол. 1955, 30. Вып 5. С. 5-26.

83. Шевченко Е.Ф., Сирота Т.А. Генерационный потенциал каменноугольных отложений ДДВ // Нефтяная и газовая промышленность. -1983. -№1. -С.22-24.
84. Ще одне виявлення промислової нафти у кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області / І.І. Чебаненко, В.П. Клочко, М.І. Євдощук, Т.Э. Довжок, Т.М. Галко, В.В. Гладун // Мінеральні ресурси України. – 2000. – № 4. – С. 21-26.
85. A study on the EU oil shale industry viewed in the light of the Estonian experience / Francu J., Harvie B., Laenen B. et al. // A report by EASAC to the Committee on Industry, Research and Energy of the European Parliament. – European Academies Science Advisory Council, May 2007.
86. Ambrose William A., Potter Eric C., Briceno Romulo. An "Unconventional" Future for Natural Gas in the United States / Thursday, February 12, 2009.
87. Andrews A. Oil Shale: History, Incentives, and Policy // Congressional Research Service. – 2006.
88. Annual Energy Outlook 2006. Energy Information Administration. February 2006.
89. Assessment of Undiscovered Oil Resources in the Devonian-Mississippian Bakken Shale Formation, Williston Basin Province, Montana and North Dakota // USGS Oil and Gas Fact Sheet. – April, 2008.
90. Bakken: Making waves from Bismarck to Brisbane // Reservoir Solutions. – March-May 2011. – Vol. 14, N 1. – P. 1–8.
91. Baskin D.K. Atomik H/C Ratio of Kerogen as an Estimate of Thermal Maturity and Organic Matter Conversion // Bulletin AAPG. -1997. -№9.-P.1415-1437.
92. Bennet L. et al. The Source for Hydraulic Fracture Characterization. – Schlumberger Oil Field Review, 2005–2006. – 2006. – Vol. 17, N 4. – P. 42–57.
93. Brendow K. Global oil shale issues and perspectives // Synthesis of the Symposium on Oil Shale. 18–19 November, Tallinn // Oil Shale. A Scientific-Technical Journal (Estonian Academy Publishers). – 2003. – 20 (1). – P. 81–92.
94. Burnham A.K., McConaghy J.R. Comparison of the acceptability of various oil shale processes // 26th Oil shale symposium. Golden: Lawrence Livermore National Laboratory. – 2006. – P. 17.
95. Bustin R.M., Barnes M.A., Barnes W.C. Determining Levels of Organic Diagenesis in Sediments and Fossil Fuel // Diagenesis. – Geoscience Canada Reprint Series. – 1990. – 4. – P. 205–226.
96. Canada Oil-Shale Deposits. Reprint of: United States Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294 By John R. Dyni / http://geology.com/usgs/oil-shale/canada-oil-shale.html Chafizadeh A. Bakken – Buzz-Buzz-Buzz // Chevron Energy Technology Company. – Denver, June 10, 2010 / http: www.usgs.gov/corecast.
97. Dyni J.R. Geology and resources of some world oil shale deposits. Scientific Investigations Report 2005–5294. – United States Department of the Interior, United States Geological Survey, 2006.
98. Environmentally sustainable use of energy and chemical potential of oil shale / Soone J., Riisalu H., Kekisheva L. et al. // International Oil Shale Conference. – Amman, Jordan: Jordanian Natural Resources Authority. – 2006. – P. 2–3.

99. Exshaw / Bakken Shale Oil Resource Play. – Vecta Oil & Gas Ltd. – March 2011.
100. Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan / Jaber J.O., Sladek T.A., Mernitz S. et al. // Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. – 2008. – 2 (1). – P. 31–44.
101. GroundWaterProtectionCouncil. Modern Shale Gas. Development in the United Stated, 2009.
102. IEI Report, Shfela Oil Shale Pilot. – October 2010. – 18 p.
103. Johnson H.R., Crawford P.M., Bunger J.W. Strategic significance of America's oil shale resource. Volume II: Oil shale resources, technology and economics. – Office of Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves; Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves; United States Department of Energy. – 2004.
104. LeFever J. Overview of Bakken Stratigraphy and "Mini-Core" Workshop / North Dakota Geological Survey. – 2011.
105. Majorowicz J.A., Marek S., Znosko J. Paleogeothermal gradients by vitrinite reflectance data and their relation to the present geothermal gradient patterns of the Polish Lowland // Tectonophysics. – 1984. – 103. – P. 141–156.
106. Mason J. Bakken's maximum potential oil production rate explored // Oil&Gas Jour. Online Article, 04/02/2012. – 13 p.
107. Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer Work Performed Under DE-FG26-04NT15455 Prepared for U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, Prepared by Ground Water Protection Council Oklahoma City, OK 73142 405-516-4972, and ALL Consulting Tulsa, OK 74119 918-382-7581. April 2009. 116c.
108. Olesen N.L. Bakken oil resource play Williston basin (US): Overview and historical perspective // Oklahoma Geol. Survey Workshop "New Perspectives on Shales", July 2010. – 16 p.
109. Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentidis R., Sinha S. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs // SPE 131350 CPS/SPE Int. Oil & Gas Conf. and Exhibition, Beijing, 8–10 June 2010. – 29 p.
110. Range Resources Corporation Company Presentation, 1Q 2012. – 79 p.
111. Schmoker J.W., 2003. US Geological Survey Assessment Concepts for Continuous Petroleum Accumulations. In: Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the Uinta-Piceance Province. Utah and Colorado // U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-69-B.
112. Waldo D. A Review of Three North American Shale Plays: Learnings from Shale Gas Exploration in the Americas // Search and Discovery Article #80214 (2012). – 25 p.

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

ВАКАРЧУК Сергій Григорович — завідувач Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості", кандидат геологічних наук.

ЗЕЙКАН Олександр Юрійович — директор департаменту з видобування газу та нафти Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України", кандидат геологічних наук.

ДОВЖОК Тетяна Євгенівна — перший заступник директора з наукової роботи Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості", кандидат геолого-мінералогічних наук.

МИХАЙЛОВ Володимир Альбертович — декан геологічного факультету, завідувач кафедри геології родовищ корисних копалин Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор.

ГЛАДУН Василь Васильович — заступник директора департаменту, начальник управління надрокористування та освоєння нетрадиційних ресурсів газу Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України", доктор геологічних наук.

ШВИДКИЙ Олег Анатолійович — директор Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості".

ВИЖВА Сергій Андрійович — проректор з наукової роботи, завідувач кафедри геофізики, Київського національного університету імені Тараса Шевченка, доктор геологічних наук, професор.

ФІЛЮШКІН Костянтин Костянтинович — завідувач відділу Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості".

ХАРЧЕНКО Микола Васильович — заступник завідувача Центру, завідувач відділення геології нафти і газу Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості", кандидат геолого-мінералогічних наук.

КАБИШЕВ Юрій Борисович — завідувач відділу Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості", кандидат геологічних наук.

БАШКІРОВ Георгій Леонідович — завідувач відділення Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості", кандидат геолого-мінералогічних наук.

НАУКОВЕ ВИДАННЯ

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Монографія

У восьми книгах

Книга V

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ТА СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

ВАКАРЧУК Сергій Григорович
ЗЕЙКАН Олександр Юрійович
ДОВЖОК Тетяна Євгенівна
МИХАЙЛОВ Володимир Альбертович
ГЛАДУН Василь Васильович
ШВИДКИЙ Олег Анатолійович
ВИЖВА Сергій Андрійович
ФІЛЮШКІН Костянтин Костянтинович
ХАРЧЕНКО Микола Васильович
КАБИШЕВ Юрій Борисович
БАШКІРОВ Георгій Леонідович

Художній редактор Казанчев К.
Комп'ютерна верстка Казанчев К.

Підписано до друку 28.12.2013. Формат 70x100/16
Папір крейдований. Гарнітура NewtonC. Друк офсетний.
Ум. друк. арк. 19,5. Наклад 300 прим. Зам. №4422

Видавництво ТОВ «ВТС ПРИНТ»
03067, м. Київ, вул. Виборзька, 84,
тел. (044) 227 78 17
свідоцтво про внесення до державного реєстру видавців
ДК № 4541 від 14.05.2013

Віддруковано в ТОВ «ВТС ПРИНТ»