

Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Філюшкін К.К., Кабишев Ю.Б.,
Гладун В.В., Максимчук П.Я., Харченко М.В., Башкіров Г.А.,
Вертюх А.М., Данишурка Н.А., Кичка О.А., Холодних А.Б.

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

Книга VI

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ
РЕСУРСІВ ГАЗУ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД
У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ
РЕГІОНІ УКРАЇНИ



НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
ДОЧІРНЕ ПІДПРИЄМСТВО НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ «НАУКА НАФТОГАЗ»
УКРАЇНСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИЙ ІНСТИТУТ

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

МОНОГРАФІЯ

Книга VI

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ГАЗУ
УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД У СХІДНОМУ
НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Київ 2014

UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESOURCES OF UKRAINE

VOLUME VI

DEVELOPMENT POTENTIAL
OF TIGHT GAS RESOURCES IN THE EAST UKRAINE
PETROLEUM PROVINCE

Vakarchuk S.G, Dovzhok T.E., Filyushkin K.K., Kabyshev Y.B.,
Gladun V.V., Maksimchuk P.Ya., Kharchenko M.V, Bashkirov G.L.,
Vertyukh A.M., Danyshurka N.A., Kitchka O.A., Holodnykh A.B.

KYIV –2014

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ

КНИГА VI

ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ
РЕСУРСІВ ГАЗУ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД
У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ
РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Філюшкін К.К., Кабишев Ю.Б.,
Гладун В.В., Максимчук П.Я., Харченко М.В., Башкіров Г.Л.,
Вертюх А.М., Данишурка Н.А., Кичка О.А., Холодних А.Б.

КИЇВ-2014

УДК 553.98:550.8(477.52/.6)

ББК 26.343(4Укр6)

В15

На основі комплексного аналізу геолого-геофізичних і геолого-промислових даних по території Східного нафтогазоносного регіону України (Дніпровсько-Донецька западина), із урахуванням світового досвіду з освоєння газоносного потенціалу ущільнених порід, обґрунтовано основні критерії оцінки їх перспективності. Визначено найбільш перспективні стратиграфічні комплекси для пошуку газу в ущільнених породах. Встановлено закономірності просторового поширення ущільнених порід, перспективних у газоносному відношенні, визначені перспективні зони. Виконано кількісну оцінку ресурсів газу високоперспективних зон і визначено першочергові ділянки для проведення геолого-розвідувальних робіт. Для фахівців науково-дослідних та виробничих підприємств і організацій паливно-енергетичного комплексу, викладачів, аспірантів та студентів вищих навчальних закладів нафтогазогеологічного напрямку, а також для вітчизняних та зарубіжних інвесторів.

На основе комплексного анализа геолого-геофизических и геолого-промышленных данных по территории Восточного нефтегазоносного региона Украины (Днепроовско-Донецкая впадина), с учетом мирового опыта по освоению газоносного потенциала уплотненных пород, обоснованы основные критерии оценки их перспективности. Определены наиболее перспективные стратиграфические комплексы для поиска газа в уплотненных породах. Установлены закономерности пространственного распространения уплотненных пород, перспективных в газоносном отношении, выделены перспективные зоны. Выполнена количественная оценка ресурсов газа высокоперспективных зон и определены первоочередные участки для проведения геологоразведочных работ. Для специалистов научно-исследовательских и производственных предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений нефтегазогеологического направления, а также для отечественных и зарубежных инвесторов.

Key criteria to evaluate tight gas rocks hydrocarbon potential for the East Ukraine petroleum province territory (corresponding to the Dnieper-Donets basin in general) is made upon an integrated analysis of geological, geophysical and field data taking into account up-to-date international practice for tight gas development. It was recognized most promising stratigraphic sequences favorable for tight gas accumulations. Regularities of prospective tight gas rocks spatial development are outlined. Quantitative estimation of gas resources in the promising zones is made and top priority exploration leads are established. The monograph is addressed to the broad audience of petroleum geology experts from research and industrial enterprises and organizations, to tutors, postgraduate and graduate students as well as domestic and foreign.

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., Довжок Т.Є., Філошкін К.К., Кабишев Ю.Б., Гладун В.В., Максимчук П.Я., Харченко М.В.,
Башкіров Г.Л., Вертюх А.М., Данишурка Н.А., Кичка О.А., Холодних А.Б.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України: Монографія. – К.: ТОВ «ВТСПРИНТ», 2014. – 208 с.

ISBN 978-617-7114-19-1

ЗМІСТ

Перелік скорочень	6
Передмова	8
РОЗДІЛ 1. Стисла характеристика геологічної будови і нафтогазоносності Східного нафтогазоносного регіону України	12
1.1. Стратиграфія	12
1.2. Тектоніка	15
1.3. Нафтогазоносність	22
РОЗДІЛ 2. Основні геологічні критерії оцінки перспектив газонасності ущіль- нених теригенних порід у Східному нафтогазоносному регіоні України	37
РОЗДІЛ 3. Обґрунтування перспективності Східного нафтогазоносного регіону України на скупчення газу в ущільнених теригенних породах та виділення найбільш перспективних стратиграфічних комплексів та зон	46
3.1. Фактичний матеріал та методичні засади проведення досліджень	46
3.2. Перспективні стратиграфічні комплекси для пошуку нетрадиційного газу в ущільнених теригенних породах	47
3.3. Закономірності просторового поширення перспективних комплексів та виділення високоперспективних зон	69
РОЗДІЛ 4. Кількісна оцінка ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах у межах високоперспективних зон Східного нафтогазоносного регіону України	165
РОЗДІЛ 5. Оцінка перспектив освоєння ресурсів газу в ущільнених карбонатних породах Східного нафтогазоносного регіону України	169
РОЗДІЛ 6. Обґрунтування першочергових об'єктів для проведення геологорозві- дувальних робіт на пошуки газу в ущільнених породах у Східному нафтогазо- носному регіоні України	188
Висновки	190
Перелік посилань	196

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АВПоТ	аномально високий поровий тиск
АВПТ	аномально високий пластовий тиск
АК	апокатагенез
АНПТ	аномально низький пластовий тиск
БА	Баранихінсько-Астраханський глибинний розлом
ВА	Воронезька антекліза
ВВ	вуглеводні
ВЗГ	верхня зона газоутворення
ВНДГНІ	Всеросійський науково-дослідний геологічний нафтовий інститут
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГЗГ	головна зона газоутворення
ГЗН	головна зона нафтоутворення
ГК	газоконденсатне
ГР	газоносний район
ГРП	гідророзрив пласта
ГСЗ	глибинне сейсмічне зондування
ДДНО	Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область
ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
ДСС	Донецька складчаста споруда
ІПГК	Інститут геології і геохімії горючих копалин
ІГН НАНУ	Інститут геологічних наук Національної академії наук України
КВ	кора вивітрювання
КМЗХ	комплекс методів заломлених хвиль
КПШ	калієвий польовий шпат
МВХ	метод відбитих хвиль
МГЗ	мікроградієнт зонд
МЗ	маловодна зона
МІК	мегаізолюваний комплекс
МК	мезокатагенез
МПЗ	мікропотенціал зонд
МСГТ	метод спільної глибинної точки
МФГ	мікрофауністичний горизонт
Н	нафтове

НГБ	нафтогазоносний басейн
НГК	нафтогазоконденсатне
НГР	нафтогазоносний район
НІ	водневий індекс
ОІ	кисневий індекс
ОР	органічна речовина
ПГ	продуктивний горизонт
ПК	протокатагенез
ПМ	Прип'ятсько-Маницький глибинний розлом
ПП	Прип'ятський прогин
ПР	перспективний район
РОР	розсіяна органічна речовина
РП МЗГТ	регіональний профіль методом загальної глибинної точки
СЄП	Східно-Європейська платформа
C_{org} ТОС	загальний вміст органічного вуглецю
СТЛ	Сарматсько-Туранський лінеамент
УкрДГРІ	Український державний геологорозвідувальний інститут
УкрНДІгаз	Український науково-дослідний інститут газу
у.п.	умовне паливо
ЦБ	газ центральнобасейнового типу
ЛОМ	рівень органічного метаморфізму
R^o	відбиваюча здатність вітриніту в імерсійній олії
R^a	відбиваюча здатність вітриніту в повітрі
ТАІ	індекс термічного перетворення нерозчинної органічної речовини

ПЕРЕДМОВА

Аналіз основних тенденцій розвитку світової нафтогазової промисловості свідчить, що подальше нарощування видобутку газу і нафти в «старих» нафтогазовидобувних регіонах можливе лише за рахунок освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів. На сьогодні, найбільших успіхів в цьому напрямку було досягнуто при освоєнні сланцевого газу та газу ущільнених порід. В таких країнах, як Сполучені Штати Америки і Канада, промисловий комерційний видобуток неконвенційного газу триває вже понад 15 років. В останні роки активні роботи з освоєння нетрадиційних ресурсів газу також проводяться в Китайській Народній Республіці. Результати робіт в цих країнах свідчать, що ресурси сланцевого газу і газу ущільнених порід можуть у рази перевищувати ресурси газу, що містяться у традиційних пастках вуглеводнів (ВВ). Враховуючи цей факт, для України роботи з оцінки, пошуку і розвідки скупчень неконвенційного газу у сланцевих утвореннях і ущільнених породах набувають першочергового значення. Це відображено і в «Оновленій Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.», відповідно до якої за 16 років щорічний видобуток ВВ з нетрадиційних джерел в Україні повинен сягнути 15-24 млрд. м³ (за різними сценаріями), що складе близько 50% від загального щорічного видобутку газу в Україні. На сьогодні найбільш актуальним є розвиток цього напрямку у Східному нафтогазоносному регіоні України, де ступінь реалізації початкових ресурсів традиційних вуглеводнів становить понад 55%.

Східний нафтогазоносний регіон, в цілому, відповідає Дніпровсько-Донецькій западині і є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносною провінції. Площа перспективних земель регіону становить 109,8 тис. км². Перше родовище вуглеводнів в Східному регіоні було відкрито в 1939 році. Всього за період 1939-2012 років в Східному нафтогазоносному регіоні України було відкрито понад 240 нафтових, нафтогазоконденсатних, нафтогазових, газоконденсатних та газових родовищ, в т.ч. 2 унікальних з запасами понад 300 млн. т у.п. (Шебелинське ГК та Західно-Хрестищенське ГК), 3 крупних з запасами понад 100 млн. т у.п. (Яблунівське НК, Глинсько-Розбишівське НК та Єфремівське ГК), 14 великих з запасами понад 30 млн. т у.п. Найбільшого річного обсягу видобутку нафти у Східному нафтогазоносному регіоні було досягнуто в 1972 році (понад 12,0 млн. т), а газу – в 1976 році (понад 61,5 млрд. м³). В середині 80-х років відбулося стрімке зниження видобутку нафти і газу в регіоні, яке тривало до середини 90-х років. Зі створенням в 1998 році Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», завдяки концентрації фінансових і матеріально-технічних ресурсів, видобуток вуглевод-

нів у регіоні стабілізувався на рівні 18,0 млрд. м³ газу та 2,6 млн. т нафти і конденсату. В 2012 році річний обсяг видобутку в Східному нафтогазоносному регіоні склав 18,1 млрд. м³ газу, 1,8 млн. т нафти і 0,85 млн. т конденсату. На сьогодні, фонд крупних та середніх за розмірами антиклінальних пасток, традиційних об'єктів пошуку та розвідки скупчень вуглеводнів в регіоні, практично повністю вичерпаний. Тому, основними пошуковими об'єктами є складнопобудовані літологічні, стратиграфічні, тектонічно-екрановані та комбіновані пастки ВВ на глибинах понад 4,5-5,0 км. В таких умовах, проблема пошуку нових нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини у Східному нафтогазоносному регіоні безперечно виходить на перший план.

Слід зазначити, що перша спроба вивчення і дослідження газоносності ущільнених порід була здійснена ще в 60-х роках минулого століття спеціалістами Українського науково-дослідного інституту природних газів (УкрНДІгазу) (Х.Ф. Джамалова, А.С. Тердовідов). Однак, внаслідок відсутності в той час ефективних технологій стимулювання припливів ВВ, цей напрямок розвитку не отримав.

Друга спроба була здійснена наприкінці 90-х років двадцятого століття фахівцями УкрДГРІ (Б.П. Кабишевим, Т.М. Пригаріною та іншими) в рамках «Меморандуму про взаємовідносини між Геолкомом України і Агенством Міжнародного розвитку США» у співробітництві з Державною геологічною службою Сполучених Штатів Америки [82, 96]. За результатами цієї роботи вперше була проведена кількісна оцінка ресурсів газу так званого «центральнобасейнового типу» [27, 97]. Пізніше Ю.Б. Кабишевим та ін. [91] в рамках договору з Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» були проведені більш детальні дослідження з оцінки перспектив газу центральнобасейнового типу в межах південно-східної частини ДДЗ. Незменшуючи значення цих робіт, слід відмітити, що недостатній обсяг спеціальних лабораторних досліджень, відсутність на той час технологій виділення у розрізі промислових параметрів ущільнених газоносних порід та їх оцінки, недосконалість методичних прийомів прогнозування найбільш перспективних ділянок не дали змогу розкрити цей напрямок повною мірою.

Певні результати з проблеми вивчення перспектив газоносності ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні також були отримані під час вивчення низькопористих складнопобудованих теригенних і карбонатних колекторів в межах вже відкритих родовищ ВВ. Найбільш повно ця проблематика висвітлена в роботах Лукіна О.Ю., Федішина В.О., Нестеренка М. Ю., Лизанця А.В., Лизуна С.О., Куровця І.М., Вакарчука С.Г., Щукіна М.В., Зарицького А.П. та інших [20, 49-51, 59, 60, 68, 71, 74, 75, 79, 81, 112, 113, 126-128].

Якісно новий етап вивчення газоносності ущільнених порід розпочався у

2010 році, що було пов'язано із загальносвітовою активізацією робіт з освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів із появою ефективних технологій пошуку і розвідки їх скупчень та видобування. Саме в цей час, в Україні стрімко зростає інтерес до пошуку неконвенційних вуглеводнів у провідних вітчизняних і іноземних видобувних компаній. З'являються перші теоретичні обґрунтування перспектив пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в Україні загалом і Східному нафтогазоносному регіоні зокрема (Лукін О.Ю., Гурський Д.С., Гладун В.В., Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Михайлов В.А. та ін.) [25, 26, 65-67, 69, 94, 95, 115, 116, 118, 139, 154].

Найбільш значний обсяг теоретичних і прикладних досліджень з проблеми газоносності ущільнених порід і сланцевих утворень було проведено під егідою Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», на замовлення якої в 2010-2012 роках було виконано низку робіт, спрямованих на оцінку ресурсного потенціалу неконвенційних вуглеводнів в нафтогазоносних басейнах України, а саме: «Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України», «Перспективи газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України», «Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні», «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», «Визначення пріоритетних напрямків та об'єктів освоєння ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах в межах Східного та Західного регіонів України», «Оцінка прогнозних ресурсів сланцевого газу Східного регіону України», «Оцінка перспектив пошуку газу неконвенційного типу у карбонатних утвореннях палеозойського комплексу Східного та Південного регіонів України», «Розробка структурно-тектонічної основи для пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу у палеозойських відкладах Дніпровсько-Донецької западини та виділення першочергових ділянок для проведення ГРР», «Виділення газоперспективних сланцевих об'єктів при інтерпретації матеріалів ГДС» [4, 24, 25, 26, 87, 90, 92, 95, 105, 114, 116]. Наукові і практичні здобутки, отримані за результатами цих робіт, були покладені в основу циклу монографій, присвячених нетрадиційним вуглеводням України, складовою частиною якого є і дана книга, в якій розглянуто перспективи освоєння газоносного потенціалу ущільнених порід Східного нафтогазоносного регіону України.

В даній роботі, з використанням методичних підходів, що були розроблені в ДП «Науканафтогаз», проведено всебічне вивчення газоносності ущільнених порід

в межах Східного нафтогазоносного регіону, обґрунтовано систему критеріїв оцінки їх перспективності, визначено закономірності просторового поширення та вікової приналежності газоперспективних ущільнених порід, визначено найбільш перспективні зони і ділянки та виконано оцінку їх ресурсного потенціалу. Дана книга тематично пов'язана з книгою 4, в якій висвітлені результати спеціалізованих петрофізичних та геохімічних досліджень ущільнених порід і є логічним продовженням книги 5, яка висвітлює результати вивчення газоносності сланцевих утворень в межах Дніпровсько-Донецької западини.

РОЗДІЛ 1. СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Східний регіон представлений Дніпровсько-Донецькою нафтогазоносною областю. Остання в тектонічному відношенні зіставляється з однойменною западиною – дуже складним внутрішньоплатформним елементом, що представляє собою рифтову структуру з накладеною на нею синеклізою. Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) генетично пов'язана з сусідніми тектонічними елементами: Донецькою складчастою спорудою (ДСС) та Прип'ятським прогином (ПП), разом з якими входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеamentу (СТЛ) [5, 35, 107, 120, 123]. Характер взаємовідносин цих адекватних за своїм значенням трьох надпорядкових геоструктур мінявся в часі, що впливало на специфіку літолого-фаціального складу осадових нашарувань і на створення відповідних структурних форм.

1.1 Стратиграфія

В геологічному розрізі Дніпровсько-Донецької западини виділяється складчаста основа (кристалічний фундамент) та платформенний чохол.

Кристалічний фундамент складений гнейсами, гранітами, кристалічними сланцями, амфіболітами, метавулканогенно-осадовими породами архейського та раньопротерозойського віку.

В будові осадового чохла Дніпровсько-Донецької западини приймають участь породи у віковому діапазоні від середнього девону до кайнозою [6, 36, 68, 78, 117].

Девонські відклади виявлені лише в межах грабену, де вони розкриті бурінням в інтервалі глибин від 0,5 км до 5,5 км. На бортах западини і на виступах кристалічного фундаменту девонські відклади майже повністю розмиті і збереглися лише на окремих ділянках у вигляді останців незначної товщини. Стратиграфічно девонські відклади представлені верхньою частиною середнього і верхнім відділами системи [6, 36, 68, 101]. Загалом, [36] це складнобудований поліфаціальний комплекс вулканогенних, соляних, карбонатних, теригенних сіро- та червоноколірних формацій загальною товщиною до 7,5-8,9 км. За особливостями будови в розрізі девону виділяється п'ять літологічних комплексів: підсольовий, нижній соленосний, міжсольовий, верхній соленосний та надсольовий [6, 36].

Кам'яновугільні відклади поширені в межах усіх тектонічних зон ДДЗ і представлені нижнім, середнім і верхнім відділами і займають основну частину розрізу осадового чохла [1, 10, 13, 36, 71, 72, 78, 110, 121]. Товщина кам'яновугільних відкладів поступово і закономірно зростає з північного заходу на південний схід та від бортів

грабену в напрямку до приосьової частини западини. Загальна товщина відкладів карбону може сягати (за даними сейсмозвідки) 10 км і більше. Відклади турне і нижнього візе практично не виходять за межі грабену, більш молоді відклади пере-кривають і бортові частини западини. Літолого-фаціальний склад порід карбону, на відміну від відкладів девону, більш витриманий, зокрема окремі реперні вапняки простежуються від Донбасу до крайнього північного-заходу.

Відклади турнейського ярусу в східній частині ДДЗ представлені переважно морськими утвореннями, на північному заході регіону домінують континентальні утворення. Нижньотурнейські відклади на південному сході (особливо в південній прибортівній зоні) представлені карбонатними відкладами значної товщини до (до 300 м і більше). На північному заході западини вони представлені строкатоколірними піщано-глинистими товщами з прошарками темно-сірих аргілітів та «сухарних» глин. Верхньотурнейські відклади представлені перешаруванням вапняків та пісковиків на сході ДДЗ та строкатоколірними теригенними та глинисто-вугільними утвореннями на північному заході. Товщина верхньотурнейських відкладів може досягати 1000 м.

Візейські відклади (загальною товщиною від 100-150 м і менше на бортах западини до 1900 м і більше в її приосьовій частині) поділяються на два під'яруси [10, 36]. В нижній частині відкладів нижнього візе [10] істотно переважають карбонатні утворення, які на північному заході заміщуються вугленосними теригенними. Верхня частина під'ярусу повсюдно представлена карбонатною товщею («нижньовізейська карбонатна плита») товщиною до 200-250 м. Верхньовізейські відклади складені перешаруванням вапняків, аргілітів, алевролітів та пісковиків. На північному заході ДДЗ відзначаються субконтинентальні умови з утворенням слабовугленосних відкладів.

У розрізі серпуховського ярусу виділяється два під'яруси: верхній і нижній. Нижньосерпуховські відклади (переважно субконтинентальні, товщиною від 20-50 м на північному заході до 700-800 м на сході і в приосьовій частині ДДЗ) складені переважно аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків та вуглистих утворень. На південному сході ДДЗ вугільні прошарки мають промислове значення. Верхньосерпуховські відклади (товщина від 30-50 м до 600-700 м і більше) більш мористі у порівнянні із нижньосерпуховськими і представлені чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів з прошарками вапняків та (рідко) вугілля.

Башкирські відклади, товщина яких збільшується від бортів западини і з північного заходу на південний схід від 30-70 м до 1300-1400 м, за умовами утворення і літологічним складом поділяються на дві частини. Нижньобашкирські відклади представлені карбонатно-глинистими (вапняки, аргіліти) нормально-морськими породами. В південно-східній частині регіону частка вапняків суттєво зменшується за рахунок

аргілітів та пісковиків. Верхньобашкирські відклади характеризуються чергуванням глинистих порід і пісковиків з карбонатними і вуглистими пропластками.

Відклади московського ярусу (товщина від 300 м до 1200 м) представлені ритмічним перешаруванням теригенних (пісковики, аргіліти) порід із незначними прошарками вугілля і вапняків. Нижня частина, де збільшується частка пісковиків, утворилася в субконтинентальних умовах (альювіальні, лагунні, озерно-болотні), верхня частина – в морських умовах.

Відклади верхнього карбону представлені циклічним перешаруванням переважно піщано-глинистих порід. Вміст карбонатних порід (вапняки, доломіти) та вугілля незначний. В нижній частині верхнього карбону (картамишська світа) збільшується частка глинисто-алевритових порід. В напрямку на північний захід розріз верхнього карбону стає менш мористим і зростає роль континентальних строкатоколірних відкладів. Товщина відкладів верхнього карбону змінюється від 220-250 м на північному заході до 1500 м на південному сході.

В ДДЗ у розрізі **пермської системи** достовірно встановлені тільки відклади нижнього відділу у складі асельського і сакмарського ярусів [36, 78, 117, 122]. Відклади асельського ярусу (товщиною від десятків до 1000 м) представлені глинисто-алевритовою строкатоколірною товщею (верхи картамишської світи), перешаруванням строкатоколірних аргілітів, вапняків, доломітів, ангідритів та кам'яної солі (микитівська світа) а також пачками кам'яної солі з прошарками ангідритів, доломітів, аргілітів і (рідко) вапняків. Відклади сакмарського ярусу (товщиною до 700 м) розвинуті переважно в південно-східній частині регіону і представлені пачками кам'яної солі із прошарками ангідритів, доломітів і аргілітів.

Мезозойські відклади представлені тріасовими, юрськими та крейдовими утвореннями [36]. Відклади тріасу включають глинисту пересазьку, глинисто-піщану шебелинську та піщану коренівську товщу дронівської світи, а також глинисту серебрянську і піщано-глинисту протопівську світи. Загальна товщина відкладів від десятків до кількох сотень метрів. Юрські відклади, які представлені в обсязі середнього і верхнього відділів, представлені морськими і континентальними глинами, пісками, рихлими пісковиками з прошарками вапняків та туфогенних пісковиків. Товщина відкладів юри від 250 м до 600 м і більше. Відклади нижньої крейди і нижньої частини верхньої крейди представлені глинами, пісками і пісковиками. Верхня частина верхньої крейди складена мергельно-крейдяною товщею. Товщини відкладів нижньої крейди становить 50-200 м, верхньої – 0-750 м.

Кайнозойські відклади представлені відкладами палеогену, неогену і четвертинними [36]. Найбільшу частину розрізу складають палеогенові утворення (до 700 м), які представлені пісками і пісковиками (каневська і бучакська світи), мер-

гелями (київська світа) та глауконітовими пісковиками (харківська світа). Неогенові відклади, товщина яких становить 20-50 м, представлені морськими та континентальними піщанистими та глинистими відкладами. Четвертинні відклади товщиною до 30-40 м представлені різноманітними за генетичними типами відкладами (альювіальні, делювіальні, елювіальні та ін.).

Більш детально стратиграфія осадового чохла Східного нафтогазоносного регіону України наведена в книзі 5, присвяченій газоносності сланцевих відкладів.

1.2. Тектоніка

Питання тектоніки і тектонічного районування ДДЗ вивчалось протягом тривалого часу багатьма дослідниками і загалом добре висвітлене та розроблене. Досить складна геологічна будова регіону знайшла відображення на численних різномасштабних тектонічних картах і схемах Л.Ф. Лунгерсгаузена, В.Г. Бондарчука, В.К. Гавриша, М.В. Червинської, В.В. Глушка, І.П. Кліточенко, А.А. Мартинова, В.І. Хникіна, І.Г. Баранова, Г.Н. Доленка, Є.С. Дворянина, П.Ф. Шпака, О.Ю. Лукіна, Ю.О. Арсірія, А.К. Ципка, Б.П. Кабишева та інших дослідників [5, 7, 11, 29, 33, 35, 37, 56, 68, 107, 121, 125, 131, 132 та інші]. Головною теоретичною основою більшості з них можна вважати уявлення про тісний взаємозв'язок структурної еволюції осадових утворень з тектонікою кристалічного фундаменту, а також визнання вирішальної ролі рифтових і дорифтових глибинних розломів у формуванні повздовжньої і поперечної тектонічної зональності.

Разом з тим потрібно відзначити, що під час тектонічного районування ДДЗ необхідно враховувати і етапи геотектонічного розвитку, зміна яких обумовила в окремих випадках розбіжності структурних планів різних горизонтів. В.К. Гавриш [34, 35, 37] виділяє п'ять таких етапів: середньодевонський – платформенний, пізньодевонський – рифтовий, кам'яновугільно-ранньопермський – синеклізно-міogeосинклінальний (підрозділяється на турнейсько-нижньовізейський рифтово-синеклізний і верхньовізейсько-нижньопермський, власне синеклізно-міogeосинклінальний), мезозойський – синеклізно-платформенний і кайнозойський – платформенний. Найбільш практичними та інформативними є ті схеми і карти, які достатньо мірою висвітлюють рифтовий, синеклізний і платформенний етапи. В останньому, в свою чергу, відокремлюються: прибортові (чи шовні зони Прип'ятсько-Маницького (ПМ) і Баранихінсько-Астраханського (БА) глибинних розломів), приосьові (чи зони прирозломних виступів фундаменту) і осьова зони (рисунок 1).

Слід зазначити, що в окремих випадках чітких границь між цими зонами не простежується, і вони проводяться дещо умовно, але кожна із зон характеризується

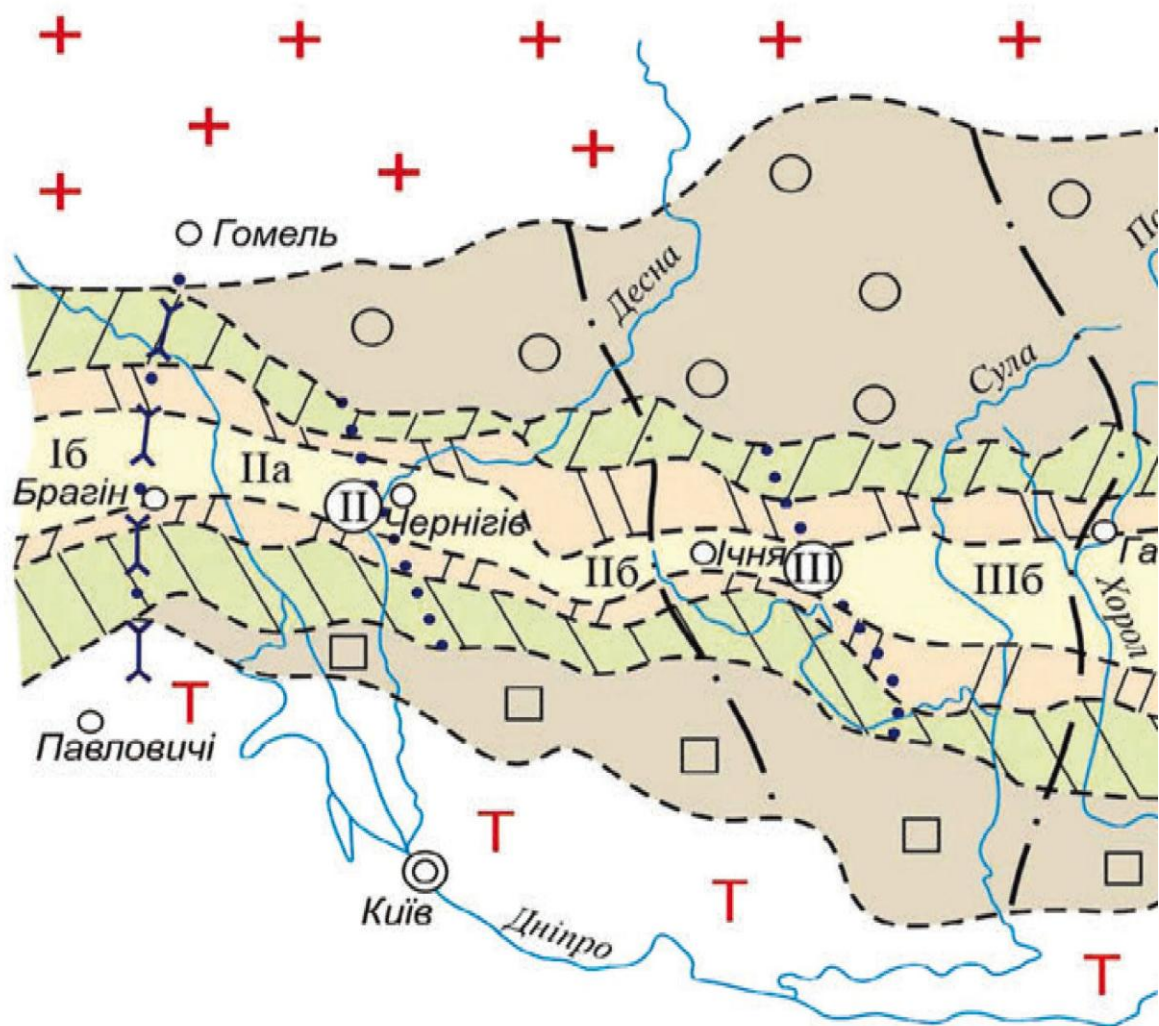
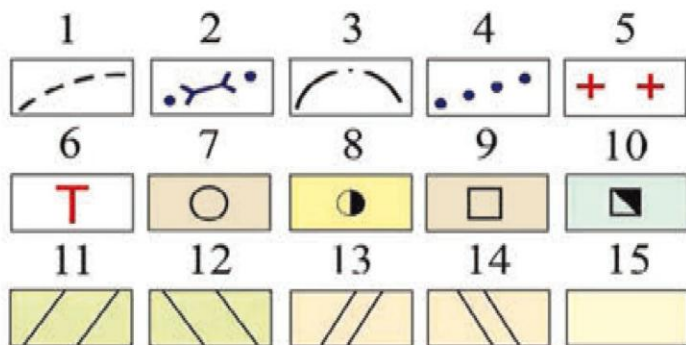
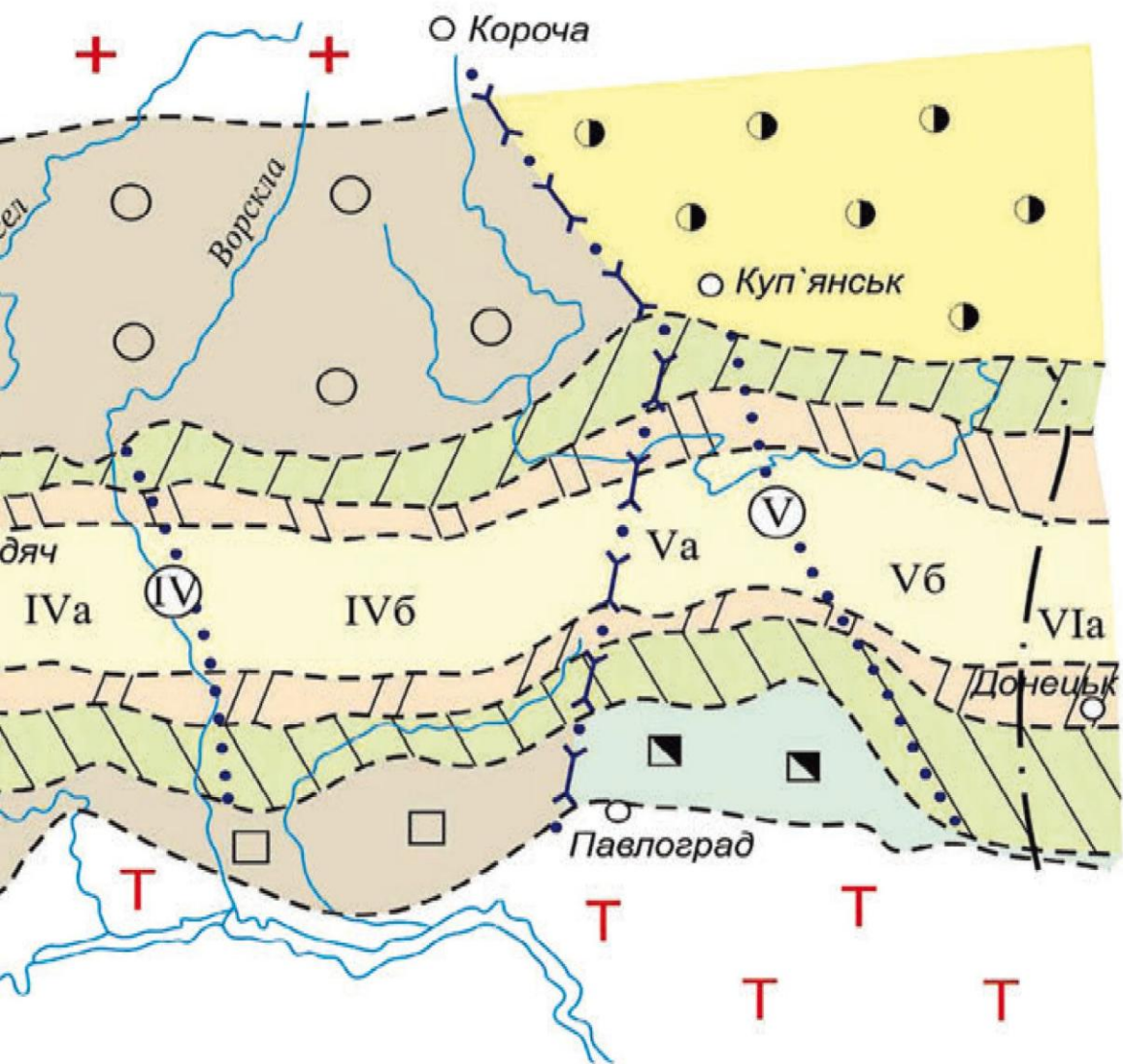


Рисунок 1 – Тектонічне районування Дніпровсько-Донецької западини [35]. 1 - межі ДДЗ та її поздовжніх тектонічних зон; 2 - західна та східна межі; 3 - межі поперечних частин ДДЗ і ДП, а також сегментів ДР і ДР; цифри в колах: II - північно-західна частина ДДЗ або Деснянський сегмент ДДР, III - центральна частина ДДЗ або Удайсько-Сульський сегмент ДДР, IV - південно-східна частина ДДЗ або Псьольсько-Орельський сегмент ДДР, V - північно-західна частина ДДР або Західно-Донбаський сегмент ДР; 4 - межі поперечних сідловин (IIa - Брагінсько-Лоївської, IIIa - Удайської, IVa - Псьольсько-Ворсклянської, Va - Донецько-Орельської, VIa - Донецької) і депресій (Ib - Єльської, IIb - Ніжинської, IIIb - Лохвицької, IVb - Карлівської, Vb - Волчансько-Бахмуцької); 5- південний схил ВА; 6 - північний схил УЩ; 7 - північний борт ДДЗ; 8 - північний борт ДП; 9 - південний борт ДДЗ; 10 - південний борт ДП; прибортові або шовні зони крайових глибинних розломів ДДР: 11 - північного БА, 12 - південного ПМ, 13 - південна приосьова зона або південна зона природрозломних виступів ДДР, 14 - північна приосьова зона або північна зона природрозломних виступів (сходин) ДДР, 15 - осьова зона.



своїми специфічними рисами і різною історією геологічного розвитку.

Північний і південний борти западини, що одночасно є моноклінальними схилами Воронезької антеклізи та Українського кристалічного щита, фіксуються практично на всій території ДДЗ, за винятком крайнього північного заходу, де регіональні порушення майже не простежуються.

Південний борт являє собою досить широку смугу порівняно спокійного занурення в північно-східному напрямку докембрійського фундаменту, що перекривається із кутовим та стратиграфічним неузгодженням слабодислокованими осадовими утвореннями.

З північного сходу, з боку рифта, південний борт обмежений крайовими рифтовими глибинними скидами Прип'ятсько-Маницького (ПМ) глибинного розлому [34, 35]. Його північно-західна границя збігається з границею поширення кам'яновугільних відкладів. Необхідно зазначити, що північно-східна границя цього тектонічного елемента контролюється також і границею поширення верхньодевонських відкладів.

Про характер поверхні фундаменту і його структурні особливості на південному борті можна судити за результатами геофізичних і бурових робіт. За їх даними, глибина залягання фундаменту змінюється від 500 м до 2-3 км, порівняно плавно занурюючись в північно-східному напрямку під кутом 1-2°, кути падіння зростають біля крайового ПМ розлому до 5-6° [35].

У рельєфі кристалічного фундаменту південного борту чітко фіксуються три великі виступи – Кулажинсько-Ядловсько-Трахтемирівський, Кременчуцько-Остапівсько-Білоцерківський, Самарсько-Вовчанський і два напівпрогини – Драбовський і Царичанський [34]. Крім великих виступів і западин, на фоні загального моноклінального залягання осадової товщі, простежуються також структурні уступи, тераси і пологі підняття, що пов'язані з вертикальними рухами окремих блоків фундаменту.

Найдревнішими осадовими відкладами, що встановлені бурінням у смузі південного борту, є породи верхньовізейського під'ярусу. Безпосередньо на фундаменті також залягають відклади серпуховського ярусу та нижньобашкирського під'ярусу.

В цілому, на південному борті осадовий комплекс характеризується стратиграфічною неповнотою розрізу, що обумовлено передусім великою кількістю переривів в осадконакопиченні, а також послідовним генетичним виклинюванням окремих стратиграфічних підрозділів. Так, на порівняно невеликій відстані виклинюються породи від нижньокам'яновугільних до палеогенових включно. Цілком відсутні в межах даної території породи девонського, турнейського, нижньовізейського, верхньокам'яновугільного і нижньопермського стратиграфічних підрозділів. З розрізу мезокайнозойських відкладів випадає нижня частина сеноман-туронського ярусу і нижній палеоген.

Північний борт являє собою ширшу і більш виположену монокліналь, ніж південний [35, 121]. Ширина цього тектонічного елементу контролюється відстанню від лінії крайового Баранихінсько-Астраханського (БА) глибинного розлому до гра­ниці повного виклинювання відкладів карбону.

Глибинна будова північного борту, на відміну від південного, вивчена бурінням значно краще, що пов'язано насамперед із відкриттям в межах даної території ряду нафтових і газових родовищ (Турутинське, Володимирське, Юлівське, Скворцівське та ін.). За даними буріння і за матеріалами регіональних профілів КМПВ, поверхня кристалічного фундаменту плавно занурюється в південно-західному напрямку під кутом близько 10, а ближче до крайового порушення кути падіння зростають до 3-4°.

Загальний моноклінальний характер залягання кристалічного ложа ускладнюється розривними порушеннями, по яких рухалися окремі блоки фундаменту, а також наявністю великого Міллеровського виступу, що збігається з Воронезько-Курською складчастою зоною і невеликою Жлобинською западиною. В осадовому чохла піднятим блокам відповідають штампові структури типу Рогозинсько-Городищенської складки, Самборського підняття та інших.

Глибина залягання фундаменту на північному борті коливається від 4-5 км біля крайового скиду БА розлому до 0,4-0,5 км у межах виступів. Таким чином, північний борт є більш зануреним, ніж південний. Але і тут, незважаючи на відносно збільшену товщину, в розрізі осадової товщі також, як і в межах південного борту западини, відмічається стратиграфічна неповнота, наявність чітких переривів в осадконакопиченні, поступове виклинювання окремих стратиграфічних горизонтів і регіональне збільшення товщин у напрямку рифту. Однак, завдяки дещобільшій тектонічній стабільності північного борту, процеси генетичного виклинювання і розмиву проявилися тут меншою мірою, що безумовно відбилося на повноті осадового розрізу. На відміну від південного борту западини, де основне значення у зменшенні осадової товщі мали стратиграфічні перериви, тут вирішальне значення належало поступовому генетичному виклинюванню, яке відбувалося на достатньо великій відстані.

Більше розповсюдження, порівняно з південним бортом, мають кам'яновугільні, пермські і верхньокрейдові відклади; з'являються в розрізі і відклади девону, турнейського ярусу та нижньовізейського під'ярусу. Також необхідно відмітити, що крім різниці в площовому розповсюдженні і товщинах окремих стратиграфічних горизонтів, на південному і північному бортах спостерігається і відміна у фаціальному складі. Так, на південному борті всі стратиграфічні підрозділи карбону складені, головним чином, піщано-глинистими утвореннями, а на північному – вони представлені, в основному, глинисто-карбонатними і карбонатними осадками субплатформенного типу.

Таким чином, Український щит протягом палеозойського і мезозойського часу був надзвичайно активною тектонічною областю і протягом тривалого періоду служив основним джерелом знесення уламкового матеріалу [34]. Воронежський масив, навпаки, характеризується тривалішим зануренням і меншою амплітудою підняття.

В межах Дніпровсько-Донецького рифта по поверхні кристалічного фундаменту чітко фіксуються зони парних крайових глибинних розломів із шовною зоною між розломо-парами, що відповідають прибортовим зонам по синеклізних горизонтах.

Прибортові, чи шовні зони крайових глибинних розломів складені порівняно невеликими за розмірами (400-500 км²) внутрішньорозломними грабенами і мульдами, що ланцюжком простягнулися вздовж північного і південного бортів западини. Від осьової частини западини вони відокремлені природними виступами кристалічного фундаменту (чи приосьовими зонами), а з боку бортів крайовими рифтовими глибинними скидами ПМ і БА глибинних розломів.

У південній прибортовій зоні по поверхні кристалічного фундаменту чітко фіксуються: Малодівицька, Прилуцька, Лесяківська, Богданівська, Вергунівська та інші мульди, а також Колайдинцівський грабен. Від осьової зони вони відокремлені Монастирищенським, Ведільцівським, Гнідинцівсько-Лесяківським, Гонцівсько-Чорнухинським, Ромоданівсько-Клюшниківським, Миргородським і Орельським природними виступами фундаменту (південна приосьова зона).

У північній прибортовій зоні відокремлюються Холмська, Дмитріївська, Синівська, Шевченківська великі мульди і Грибоворудянський, Лісківський, Адамівський грабени. Їх супроводжують Ріпкінський, Брусилівсько-Кошелівський, Плісківсько-Лисогорівський, Артюхівський, Липоводолинський і Колонтаєвський природні виступи докембрійського фундаменту, за наявності яких досить чітко виділяється північна приосьова зона. Безпосередньо до північного борту прилягають Гайворонський, Плужниківський, Миколаївський, Герасимівський, Берестівський та інші поперечні виступи фундаменту.

Глибина залягання кристалічного фундаменту в мульдах і грабенах досягає 6-8 км, що на 2-3 км вище, ніж в приосьових зонах і в межах поперечних виступів.

Загалом, осадовий чохол прибортових зон характеризується досить великими товщинами, стратиграфічною повнотою і значною дислокованістю. На відміну від бортів западини, тут з'являються породи девону значної товщини, які представлені соленосними, теригенними і ефузивними формаціями, розширюється також стратиграфічний діапазон кам'яновугільних відкладів за рахунок широкого розвитку турнейських, нижньовізейських, а також верхньовізейських утворень. Стрімко зростають товщини пермських і мезокайнозойських відкладів. Поряд із збільшенням товщини осадового розрізу підвищується і пористість пластів в окре-

мих стратиграфічних підрозділах.

Висока дислокованість осадової товщі в межах прибортових зон обумовлена як соляним тектогенезом, так і підвищеною мобільністю шовних зон Прип'ятсько-Маницького і Баранихінсько-Астраханського розломів. Широкий розвиток соляного тектогенезу, що значно впливав на будову осадового чохла, призвів до розвитку в прибортових зонах характерних морфологічних структурних форм, таких, як яскраво виражені соляні куполи, штоки, вали, антикліналі. У північній прибортовій зоні на структурно-геологічній карті покрівлі палеозойських відкладів чітко фіксуються: Холмська (протяжна антикліналь), Великозагорівський, Дмитріївський, Роменський, Синівський (соляні штоки і куполи), Талалаївське, Великобубнівське, Березняківське, Адамівське та інші підняття. У межах південної прибортової зони інверсійні форми антиклінального ряду утворюють кулісоподібні зчленовані солянокупольні гряди, які складаються кріптодіапірами, соляними штоками та високоамплітудними антиклінальними підняттями [34, 35].

Варто підкреслити, що на піднятих блоках фундаменту в прибортових зонах і на більшості природозломних виступів девонська сіль чивзагалі не відкладалася, чи присутня у невеликих товщинах.

Зони природозломних виступів на поверхні фундаменту з боку рифту обмежені глибинними розломами, а з боку мульд — розривами, що утворюють внутрішньорифтові розломо-пари БА і ПМ глибинних розломів. Природозломні виступи найчіткіше проявлялись на рифтовому етапі геотектонічного розвитку регіону [35, 131], але їх вплив позначався і на пізніших стадіях, що виражено як у загальному скороченні товщини осадового чохла, так і у зміні фаціального складу палеозойських відкладів. Причому, північна зона природозломних виступів чіткіше виражена, ніж південна, що пов'язано з менш інтенсивним підійманням поверхні кристалічного фундаменту в південній частині рифту.

Осьова зона розташована між північною і південною приосьовими зонами і є найбільш зануреним і складно побудованим тектонічним елементом ДДЗ (рис. 1).

У рельєфі фундаменту осьової зони розвинуті великі Срібненський, Лютенський, Чутівський, Розпашнівсько-Миронівський та інші дрібніші прогини. Депресії і прогини розділяються виступами складної морфології, які переважно приурочені до ліній зон древніх розломів докембрійського закладання, що перетинають ДДЗ вхрест простягання.

Поверхня кристалічного фундаменту в зоні, яка розглядається залягає на глибинах від 0,5-2,0 км у межах поперечних виступів і до 7-17,5 км та більше у депресіях. Загалом, вона регіонально занурюється в південно-східному напрямку.

Варто також відмітити, що в південно-східній частині осьової зони ДДЗ за ге-

офізичними матеріалами (ГСЗ – КМПВ) на поверхні кристалічного фундаменту фіксується ровоподібна структура, яка заповнена, на думку деяких дослідників, рифейськими відкладами. Ширина цієї структури (рифейського грабена), обмеженої глибинними розломами, менша, ніж пізньодевонського рифту, вона розташована відносно останнього несиметрично і тяжіє до північного борту.

Осадовий розріз осьової зони характеризується максимальними товщинами і високою стратиграфічною повнотою. Тут, порівняно з іншими повздовжніми тектонічними елементами, значно збільшується товщина майже всіх стратиграфічних підрозділів, у розрізі з'являються відклади нижньопермської галогенної формації. Таким чином, починаючи з кам'яновугільного часу і майже в усі наступні епохи, осьова частина западини зазнала найінтенсивнішого прогинання і накопичення осадків, товщина яких, в основному, контролюється регіональними факторами, збільшуючись у південно-східному напрямку і по ступово зменшуючись до північного і південного бортів.

В осадових утвореннях фіксуються Глинсько-Розбишівська, Яблунівська, Солахівсько-Диканьська, Соснівсько-Біляївська та інші великі антикліналі, формування яких обумовлене соляним тектогенезом, а також антиклінальні структури типу Анисівська, які утворені під впливом розломів у кристалічному фундаменті.

Поряд з повздовжніми тектонічними зонами в ДДЗ виділяються і поперечні тектонічні елементи. Однак слід зазначити, що виділення у фундаменті і чохла ДДЗ поперечних елементів набагато складніше, і різними дослідниками воно проводиться по-різному.

Згідно з роботами В.К. Гавриша [34, 35] у Дніпровсько-Донецькій западині (поперечне тектонічне районування) виділяються такі частини: північно-західна (чи Деснянський сегмент ДДР), центральна (чи Удайсько-Сульський сегмент) і південно-східна (чи Псельсько-Орельський сегмент) (рис. 1). У західних частинах цих сегментів розташовуються сідловини (Брагінсько-Лоївська, Удайська і Псьольсько-Ворсклянська), у східних – депресії (Ніжинська, Лохвицька і Карлівська).

Поперечна зональність геоструктури обумовлена сіткою дорифтових розломів, які були активні не тільки в рифтовий, але і в пізніші етапи розвитку регіону.

1.3. Нафтогазоносність

Східний нафтогазоносний регіон, або Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область займає провідне місце за видобутком вуглеводнів в Україні. Початкові потенційні ресурси ВВ Дніпровсько-Донецької западини становлять (за даними Чернігівського відділення УкрДГРІ) 5319,0 млн. т у.п. Поточні потенційні видобувні ресурси ВВ оцінюються в 3382,4 млн. т у.п. [58].

Всього за весь період проведення геологорозвідувальних робіт в Східному нафтогазоносному регіоні України було відкрито 244 нафтових, нафтогазоконденсатних, нафтогазових, газоконденсатних та газових родовищ, в т.ч. 2 унікальних з запасами понад 300 млн. т у.п. (Шебелинське ГК та Західно-Хрестищенське ГК), 3 крупних з запасами понад 100 млн. т у.п. (Яблунівське НГК, Глинсько-Розбишівське НГК та Єфремівське ГК), 14 великих з запасами понад 30 млн. т у.п. (Березівське ГК, Гнідинцівське НГК, Кобзівське ГК, Котелевське ГК, Леляківське НГК, Матвіївське НГК, Машівське ГК, Медведівське ГК, Мелихівське ГК, Опішнянське НГК, Рибальське НГК, Розпашнівське ГК, Рудівсько-Червонозаводське НГК, Тимофіївське НГК), 23 середніх з запасами понад 10 млн. т у.п. (Абазівське ГК, Анастасівське НГК, Андріяшівське НГК, Артюхівське НГК, Більське НГК, Бугруватівське Н, Гадяцьке НГК, Дружелюбівське НГК, Качанівське НГК, Кегичівське ГК, Коржівське НГК, Ланнівське ГК, Новотроїцьке НГК, Пролетарське НГК, Сахалінське НГК, Свиридівське ГК, Семенцівське ГК, Семиренківське ГК, Солохівське НГК, Східно-Полтавське ГК, Харківцівське НГК, Чутівське НГК, Юлівське НГК) (рисунок 2).

З 1935 року в Східному нафтогазоносному регіоні було видобуто понад 1936,6 млн. т у.п., в т.ч.: газу вільного – 1615,1 млрд. м³, газу розчиненого – 35,1 млрд. м³, нафти – 213,7 млн.т та газового конденсату – 72,7 млн.т. Найбільший обсяг вуглеводнів було видобуто з нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів (рисунок 3).

Максимального видобутку природного газу у регіоні було досягнуто у 1976 році – 61,5 млрд. м³, нафти та конденсату – в 1972 році (близько 12 млн.т).

В 2012 році в регіоні було видобуто 18,1 млрд. м³ газу та 2,6 млн.т нафти та газового конденсату.

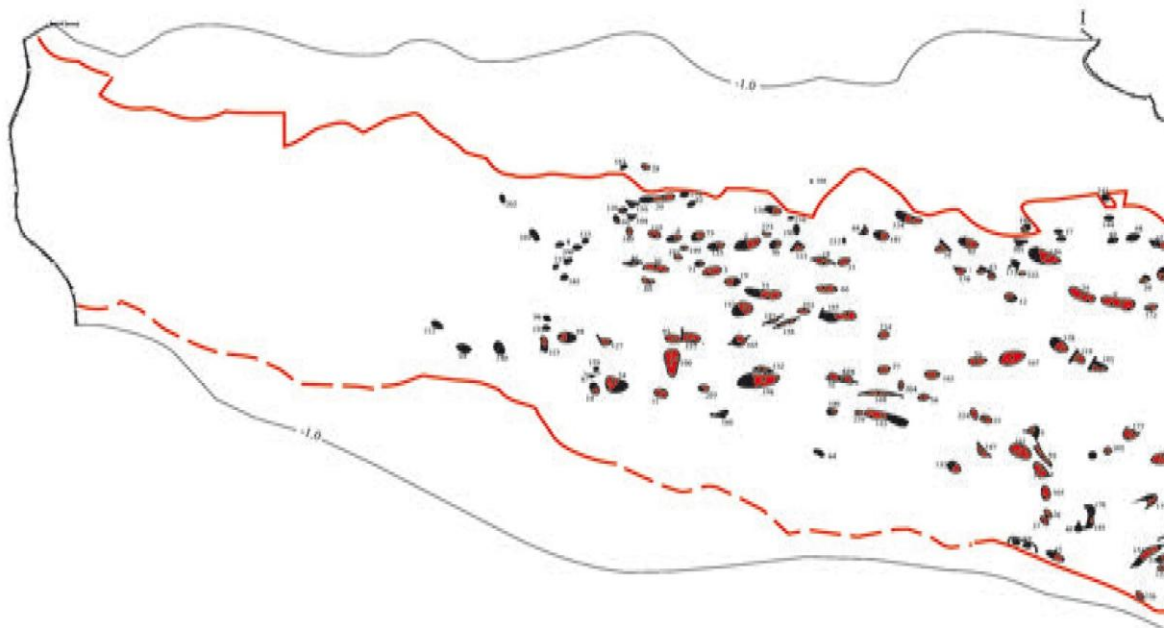
Основними причинами зменшення видобутку газу та нафти з газовим конденсатом є [40]:

- 1) виснаженість основних родовищ газу і нафти, які фактично визначали обсяги видобутку ВВв Україні у минулі роки;
- 2) недостатні прирости розвіданих запасів ВВ за рахунок ГРР;
- 3) відсутність відкриттів в останні роки значних за запасами родовищ нафти і газу;
- 4) значне скорочення обсягів експлуатаційного буріння.

За нафтогазонасиченими та екрануючими властивостями товщ в ДДГНО виділяється 8 нафтогазоносних (продуктивних) комплексів (таблиця 1) [6, 37, 40, 44, 89, 106 та інші]. Верхній (мезозойський) комплекс характеризується локальною нафтогазоносністю.

Його невеликі запаси мали практичне значення лише на перших етапах освоєння регіону. Подальше нарощування запасів ВВ з ним не пов'язується.

РОЗДІЛ 1. СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

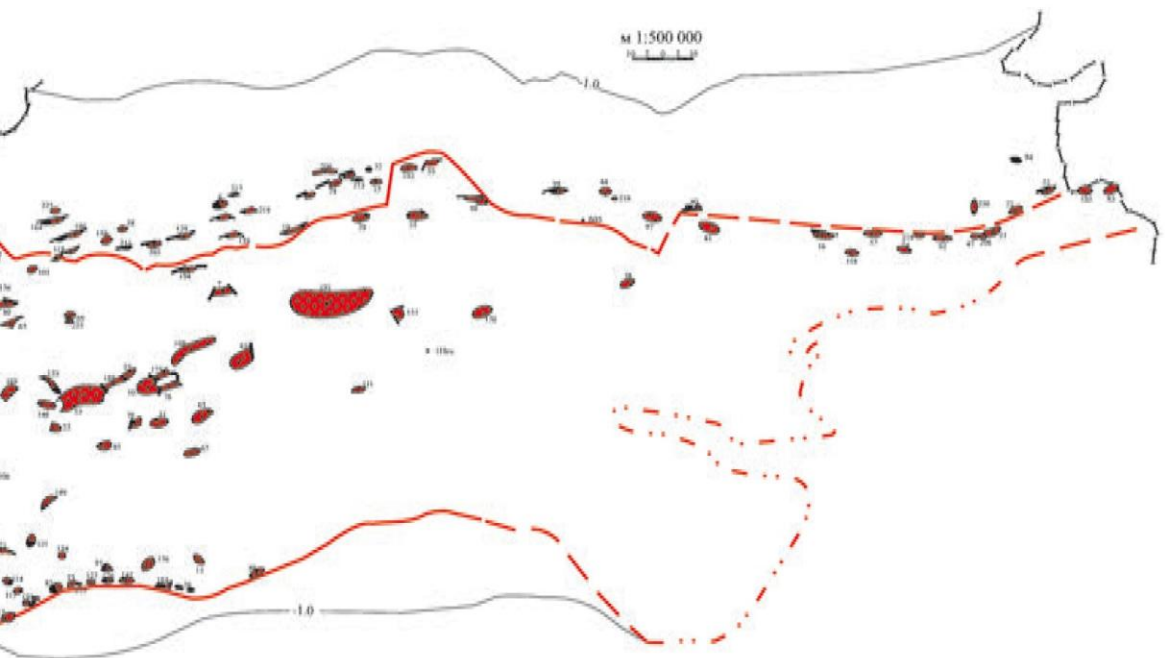


Родовища

- | | | | |
|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|-------------------------------------|
| 1. Абацінське ГК | 34. Гнідичинське НГК | 67. Кобзівське ГК | 100. Малосорочинське НГК |
| 2. Ашветівське НГК | 35. Гоголівське ГК | 68. Козівське П | 101. Мар'їнське ГК |
| 3. Андріяшівське НГК | 36. Голубицьке НГ | 69. Коломацьке ГК | 102. Марківське ГК |
| 4. Аргохівське НГК | 37. Горобітське ГК | 70. Комнінське НГК | 103. Матіївське НГК |
| 5. Байрацьке НГК | 38. Дробиницьке Г | 71. Компанське НГК | 104. Матлахівське НГК |
| 6. Безпадіське НГК | 39. Дружелюбівське НГК | 72. Кондратівське ГК | 105. Мачухівське Г |
| 7. Безпадіське ГК | 40. Євгенівське Г | 73. Коржівське НГК | 106. Манівське ГК |
| 8. Березівське П | 41. Євремівське ГК | 74. Коробочинське ГК | 107. Медведівське ГК |
| 9. Березівське ГК | 42. Житин П | 75. Котелівське ГК | 108. Мелхівське ГК |
| 10. Білозірське Г | 43. Загоринське ГК | 76. Котлярівське ГК | 109. Мехедівське-Голотовичинське ГК |
| 11. Білоусівське ГК | 44. Ізйцівське ГК | 77. Кошівське ГК | 110. Миколаївське ГК |
| 12. Більське НГК | 45. Запечівське НГК | 78. Красноградське ГК | 111. Мирнолібівське ГК |
| 13. Богатівське ГК | 46. Змишівське ГК | 79. Краснозаревське НГК | 112. Михайлівське Г |
| 14. Богданівське НГК | 47. Зах.-Вергунське Г | 80. Краснокутське ГК | 113. Мільківське НГК |
| 15. Боринське ГК | 48. Зах.-Вільшанське П | 81. Краснопопівське Г | 114. Мовчанівське НГК |
| 16. Боринське ГК | 49. Зах.-Козівське П | 82. Кременівське НГК | 115. Монастирщинське П |
| 17. Бутрушівське П | 50. Зах.-Солохівське ГК | 83. Кружлівське Г | 116. Муратівське ГК |
| 18. Валківське ГК | 51. Зах.-Соснівське ГК | 84. Кузичинське НГК | 117. Мушинське Г |
| 19. Валківське НГК | 52. Зах.-Старовірське ГК | 85. Лапівське ГК | 118. Наріжнівське ГК |
| 20. Вельнобубинське НГК | 53. Зах.-Хрестинське ГК | 86. Левенцівське ГК | 119. Наталівське ГК |
| 21. Вергунське ГК | 54. Ігнатівське НГК | 87. Левківське П | 120. Нівинське НГК |
| 22. Веснянське ГК | 55. Іскрівське ГК | 88. Лежківське НГК | 121. Новогригорівське НГК |
| 23. Виноградівське ГК | 56. Кавердинське ГК | 89. Лиманське НГК | 122. Новомиколаївське НГК |
| 24. Височинське Г | 57. Каптанівське ГК | 90. Липоводолинське НГК | 123. Новоселівське ГК |
| 25. Вишнівське ГК | 58. Караванівське ГК | 91. Личківське НГК | 124. Новотроїцьке НГК |
| 26. Вірладів Г | 59. Карайнівське НГК | 92. Лобачівське ГК | 125. Новоукраїнське НГК |
| 27. Вільхівське ГК | 60. Карпівське ГК | 93. Луценківське ГК | 126. Остугівське ГК |
| 28. Володимирівське ГК | 61. Карлівське НГК | 94. Лявівське П | 127. Остернське ГК |
| 29. Волохівське ГК | 62. Качинське НГК | 95. Макаріївське ГК | 128. Опішнівське НГК |
| 30. Волошинське ГК | 63. Кегичівське ГК | 96. Максимівське П | 129. Оутромерівське ГК |
| 31. Гадяцьке НГК | 64. Кибичинське П | 97. Максимівське ГК | 130. Пд.-Панасівське НГК |
| 32. Ганнівське П | 65. Кислівське ГК | 98. Мавсальське ГК | |
| 33. Глинсько-Розбитівське НГК | 66. Клинсько-Краснознам'янське ГК | 99. Малодніпівське П | |

Рисунок 2 – Розміщення основних родовищ вуглеводнів в Східному нафтогазоносному регіоні (за даними УкрДГРІ). Границі: 1 - Дніпровського грабену, 2 - перспективних земель в суміжній з відкритим Донбасом зоні, 3 - перспективних земель з глибиною залягання фундаментна -1,0 км, 4 - державна; родовища: 5 - нафтові, 6 - газові, 7 - газоконденсатні, 8 - нафтогазові, 9 - нафтогазоконденсатні.

РОЗДІЛ 1. СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ



- 131. Пн.- Волненківське Г
- 132. Пн.- Яблунівське ГК
- 133. Пн.- Ярощівське Н
- 134. Перекопське ГК
- 135. Перекопське НГК
- 136. Перекопське ГК
- 137. Петрушівське Н
- 138. Пірківське Г
- 139. Платівське Г
- 140. Прилуцьке Н
- 141. Прокопівське Н
- 142. Пролетарське НГК
- 143. Радченківське НГ
- 144. Радське Н
- 145. Решетківське НГ
- 146. Рибальське НГК
- 147. Родіюве Г
- 148. Розанівське ГК
- 149. Розумівське ГК
- 150. Романівське Н
- 151. Руднівське НГК
- 152. Рудівське-Чернозаводське НГК
- 153. Русанівське Г
- 154. Раківське Г
- 155. Сагайдацьке Н
- 156. Сахалівське НГК
- 157. Сварнівське ГК
- 158. Світунівське ГК
- 159. Світличчє Н
- 160. Селюхівське Н
- 161. Семенівське ГК

- 162. Семпрівське ГК
- 163. Середиївське Г
- 164. Скворцівське НГК
- 165. Скворобатівське НГК
- 166. Спороходівське НГК
- 167. Солохівське НГК
- 168. Сорочинське ГК
- 169. Софіївське Н
- 170. Співківське Г
- 171. Степне ГК
- 172. Степове ГК
- 173. Сухівське Н
- 174. Суходолівське НГК
- 175. Сх.- Мелведівське ГК
- 176. Сх.- Новоселівське НГК
- 177. Сх.- Полтавське ГК
- 178. Сх.- Решетківське Н
- 179. Сх.- Рогітнівське Н
- 180. Талалайське ГК
- 181. Тимофіївське НГК
- 182. Тростяцьке Н
- 183. Турутинське Н
- 184. Ульянівське НГК
- 185. Харківське НГК
- 186. Хухринське НГК
- 187. Чернолуцьке ГК
- 188. Черноюрівське ГК
- 189. Чутівське НГК
- 190. Шагаринське Н
- 191. Шаболівське ГК
- 192. Шевченківське ГК

- 193. Шумське ГК
- 194. Шуринське ГК
- 195. Шурівське Н
- 196. Юрківське НГК
- 197. Юрківське НГК
- 198. Яблунівське НГК
- 199. Ярмолівське ГК
- 200. Ярощівське Н
- 201. Ясенівське Н
- 202. Бахмацьке Н
- 203. Бастре ГК
- 204. Вакулівське ГК
- 205. Копіївське Г
- 206. Пн.- Коробочинське Г
- 207. Прирічне ГК
- 208. Роситинське Г
- 209. Аксютинське Г
- 210. Зах.-Радченківське ГК
- 211. Раківинське ГК
- 212. Римарівське Н
- 213. Сх.-Виноградівське Г
- 214. Трьохлізівське Г
- 215. Чкалівське НГ
- 216. Пд.-Берестівське Н
- 217. Васнівське ГК
- 218. Ольгівське ГК
- 219. Демисівське ГК
- 220. Веселогорівське Г
- 221. Неліпне Г
- 222. Будівське ГК
- 223. Ризинківське ГК
- 224. Сх.Петрівківське ГК
- 225. Пд.Коломицьке Г
- 226. Липівське Г

Умовні позначення

Границі

- 1 —————
- 2 - - - - -
- 3 - - - - -
- 4 - - - - -

Родовища

- 5 ●
- 6 ●
- 7 ●
- 8 ●
- 9 ●

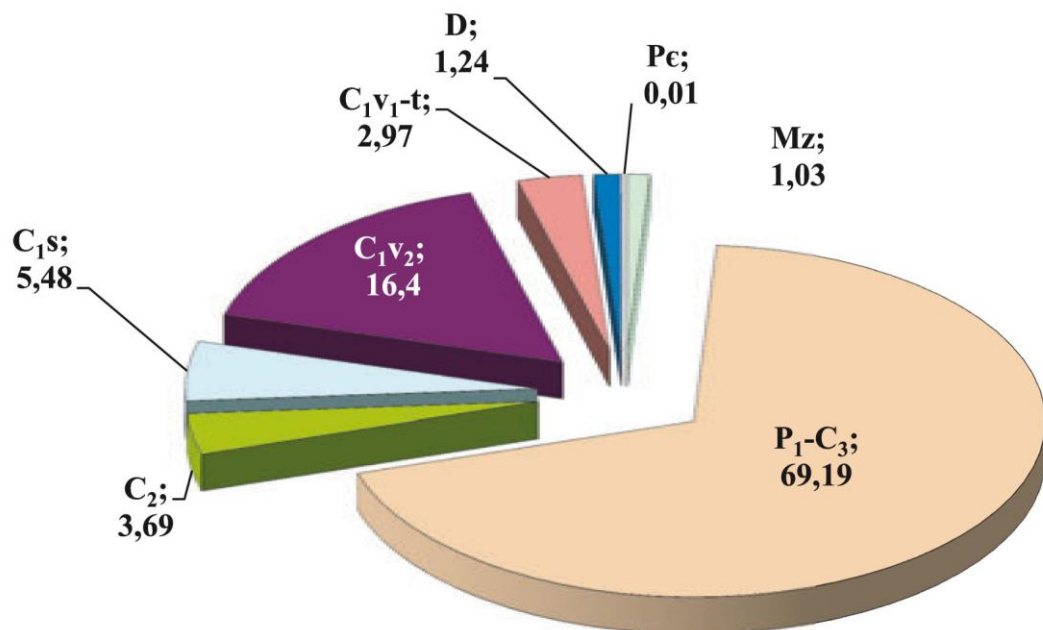


Рисунок 3 – Розподіл видобутку ВВ з початку розробки (на 01.01.2012 р.) в межах ДДЗ за стратиграфічними комплексами у відсотках.

Таблиця 1 – Розподіл початкових сумарних видобувних ресурсів ВВ за продуктивними комплексами станом на 01.01.04 р. [58].

Продуктивні комплекси	Видобуток з початку розробки, млн.т. у.п	Балансові видобувні запаси (111+121+122), млн.т у.п	Перспективні ресурси категорії C ₃ (333), млн.т у.п	Прогнозні ресурси категорій D ₁ +D ₂ (334), млн.т у.п	Початкові сумарні видобувні ресурси, млн.т у.п
MZ	27,1	4,9	0	0	32
P ₁ -C ₃	1271,5	354,4	30,5	200	1856,4
C ₂	63,7	79,3	103,8	108,9	355,7
C ₁ s	84	180,6	84,5	294,4	643,5
C ₁ v ₂	247,9	459	160,4	544,7	1412
C ₁ v _{1-t}	52,6	154,6	121,2	356,4	684,8
D	10	20,7	5,1	219,1	254,9
PЄ	0,6	5,8	0,5	72,8	79,7
Всього	1757,4	1259,3	506	1796,3	5319

Верхньокам'яновугільно-пермський комплекс має субрегіонально-локальне поширення. Можливість наросування запасів нафти і газу незначна, оскільки немає відкриттів, пов'язаних з пастками неантиклінального типу, а фонд додатніх замкнених підняттяв практично вичерпаний. Подальші перспективи пов'язуються лише з приштоковими ділянками [32, 38, 40, 98].

Середньокам'яновугільний комплекс за характером поширення є субрегіональним. Прогнозується відкриття нових родовищ нафти і газу [14, 58, 104]. Пошукові роботи зазвичай ведуться попутно під час оцінки продуктивності товщі нижнього карбону [38, 40].

Верхньовізейсько-серпуховський комплекс є регіонально нафтогазоносним. За потенційними можливостями посідає провідне місце, незважаючи на те, що практично половина його початкових ресурсів отримала промислову оцінку. Саме у відкладах цього комплексу прогнозується найбільша кількість пасток неантиклінального типу [17, 21, 28, 40, 46, 58, 68, 70, 77, 111].

Турнейсько-нижньовізейський комплекс також регіонально поширений. За потенційними можливостями він займає друге місце. Характеризується наявністю вториннопорових теригенних і вториннопорових та тріщинуватих карбонатних колекторів [14, 19, 20, 30, 31, 37, 41, 64, 73, 74, 76, 111].

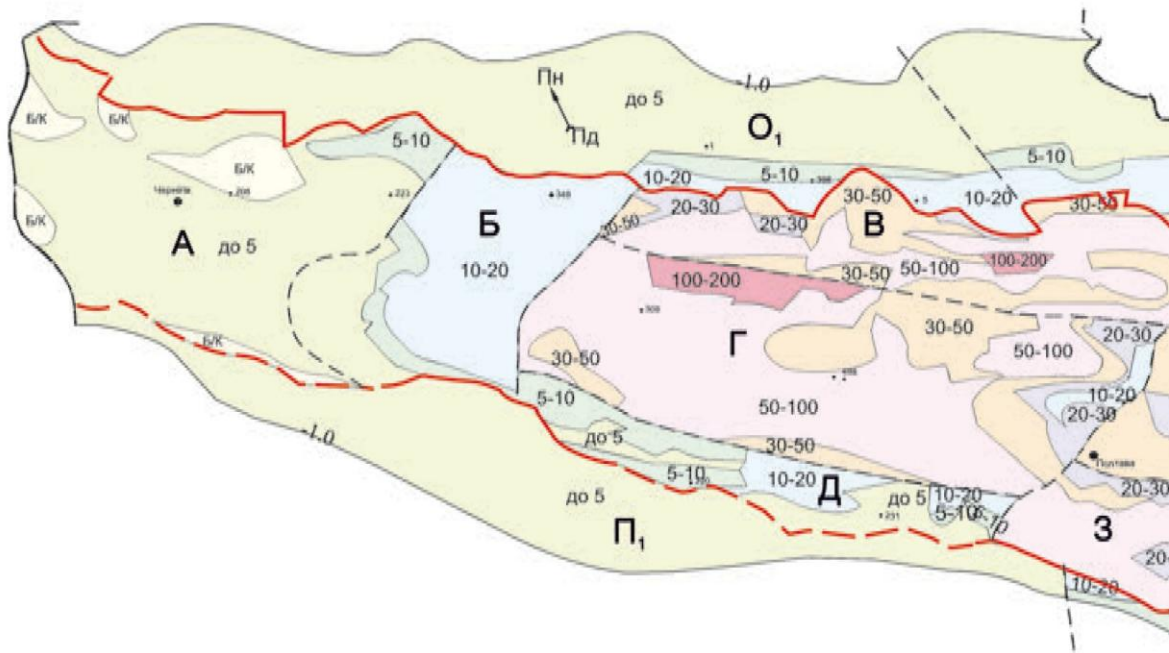
Девонський комплекс поширений субрегіонально. Рівень потенційних можливостей даного комплексу в залежності від часу та поглядів дослідників коливався в значних межах [6, 37, 38, 40, 41, 48, 68, 83, 89, 106]. Тому не виключено, що під час подальших пошукових робіт, його оцінка може значно підвищитися.

Докембрійський комплекс поширений локально. Але відкриття родовищ не тільки підтвердило наявність промислових покладів в ньому, але і суттєво розширило територію пошуків [3, 6, 39, 40, 42, 45, 54, 80, 84, 85, 88, 106, 108].

Під час нафтогазогеологічного районування, яке базується на особливостях геологічної будови тектонічних елементів, розвитку різних типів локальних структур, просторового розміщення покладів та родовищ ВВ, їх фазового стану, продуктивності та кількості нафтогазоносних комплексів, в межах Східного нафтогазоносного регіону прийнято виділяти 1 нафтоносний (НР), 3 газоносних (ГР), 6 нафтогазоносних (НГР) і 5 перспективних (ПР) районів (рисунок 4) [6, 40, 58, 106].

Нижче наводиться стисла характеристика цих нафтогазоносних і перспективних районів відповідно.

Чернігівсько-Брагінський перспективний район (ПР) розташований в північно-західній частині ДДЗ. За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Чернігівсько-Брагінського ПР відноситься до VIII категорії (менше 5 тис. т ВВ на 1 км²), а крайній північний схід району – до VII категорії (5–10 тис. т ВВ на 1 км²).



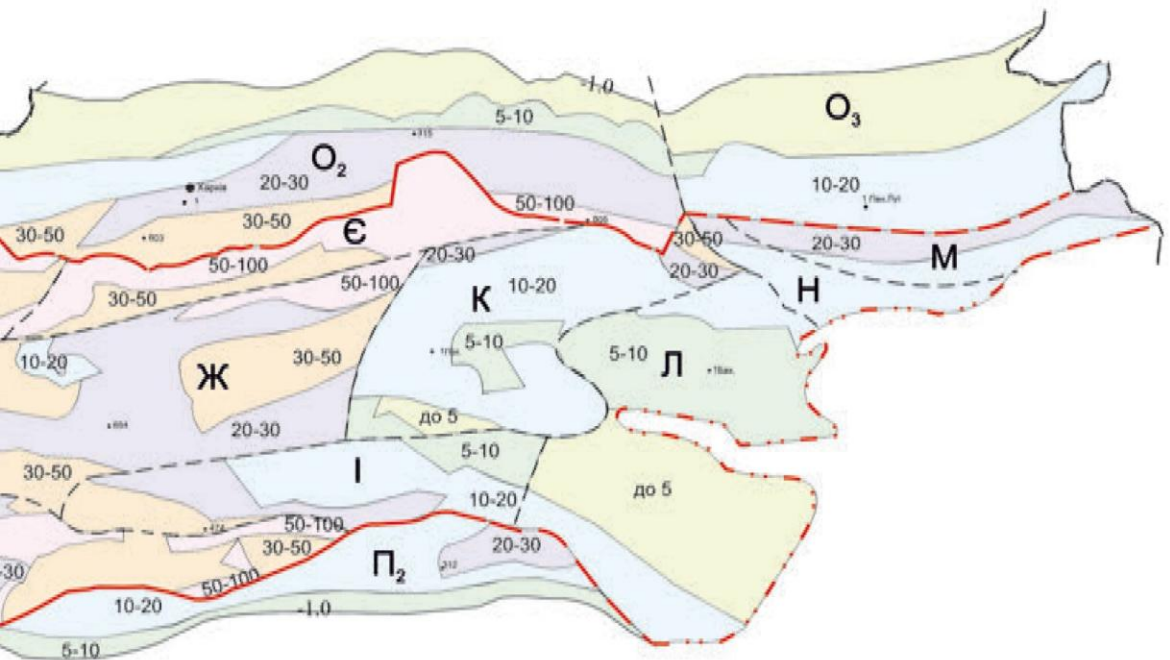
Умовні позначення

Нафтогазогеологічне районування:

- | | |
|--|---|
| А - Чернігівсько-Брагинський ПР | Л - Кальміус-Бахмутський ПР |
| Б - Монастирищенсько-Софіївський НР | М - Красноріцький ГР |
| В - Талалаївсько-Рибальський НГР | Н - Лисичанський ГР |
| Г - Глинсько-Солохівський НГР | О - Північний борт НГР |
| Д - Антонівсько-Білоцерківський ПР | О ₁ - північно-західний сектор |
| Є - Рябухінсько - Пн.-Голубівський НГР | О ₂ - центральний сектор |
| Ж - Машівсько-Шебелинський НГР | О ₃ - південно-східний сектор |
| З - Руденківсько-Пролетарський НГР | П - Південний борт ПР |
| І - Октябрсько-Лозовський ПР | П ₁ - північно-західний сектор |
| К - Співаківський ГР | П ₂ - південно-східний сектор |

Рисунок 4 – Схема нафтогазогеологічного районування ДДЗ (за матеріалами УкрДГРІ).

РОЗДІЛ 1. СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ



Границі:
 — Дніпровського грабену
 — нафтогазогеологічних районів

ЩІЛЬНОСТІ НЕРОЗВІДАНИХ РЕСУРСІВ ВВ
 (Кат. С₃+Д, 333+334 - видовувні, тис.т/км²)



Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 1000 м до 6000 м.

Девонські відклади в грабені переважно вулканогенні (на бортах відсутні). Не має активної участі соляного тектогенезу, розрізи карбону і пермі редуковані. Накрізні структури осадового чохла переважно опошуквані з негативними результатами, незважаючи на прямі ознаки нафти і газу.

На сучасному етапі продуктивність жодного комплексу не доведена. Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є горизонти в стратиграфічному інтервалі від девонських до верхньовізейських відкладів. Основні перспективи пов'язуються з літологічними, статиграфічними і комбінованими пастками, з дуже дрібними антиклінальними об'єктами на малих глибинах. Нерозвідані видобувні ресурси (С₃+Д) району оцінюються в 13,3 млн. т. у.п. За фазовим складом переважає нафта. Площа району 8,4 тис. км² [40, 58].

Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний район (НР) розташований в межах північно-західної частини ДДЗ. Товщина осадового чохла досягає в грабені 7 км, на Північному борті трохи більше 2 км, на Південному до 2,5 км. Площа району 5 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси 54,7 млн. т у.п. [40, 58].

Станом на 01.01.2012 р. в Монастирищенсько-Софіївському НР нараховується 9 родовищ, нафтогазоносність яких пов'язана із відкладами нижнього і верхнього візе, серпухова і башкиру. Поклади родовищ вуглеводнів Монастирищенсько-Софіївського НР склепінні, тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані. Запаси 9 родовищ (антиклінальні підняття) змінюються від 0,05 до 8,36 млн. т нафти. Освоєність розвіданих запасів більше 70%.

В напрямку від південного заходу до північного сходу щільність нерозвіданих видобувних ресурсів території Монастирищенсько-Софіївського НР збільшується від менше 5 тис. т до 20 тис. т ВВ на 1 км² (VI-VIII категорії).

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід девону до нижньопермських відкладів. Літологічне екранування має другорядне значення і зазвичай тільки контролює розміщення покладів в межах тектонічно екранованих пасток.

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район (НГР) розташований в межах Північної припортової зони ДДЗ. За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Талалаївсько-Рибальського НГР відноситься до II-V категорій (від 20 тис. т до 200 тис. т ВВ на 1 км²). Площа району 6 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси 317,4 млн. т у.п., ступінь розвіданості більше 60% [38, 40].

Станом на 01.01.2012 р. в Талалаївсько-Рибальському НГР нараховується 53 родовища з покладами у відкладах від девонських до юрських. Об'єкти мають значну різноманітність за ступенем ускладнення соляною тектонікою, формою

будови і співвідношенням структурних планів. Поклади родовищ вуглеводнів Талалаївсько-Рибальського НГР склепінні, тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані. Значна кількість родовищ – багатошарові [38].

Скупчення ВВ заглибиною, згідно роботи [38], розподілялися так: 0-1 км – родовищ немає; 1-2 км – 2 нафтових, 2 нафтогазових і 5 газових; 2-3 км – 5 нафтових, 8 нафтогазових, 4 газових; 3-4 км – 53 нафтових, 8 нафтогазових, 28 газових; 4-5 км – 28 нафтових, 5 нафтогазових, 48 газових; 5-6 км – 2 нафтових, 14 газових скупчень. Нижня межа нафтоносності на глибині 5087 м, газоносності – 5991 м.

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід кристалічного фундаменту до мезозойських відкладів. Літологічне екранування має другорядне значення і зазвичай тільки контролює розміщення покладів в межах тектонічно екранованих пасток.

Глинсько-Солохівський нафтогазоносний район (НГР) розташований в межах осьової зони Дніпровського грабену ДДЗ. Тут встановлені крупні (Яблунівське, Глинсько-Розбишівське) і великі (Гнідинцівське, Лесяківське, Опішнянське, Матвіївське) родовища ВВ. Середні, невеликі і дрібні родовища ВВ приурочені до значних соляних валів [38, 40]. Нижня межа промислової нафтогазоносності встановлена на глибині 4929 м, газоносності – 6287 м.

Станом на 01.01.2012 р. в Глинсько-Солохівському НГР нараховується 58 родовищ у відкладах від девонських до юрських. Поклади родовищ вуглеводнів Глинсько-Солохівського НГР склепінні, тектонічно екрановані, склепінні тектонічно екрановані, літологічно обмежені і стратиграфічно обмежені [130]. Поклади родовищ шарові або масивно-шарові.

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Глинсько-Солохівського НГР відноситься до VI-II категорій (від 10 тис. т до 200 тис. т ВВ на 1 км²). Нерозвідані видобувні ресурси – 653,4 млн. т у.п. [40].

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід девону до середньоюрських відкладів.

Антонівсько-Білоцерківський перспективний район (ПР) розташований в межах західної частини південної прибортової зони ДДЗ. На сучасному етапі продуктивність жодного комплексу не доведена.

Площа 3 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси 20,8 млн. т у.п. [6, 40]. Встановлені прямі ознаки нафтогазоносності [37]. Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 2500 м до 8000 м.

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія відноситься до VIII (менше 5 тис. т ВВ на 1 км²) – V категорій (від 20 тис. т до 30 тис. т ВВ на 1 км²).

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є горизонти в стратигра-

фічному інтервалі від девонських до серпуховських відкладів. Прогнозні типи пас-ток — неантиклінальні, літологічно та стратиграфічно екрановані.

Рябухинсько-Північноголубівський нафтогазоносний район (НГР) розташований в межах центральної частини північної прибортової зони ДДЗ.

За час проведення робіт в Рябухинсько-Північноголубівському НГР відкрито 9 родовищ із покладами у відкладах від девону до середнього карбону. Поклади родовищ вуглеводнів Рябухинсько-Північноголубівського НГР тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані, пластові. Родовища від дрібних до середніх.

Ступінь розвіданості району 80%. Площа 3,8 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси 209,2 млн. т у.п. [40].

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Рябухинсько-Північноголубівського НГР відноситься до IV-II категорій (від 30 тис.т до 200 тис.т ВВ на 1 км²). Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 4000 м до 12000 м.

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід девону до нижньопермських відкладів.

Машівсько-Шебелинський нафтогазоносний район (НГР) розташований в межах осьової зони ДДЗ. Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 12000 м до 18500 м.

За час проведення робіт в Машівсько-Шебелинському НГР відкрито 23 родовища, в т.ч. унікальні за запасами Шебелинське і Західно-Хрестищенське та крупне Єфремівське родовища. Стратиграфічно поклади ВВ приурочені до відкладів від серпухова до нижньої пермі включно. Поклади родовищ вуглеводнів Машівсько-Шебелинського НГР тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані, масивно-пластові і пластові.

Площа району — 7,3 тис. км². Ступінь розвіданості 90%. Нерозвідані ресурси району оцінюються у 195,2 млн. т у.п. [6, 40].

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів більша частина території Машівсько-Шебелинського НГР відноситься до VI-III категорій (від 10 тис.т до 100 тис. т ВВ на 1 км²).

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від візейських до нижньопермських відкладів.

Відкриття в 2002 році крупного Кобзівського газоконденсатного родовища дало можливість провести переоцінку нерозвіданих видобувних ресурсів (С₃+Д) і збільшити їх на 21,3 млн. т у.п.

Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район (НГР) розташований в межах південної прибортової зони ДДЗ. За щільністю нерозвіданих видобувних

ресурсів територія району відноситься до VI-III категорій (від 10 тис.т до 100 тис.т ВВ на 1 км²). Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 5000 м до 10000 м. Площа 4,3 тис. км². Нерозвідані ресурси ВВ оцінюються в 198,1 млн. т у.п. [40].

За час проведення робіт в Руденківсько-Пролетарському НГР відкрито 30 родовищ із покладами у відкладах від девону до юри. Поклади родовищ вуглеводнів Руденківсько-Пролетарського НГР тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані. Літологічне екранування має другорядне значення і зазвичай тільки контролює розміщення покладів в межах тектонічно екранованих пасток. Поклади родовищ пластові або масивні [46].

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід девону до середньоюрських відкладів.

Октябрьсько-Лозовський перспективний район (ПР) розташований на схід від зони зчленування південно-східної частини ДДЗ та Донбасу. Він характеризується слабкою дислокованістю відкладів і незначною розвіданістю території. Площа 3,7 тис. км², нерозвідані ресурси 71,0 млн. т у.п. [40].

Район охоплює Лозівську монокліналь. В районі закартовані незгідні скиди, які є надійним екраном нафтогазоносних площ на моноклінальному схилі Північного борту ДДЗ та Північній прибортовій зоні Дніпровського грабена – певна аналогія в будові зі Зміївською монокліналлю (Рябухінсько-Північногубівського району), девже відкриті поклади газу. Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 5000 м до 12000 м.

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Октябрьсько-Лозовського ПР відноситься до VII-IV категорій (від 5 тис.т до 50 тис.т ВВ на 1 км²). Нерозвідані ресурси району оцінюються у 71,0 млн. т у.п. [40].

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є горизонти в стратиграфічному інтервалі від порід девону до нижньопермських відкладів. Основні перспективи пов'язуються з неантиклінальними пастками на ділянках стрімкого моноклінального занурення відкладів середнього карбону і верхньовізейсько-серпуховського комплексу [46].

На сьогоднішній день продуктивність жодного комплексу не доведена.

Співаківський газоносний район (ГР) розташований в межах зони зчленування ДДЗ та Донбасу. За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Співаківського ГР відноситься до VIII-III категорій (від менше 5 тис.т до 100 тис.т ВВ на 1 км²). Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 13000 м до 18000 м. Площа району 5,3 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси 77,7 млн. т у.п.

За час проведення робіт на Співаківському ГР відкрито 5 родовищ у відкладах середнього карбону та верхньокам'яновугільно-нижньопермського комплексу.

Поклади родовищ вуглеводнів Співаківського ГР тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані, пластові.

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є горизонти в стратиграфічному інтервалі від турнейських до нижньопермських відкладів.

Кальміус-Бахмуцький перспективний район (ПР) розташований в зоні зчленування ДДЗ та Донбасу. За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Кальміус-Бахмуцького ПР відноситься до VIII-VI категорій (від менше 5 тис.т до 20 тис.т ВВ на 1 км²). Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 10000 м до 22000 м. Площа району 7 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси – 47,7 млн. т у.п. [40].

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є горизонти в стратиграфічному інтервалі від порід кристалічного фундаменту до нижньопермських відкладів. На сучасному етапі продуктивність жодного комплексу не доведена.

Красноріцький газonosний район (ГР) розташований в межах північних околиць Донбасу. Площа 2 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси 40,3 млн. т у.п. Товщина осадового чохла до 5 км. У районі встановлена сітка субширотних скидів значних амплітуд і розмірів, ускладнених короткими поперечними порушеннями. Поряд зі згідними встановлені і незгідні скиди. До головних з них приурочені низки видовжених конседиментаційних складок зі зрізаними північними крилами.

За час проведення робіт у Краснорецькому ГР відкрито 12 родовищ із покладами у відкладах нижнього і середнього карбону. Поклади родовищ вуглеводнів Краснорецького ГР тектонічно екрановані і склепінні тектонічно екрановані, пластові.

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Краснорецького ГР відноситься до VI-V категорій (від 10 тис.т до 30 тис.т ВВ на 1 км²). Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 3500 м до 5000 м. Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є середньо- та нижньокам'яновугільні відклади.

Лисичанський газonosний район (ГР) розташований в зоні дрібної складчастості Донбасу. Площа 1,3 тис. км², нерозвідані видобувні ресурси – 17,8 млн. т у.п. [40]. Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 4500 м до 6000 м.

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Лисичанського ГР відноситься до VI-V категорій (від 10 тис.т до 30 тис.т ВВ на 1 км²).

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід тріасу до турнейських відкладів. За час проведення робіт у Лисичанському ГР відкрито 1 газове родовище із покладами у відкладах нижнього та середнього карбону і тріасу. Поклади Краснопопівського родовища вуглеводнів Лисичанського ГР склепінні тектонічно екрановані, пластові.

Нафтогазonosний район (НГР) Північного борту розташований в межах Північ-

ного борту ДДЗ. Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 500 м до 5000 м.

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Північного борту відноситься до VIII-III категорій (від менше 5 тис. т до 100 тис. т ВВ на 1 км²).

Станом на 01.01.2012 р. на Північному борті ДДЗ нараховується 38 родовищ із покладами у породах від кристалічного фундаменту до верхнього карбону. Нафтогазоносні структури на Північному борті – це антикліналі, брахіантикліналі, геміантикліналі (напівсклепіння і незамкнуті антикліналі, структурні носи, тераси і тектонічні блоки), ускладнені порушеннями. Структури, відображені в усіх продуктивних комплексах, належать до наскрізних; структури, виражені в нижніх комплексах – до похованих; структури, що виявляються у верхніх комплексах, не відображені у нижніх і характеризуються іншим співвідношенням структурних планів – до дисгармонійних (Північний Донбас) [40, 58]. Поклади родовищ вуглеводнів Північного борту ДДЗ склепінні, тектонічно екрановані, склепінні тектонічно екрановані, склепінні літологічно обмежені.

Потенційно продуктивними в досліджуваному районі є значна кількість горизонтів в стратиграфічному інтервалі від порід кристалічного фундаменту до відкладів верхнього карбону [40, 129].

Нерозвідані видобувні ресурси (С₃+Д) району оцінюються в 270,4 млн. т у.п. [40].

Перспективний район (ПР) Південного борту розташований в межах Південного борту ДДЗ. Глибина залягання фундаменту в районі змінюється від 500 м до 3000 м.

На сучасному етапі освоєння продуктивність осадових комплексів не доведена, нерозвідані видобувні ресурси – 61,3 млн. т у.п. [40].

За щільністю нерозвіданих видобувних ресурсів територія Південного борту відноситься до VIII-V категорій (від менше 5 тис. т до 30 тис. т ВВ на 1 км²).

Перспективи нафтогазоносності Південного борту пов'язуються з піщано-алевритовими верхньовізейськими, серпуховськими, середньокам'яновугільними відкладами і карбонатною товщею турнейсько-ранньовізейського віку, де флюїдоупорами є пачки аргілітів у серпуховській і середньокам'яновугільній товщах. До перспективних віднесені кори вивітрювання і розуцільнені породи всередині товщі непроникних кристалічних утворень фундаменту. Пріоритетні райони: Самарсько-Вовчанський виступ, Магдалинівський прогин і занурені частини Золотарівської і Яготинської монокліналей [40].

Прогнозується, що поклади вуглеводнів Південного борту ДДЗ будуть тектонічно екрановані чи склепінні тектонічно екрановані. Літологічне екранування буде мати другорядне значення і зазвичай тільки контролюватиме розміщення покладів в межах тектонічно екранованих пасток. Поклади родовищ прогноуються пластові, масивні або масивно-пластові.

Співставлення даних за нерозвіданими видобувними ресурсами (C_3+D) за 2008 і 2009 рр. по районах Східного нафтогазоносного регіону наводиться у таблиці 2 [40].

Таблиця 2 – Співставлення даних за нерозвіданими видобувними ресурсами (C_3+D) за 2008 і 2009 рр. по районах ДДГНО за Т.М. Пригаріною, В.В. Гладуном та ін. [40].

Назва районів ДДГНО	Нерозвідані видобувні ресурси (C_3+D), млн. т. у.п.		Місце в ДДГНО
	2008 р.	2009 р.	
Глинсько-Солохівський НГР (Г)	652,2	653,4	1
Талалаївсько-Рибальський НГР (В)	315,2	317,4	2
Північний борт НГР (О)	272,3	270,4	3
Рябухінсько-Північноголубівський НГР (Е)	210,3	209,2	4
Руденківсько-Пролетарський НГР (З)	195,8	198,1	5
Машівсько-Шебелинський НГР (Ж)	173,9	195,2	6
Співаківський ГР (К)	77,7	77,7	7
Октябрсько-Лозовський ПР (І)	71,0	71,0	8
Південний борт ПР (П)	61,3	61,3	9
Монастирищенсько-Софіївський НР (Б)	54,6	54,7	10
Кальміус-Бахмуцький ПР (Л)	47,7	47,7	11
Красноріцький ГР (М)	40,4	40,3	12
Антонівсько-Білоцерківський ПР (Д)	20,8	20,8	13
Лисичанський ГР (Н)	17,8	17,8	14
Чернігівсько-Брагінський ПР (А)	13,3	13,3	15
Разом	2234,3	2224,3	

РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТІ УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Скупчення газу в ущільнених породах або як його ще називають в літературі – «газ центральнобасейнового типу», «газ щільних колекторів» принципово відрізняється від покладів ВВ звичайних родовищ (рисунок 5). Так, традиційні поклади містяться у проникних породах-колекторах і приурочені до локальних просторових об'єктів – антиклінальних, літологічних, стратиграфічних, тектонічних або комбінованих пасток і за їх межами не зустрічаються. Скупчення нетрадиційного газу містяться переважно в ущільнених малопроникних алеврито-піщанистих породах і, як правило, мають регіональне поширення. Локалізація скупчень газу в ущільнених породах не залежить від структурного фактора. Так, найбільші скупчення газу в ущільнених породах, на відміну від традиційних покладів газу, поширені в межах центральних найбільш занурених частин западин і улоговин. Характерною особливістю нетрадиційних скупчень газу в ущільнених породах є відсутність чіткого поділу на колектор і флюїдоупор. Порода одночасно є колектором і покришкою, а утримання газу в породі обумовлене поєднанням капілярних сил з факторами катагенетичних (вторинних) процесів, що вплинули на фільтраційно-ємнісні властивості порід. Важливим також є відсутність у нетрадиційних скупченнях газу водогазових контактів. З технічної точки зору, головна відмінність між традиційними покладами і нетрадиційними скупченнями газу в ущільнених породах полягає у неможливості отримання промислових дебітів газу в останніх без використання спеціальних технологій гідророзриву пласта (ГРП).

Узагальнення геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів по Північно-Американських нафтогазоносних басейнах з промисловою газоносністю ущільнених порід, зокрема Анадарко, Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східно-Техаський, Аппалацький, Пермський, Вал-Верде, Форт-Уорт, Західно-Канадський, Північно-Луїзіанський, Денвер, Піанс, Уїллістонський та ін., як з літературних джерел та розміщених в мережі Internet публікацій (Spencer C.W., Masters I.A., В.Е.Law, Rice D.D., Al-Shaieb Z. та ін.), так і безпосередньо отриманих від представників іноземних компаній (Shell, ExxonMobil та ін.) [134, 135, 137, 138, 141, 142, 144, 145, 149, 151, 152, 155-157] дозволили визначити основні геологічні критерії оцінки перспектив газоносності ущільнених порід в Східному нафтогазоносному регіоні України.

1) Літологічний склад і фаціальні особливості промислово-газоносних ущільнених порід. У літологічному відношенні перспективні породи представлені вторинно-зміненими пісковиками та алевролітами різноманітними за своїми текстурними і

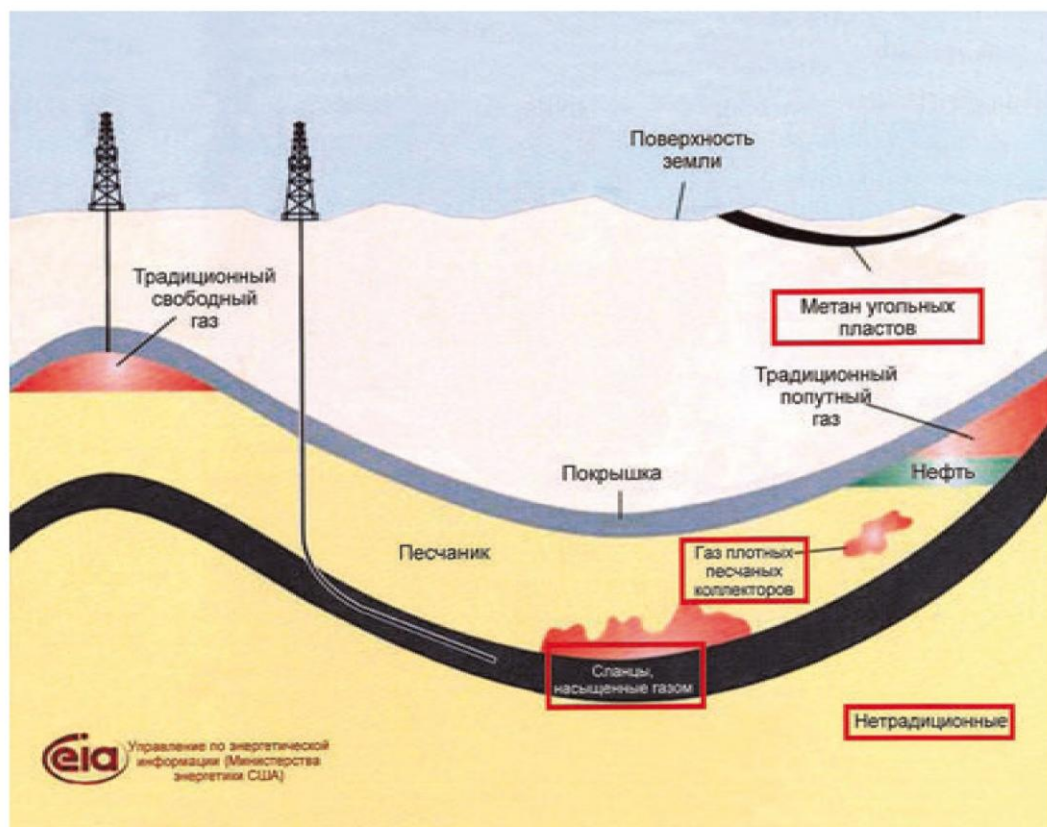


Рисунок 5 – Принципова схема розташування традиційних і нетрадиційних скупчень вуглеводнів в нафтогазоносному басейні.

структурними особливостями. Вміст глинистої домішки змінюється від 3-4% до 25-30%. Більш перспективними є породи з вмістом глинистої домішки до 15%. Характерною особливістю цих порід є низька проникність. Пустотний простір представлений в основному ізольованими і напівізольованими порама. Аналіз літологічних особливостей ущільнених порід показує, що первинно ці породи були колекторами з достатньо високими фільтраційними і ємнісними властивостями, однак потім, в процесі катагенезу, пористість, а особливо проникність породи значно зменшились, що призвело до утворення напівпроникних і непроникних різновидів. Газ в ущільнених породах міститься, як у відкритих, так і в закритих (ізольованих і напівізольованих) порах. У відкритих і напівізольованих порах газ утримується капілярними силами. Досить часто пустотний простір ущільнених порід значно збільшується за рахунок розвитку вторинних процесів і, перш за все, вилуговування і тріщиноутворення. Що стосується впливу фаціальних особливостей ущільнених порід на ступінь їх перспективності в газоносному плані, то за результатами проведеного аналізу встановлено наступне: промислово газоносними є практично всі генетичні типи відкладів, вміщуючі ущільнені породи. В той же час, ступінь перспективності різних генетичних типів відкладів значною мірою залежить від їх сучасного структурно-тектонічного положення в басейні. Так, в межах центральних частин прогинів найбільшими перспективами характеризуються мілководно-морські відклади, в яких ущільнені алевро-піщані породи формують, латерально витримані пачки значної товщини, дещо меншими перспективами характеризуються прибережно-морські і руслові утворення. В межах бортових і схилових частин найбільш перспективними є дельтові, авандельтові і прибережно-морські відклади, які утворюють серії локальних піщаних тіл. Перспективність добре витриманих піщаних тіл мілководно-морського генезису в межах бортових частин басейну різко падає в зв'язку зі зростанням ризику обводнення. В технічному відношенні, згідно робіт [27, 55] найбільш цікавими з точки зору освоєння є пісковики і алевроліти прибережно-морського і мілководно-морського генезису, які добре реагують на гідророзрив. Реакція на гідророзрив алевро-піщаних утворень дельтового і алювіального генезису є неоднозначною.

2) Ступінь термальної зрілості газоперспективних ущільнених порід. Ступінь термальної зрілості порід є одним із найбільш важливих критеріїв. По-перше, саме процеси катагенетичних перетворень первинно пористих і проникних пісковиків та алевролітів і обумовили утворення ущільнених порід, структура пустотного простору яких є сприятливою для акумулювання і утримування газу в ізольованих і напівізольованих порах. По-друге, скупчення газу в ущільнених породах генетично пов'язані з породними комплексами, оскільки газ в ущільнені колектори потрапив з контактуючих нафтогазоматеринських відкладів. В цьому випадку одними із най-

важливіших аспектів є визначення основних етапів продукування газової складової нафтогазоматеринськими товщами, що також прямо пов'язане зі ступенем термальної зрілості органічної речовини.

Фактичні дані по басейнах Північно-Американського континенту свідчать, що ступінь катагенезу ущільнених порід, вміщуючих скупчення газу нетрадиційного типу може, змінюватися від $0,6\text{ R}^\circ$ (середина MK_1) до $3,0\text{ R}^\circ$ (середина AK_2). Причому, скупчення нетрадиційного газу в ущільнених породах мезозойського віку приурочені до утворень зі ступенем термальної зрілості від $0,6\text{ R}^\circ$ (середина MK_1) до $1,5\text{ R}^\circ$ (середина MK_4), а в палеозойських – до порід зі ступенем термальної зрілості від $0,8-0,9\text{ R}^\circ$ (границя MK_2 – MK_3) до $2,0-3,0\text{ R}^\circ$ (AK_1 – AK_2). Так, наприклад, в Апалацькому басейні – газ ущільнених порід на більшій частині території знаходиться в зоні катагенезу $0,8-1,3\text{ R}^\circ$ (тобто MK_{2-4}), а у східній зануреній частині – в зоні значень катагенезу понад $1,3\text{ R}^\circ$ (MK_{4-5}). В басейні Сан-Хуан – на стадіях MK_{1-2} . В басейні Грін-Рівер термальна зрілість порід, які вміщують скупчення нетрадиційного газу, в середньому, становить $0,7-0,9\text{ R}^\circ$ (MK_{2-3}). В Східно-Техаському та Північно-Луїзіанському басейнах – $0,6-1,3\text{ R}^\circ$ (MK_{1-4}). В западині Анадарко нетрадиційні скупчення газу локалізуються в ущільнених породах зі ступенем термальної зрілості від $0,92\text{ R}^\circ$ (середина MK_3) до $3,0\text{ R}^\circ$ (AK_2) і вище. Однак переважна більшість промислово газоносних ущільнених порід характеризується ступенем катагенезу від $0,8\text{ R}^\circ$ (кінець MK_2) до $2,0\text{ R}^\circ$ (початок AK_1), що відповідає головній зоні газоутворення за А.Е. Конторовичем, або «газовому вікну» за термінологією західних спеціалістів (таблиця 3). Слід зазначити, що верхня границя визначеного діапазону ($0,8\text{ R}^\circ$) відображає не тільки початок головної фази газоутворення, а й являється і певною межею на якій під впливом температури та тиску внаслідок катагенетичних перетворень відбуваються суттєві зміни в структурі пустотного простору породи [68, 71]. Приблизно такі ж мінімальні значення R° ($0,8-0,9$) рекомендує використовувати і відомий американський дослідник, «батько» «центральнобасейнового газу» Б. Лоу [141, 142]. Щодо нижньої границі, то вона також обумовлена декількома факторами. По-перше, при зростанні ступеня катагенезу вище $2,0-2,3\text{ R}^\circ$ відбуваються глибокі мінеральні перетворення і суттєві структурно-текстурні зміни теригенних порід [37], які призводять до практично повної перебудови існуючого пустотного простору, а по-друге, в складі газу, який продукується газоматеринськими породами, значно зростає вміст CO_2 , N_2 та H_2S .

3) Пористість і проникність газоперспективних ущільнених порід. Загальна пористість промислово газоносних ущільнених порід за наявними даними [134, 138, 155, 157] змінюється від $1,5-2,5\%$ до $17-18\%$. Однак, середні значення в більшості випадків не перевищують 5% . Причому значення відкритої пористості змінюються від $0,5\%$ до 16% , і в середньому становлять – $3-4\%$. Проникність коливається в більш

Підстадія катагенезу	Етап	Підетап	Класифікація вугілля	R ^o , %	Орієнтовна 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-	200-1400	< 50	- 6 -	2 -	жовто-коричневий	ВЗГ	ВЗГ	
	ПК ₂		Матове (Б2) Матовий		-0,40-								
	ПК ₃		Блискуче (Б3) Блестящий		-0,50-								
мезо-(МК)	Початковий МК ₁	МК ₁ ¹ (Д) / МК ₁	Довгополум'яневе (Д) Длиннопламенный		-0,65-	1400-2500	50-90	- 6 -	2 -	жовто-коричневий	ВЗГ	ВЗГ	Oil window 60-120 °С, 2-4 км
			Газове (Г) Газовый		-0,85-	2500-3800	90-135	- 7 - - 8 -	2 +				
	Середній МК ₂	(Ж) / МК ₃	Жирне (Ж) Жирный		-1,15-	3800-4500	135-160	- 9 - - 10 -	3 -	коричневий	ГЗН	ГЗГ	Gas Window 100-200 °С, 3-6 км
			Коксове (К) Коксовый		-1,55-	4500-5000	160-185	- 11 - - 12 -	3				
	Глибинний МК ₃	МК ₃ ¹ (К) / МК ₄	Піснувато-спікливе (ПС) Отощенный спекающийся (ОС)		-2,00-	5000-5700	185-200	- 13 - - 14 -	3 +	чорний	ГЗГ	ГЗГ	
			МК ₃ ² (ОС) / МК ₅		-2,50-	5700-6500	200-230	- 15 - - 16 -	4 -				
апо-(АК)	АК ₁ (Т)	АК ₁ (Т)	Пісне (П) Тощий (Т)		-2,50-	5700-6500	200-230	- 16 - - 17 -	4		ГЗГ	ГЗГ	
			Напівантрацит (НА) Полуантрацит (ПА)		-3,50-	>6500	> 230	- 18 - - 19 -					
	АК ₂ (ПА)	АК ₃ (А)	Антрацит (А)		-5,00-			- 20 -					
					АК ₄ (А)	-6,00-							

Умовні позначення: Ro – відбиваюча здатність вітриніту, LOM – рівень органічного метаморфізму, TAI – 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. Вассоевич, 1967, 2 – А.Е. Конторович, 1976, 3 – Дж. Хант, 1982.

Таблиця 3 – Зіставлення зон утворення вуглеводнів зі ступенями катагенетичної перетвореності органічної речовини.

значних межах від 0,001 мД до 0,5 мД, однак в більшості випадків не перевищує 0,1 мД. Причому, слід враховувати, що за даними компанії ExxonMobil ущільнені породи з проникністю менше 0,0085 мД і пористістю до 2% є малопродуктивними (низький дебіт до 1000 м³/д) навіть після проведення повного комплексу робіт зі стимулювання припливу. До того ж, як показує практика розробки скупчень, пов'язаних з ущільненими породами з такими низькими фільтраційно-ємнісними параметрами, коефіцієнт видобутку газу тут є дуже низьким. Таким чином, для оцінки перспектив промислової газонасності ущільнених алевро-піщаних порід, як нижню межу слід використовувати такі параметри: відкрита пористість – 2,0%, проникність – 0,009 мД. Що до верхньої межі, то тут все набагато складніше, так як необхідно враховувати генезис пустот, що формують пористість породи і характер локалізації таких порід у розрізі. В цілому, якщо порода характеризується значеннями матричної проникності понад 0,5 мД і/або матричною пористістю понад 8-10% і такі різновиди переважають в розрізі, то резервуари є більш перспективними для формування традиційних скупчень вуглеводнів, ніж для утворення скупчень нетрадиційного газу. В той же час розвиток вторинної пористості і проникності в ущільнених алевро-піщаних породах на окремих ділянках навпаки збільшує ступінь їх перспективності. Такі ділянки із розвитком підвищених значень пористості і проникності, що утворилися за рахунок вторинних процесів (за термінологією американських спеціалістів “sweet points” солодкі місця), є першочерговими об'єктами для видобутку нетрадиційного газу з ущільнених порід.

4) Вміст органічної речовини. Як вже зазначалось, скупчення газу в ущільнених породах є сингенетичними вміщуючим відкладам. У зв'язку із цим, необхідною умовою для формування скупчень газу в товщах ущільнених порід є залягання їх в парагенезисі з глинистими породами, збагаченими органічною речовиною (нафтогазоматеринськими породами). За аналогією з визначенням газонасності сланцевих утворень мінімальне значення C_{org} в глинистих породах має становити 1% і з його зростанням перспективність контактуючих ущільнених колекторів збільшується.

5) Маловодність розрізу, який вміщує ущільнені породи. Відклади, що містять газ в ущільнених колекторах, характеризуються маловодністю продуктивної товщі. Формування зон маловодності напряму пов'язано з процесом утворення скупчень газу нетрадиційного типу в ущільнених породах. Пояснюється це тим, що за рахунок генерації газу водночас з ущільненням порід і гідрофобізацією пустотного простору, виникають умови при яких вода витісняється, а вуглеводні утримуються в мікропорах за рахунок капілярних сил. Цей процес достатньо добре висвітлений у роботах Дж. Ханта, який описав механізм утворення гідрофобних колекторів

і характер міграції і акумуляції в них вуглеводнів. Так, відповідно до Дж. Ханта, гідрофобізація пустотного простору порід відбувається за рахунок прориву плівки залишкової води на поверхні пор поверхнево-активними вуглеводнями, які продукуються нафтогазоматеринськими утвореннями, що залягають в парагенезі з алевро-піщаними товщами, під час катагенетичних перетворень. Причому, імовірність прориву водної плівки і гідрофобізації колектора зростає зі збільшенням термальної зрілості порід і підвищенням мінералізації пластової води за рахунок збільшення вмісту в ній іонів Ca^{+} і Mg^{+} . В цьому випадку, виникають умови при яких вуглеводневі сполуки краще, ніж вода, змочують породу і градієнт потенціальної енергії, спрямований у бік вузьких ділянок мікропор, що призводить до витіснення води у зону кращих колекторів, яка може бути розташована гіпсометрично вище [9]. Таким чином, можуть утворюватися потужні товщі ущільнених порід, які насичені переважно газом з невеликою кількістю води. Цей критерій достатньо легко визначається заданими ГДС та аналізом результатів випробування і, безсумнівно, є також одним із найбільш важливих, оскільки наявність значної кількості води в ущільнених пластах значно знижує перспективи видобутку з них нетрадиційного газу.

Положення верхньої границі зони маловодості в більшості випадків співпадає зі значеннями катагенезу порід 0,8-0,9, але в окремих випадках в залежності від конкретних геологічних умов може відповідати й іншим значенням (вищим або нижчим). В окремих басейнах американського континенту виділяється не тільки верхня межа зони маловодності, а й нижня, наявність якої переважно обумовлена літолого-стратиграфічними факторами. В цьому випадку формується так званий «мегаізолюваний комплекс», який характеризуються не тільки специфічними гідрогеологічними, але і специфічними баричними умовами [145].

6) Термобаричні умови локалізації скупчень газу нетрадиційного типу в ущільнених породах.

Аналіз даних щодо впливу сучасних температур на локалізацію скупчень газу в ущільнених породах показав наступне. Скупчення газу в ущільнених породах локалізуються у широкому температурному діапазоні від 30°C до 200°C. Проведений аналіз показує, що пряма залежність локалізації скупчень газу в ущільнених породах від сучасних температурних показників – відсутня. Виключенням є той випадок, коли, сучасна температура повністю відповідає термальній зрілості породи, тобто скупчення газу в ущільнених породах знаходяться в діапазоні сучасних температур від 100°C до 200°C, отже відповідають термальній зрілості порід від 0,8 R° (середня частина МК₂) до 2,5 R° (границя АК₁ – АК₂). Таким чином, використовувати сучасну температуру як один із показників при оцінці перспектив газонасності ущільнених порід, можливо лише для тих басейнів, де інверсійні рухи (підйом території) були

або зовсім відсутні, або проявилися в дуже незначній мірі. Отже, температурний показник при оцінці території ДДЗ, яка неодноразово зазнавала підйому, на перспективність пошуку газу в ущільнених породах, є малоінформативним.

Що стосується тиску, то встановлено, що скупчення газу в ущільнених породах можуть знаходитися як у зонах з нормальними (гідростатичними) тисками, так і в зонах з аномальними тисками (АВПТ або АНПТ). В зонах АВПТ газ знаходиться в палеозойських басейнах Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східно-Техаському, Північно-Луїзіанському і Анадарко, а в зонах АНПТ – в Апалацькому, Західно-Канадському басейнах [27, 55]. Причому в усіх зазначених вище басейнах, без винятку, скупчення газу в ущільнених породах зустрічаються і на ділянках з нормальним гідростатичним тиском. В той же час, цілком природно, що у зонах АВПТ видобуток нетрадиційного газу з ущільнених порід ведеться більш інтенсивно, оскільки в цих зонах значно вища щільність запасів і при випробуванні свердловин отримуються значно вищі дебіти, ніж в інших зонах. Таким чином, такий параметр, як тиск, при оцінці перспектив пошуку скупчень газу в ущільнених породах, слід використовувати, але використовувати його лише на якісному рівні при визначенні ступеня перспективності території.

7) Товщина перспективних пластів і глибина їх залягання. Крім перелічених критеріїв, які обумовлюють просторове виділення відкладів, вміщуючих газ нетрадиційного типу, велику роль відіграють геологічні фактори, пов'язані з технологічними або економічними обмеженнями промислового видобутку газу, але які тим не менш відносяться до важливих критеріїв оцінки перспектив газонасності ущільнених порід. Для рентабельної розробки такого типу газу обов'язково застосовується інтенсифікація припливу за допомогою гідророзриву пласта, технологія проведення якої найкраще відпрацьована до глибини 4,5 км. Тобто, для більш ефективного гідророзриву та економічно вигідної розробки покладів газу нетрадиційного типу необхідно, щоб товщина пласта, складеного газонасиченими ущільненими алевро-піщаними породами, була не менше 40-50 м або, щоб це була група пластів, меншої товщини (від 15-20 м кожний), які відокремлюються один від одного незначними прошарками інших літологічних різновидів порід. При цьому, слід зазначити, що при розвитку науки та техніки параметри даних чинників можуть змінюватися. Тобто цілком закономірно, що через декілька років максимальна глибина рентабельної розробки таких шарів буде збільшена, а товщина прошарків зменшена.

Підсумовуючи вищевикладене, для успішного пошуку газу нетрадиційного типу в ущільнених породах в Східному нафтогазоносному регіоні України, із врахуванням його специфічних рис, визначено наступні основні геологічні та техніко-промислові критерії оцінки перспектив газонасності (рисунок 6):

1. *Літологічний склад порід та їх фаціальна приуроченість:* ущільнені вторин-

но-змінені пісковики та алевроліти в першу чергу мілководно-морського, дещо менше дельтового, прибережно-морського та алювіального генезису.

2. **Ступінь термальної зрілості порід:** інтервал від кінця МК₂ ($R^o - 0,80$) до початку АК₁ ($R^o - 2,0$).
3. **Пористість і проникність:** пористість не менше 2%, проникність не менше - 0,009 мД.
4. **Вміст органічної речовини** у парагенетичних глинистих відкладах: більше 1,0%.
5. **Маловодність розрізу:** ущільнені породи повинні знаходитись у зоні маловодності.
6. **Товщина горизонту:** мінімальна товщина продуктивної товщі становить 40 м, або групи пластів (2-3 пласта) з товщиною від 15-20 метрів кожний.
7. **Максимальна глибина залягання перспективних відкладів:** до 4,5 км.

До додаткових критеріїв оцінки ступеня перспективності ущільнених алевро-піщаних порід на нетрадиційний газ слід віднести: однорідність літологічного складу, розвиток тріщинуватості; знаходження порід в зоні з АВПТ та (або) наявність в породах аномально високих порових тисків. Всі ці параметри можуть значно підвищувати ступінь перспективності промислової газонасності ущільнених порід.

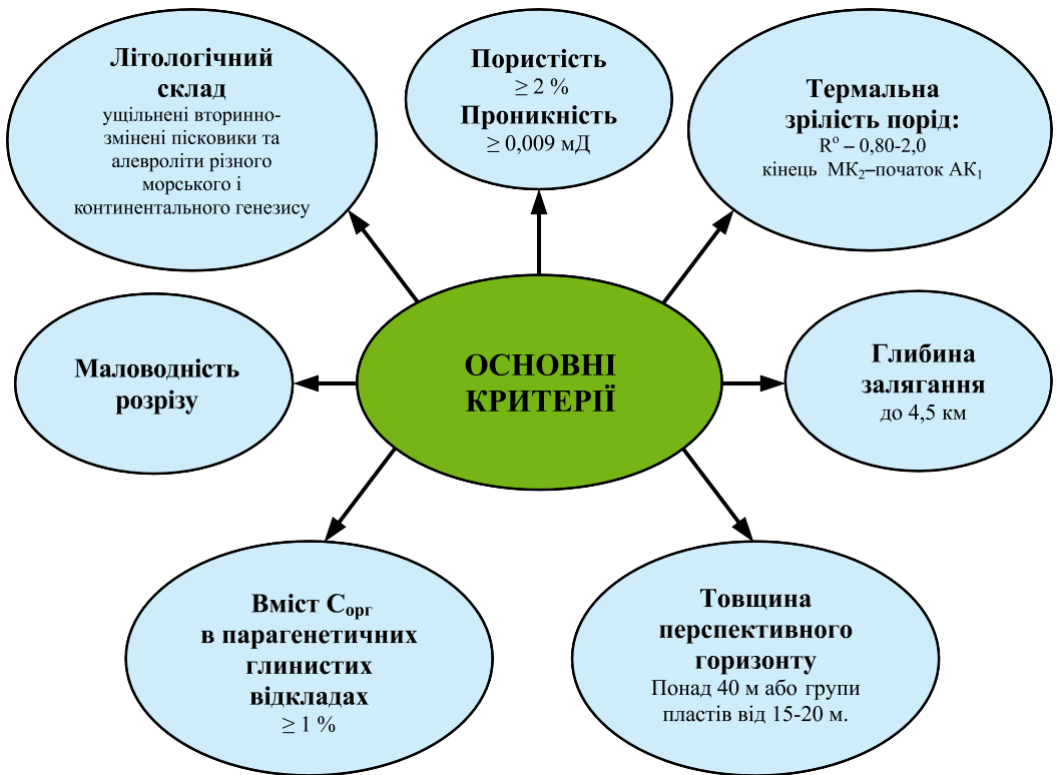


Рисунок 6 – Основні критерії оцінки перспектив газонасності ущільнених порід.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

3.1 Фактичний матеріал та методичні засади проведення досліджень

Вивчення геологічної будови та нафтогазоносності Східного нафтогазоносного регіону проводиться вже понад 80 років. За цей час проведено значний обсяг сейсмічних, гравіметричних, магнітометричних та електрометричних робіт, пробурено понад 11 000 свердловин, виконано значні обсяги геофізичних досліджень в свердловинах та аналітичних досліджень кернавого матеріалу. Безумовно, зазначені дослідження були спрямовані на пошук та розвідку традиційних родовищ нафти і газу, однак, як показав проведений аналіз, значну їх частину можна використовувати і під час пошуків неконвенційних вуглеводнів. Окрім загальногеологічної інформації (стратифікації, структурного положення, фаціальної приуроченості тощо), передусім це стосується результатів геофізичних досліджень свердловин і результатів петрофізичних досліджень, аналіз яких дає змогу встановити характер змін фільтраційних параметрів порід за площею та розрізом, визначити перспективні інтервали та зони для пошуку газу в ущільнених алевро-піщаних породах. Важливими також є результати промислових досліджень перспективних об'єктів, вивчення термальності зрілості порід, літологічного складу та фізико-механічних параметрів порід.

В рамках даної роботи було проаналізовано геолого-геофізичні матеріали та результати лабораторних досліджень кернавого матеріалу з 800 свердловин, які пробурені у різних структурно-тектонічних частинах регіону (рисунк 7). У територіальному відношенні найбільша кількість свердловин зосереджена в межах південно-східної і центральної частин Дніпровсько-Донецької западини, дещо менше в північно-західній її частині. Всього було проаналізовано і використано у роботі результати понад 4500 аналізів петрофізичних властивостей порід, 1920 аналізів катагенетичної зрілості порід, 250 рентгено-структурних аналізів і близько 1600 описів керна та шліфів (значна частина аналітичних досліджень була виконана у різні роки у лабораторіях ЧВ УкрДГРІ і УкрНДІГаз).

Також, в роботі були використані результати лабораторних петрофізичних та геохімічних досліджень, виконаних Київським національним університетом імені Тараса Шевченка в 2010-2012 роках під час проведення робіт за темами «Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України», «Перспективи газоносності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України», «Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвенційний газ», результати яких викладені у книзі V.

Додатково, з метою виділення у розрізі і визначення закономірностей латерального поширення газоперспективних ущільнених алевро-піщаних порід, було проведено переінтерпретацію геофізичних матеріалів 84 глибоких свердловин (рисунок 7).

3.2 Перспективні стратиграфічні комплекси для пошуку нетрадиційного газу в ущільнених теригенних породах

Відповідно до розроблених геологічних критеріїв оцінки перспектив газонасності ущільнених порід, проведено комплексний аналіз відкладів Східного нафтогазоносного регіону України з метою визначення найбільш перспективних стратиграфічних комплексів та їх територіальної приуроченості в регіональному відношенні.

Осадовий чохол ДДЗ представлений потужною товщею осадових порід від середньодевонських до четвертинних включно, які залягають на породах кристалічного фундаменту архей-протерозойського віку. Завдяки різноманітним фаціальним умовам, осадові породи характеризуються дуже різним літологічним складом – від відкритоморських (аргіліти, алевроліти, пісковики та вапняки) до лагунних (вапняки, сіль, крейда, ангідрити) та континентальних (вугілля, строкатоколірні породи) [5, 36]. Глибини залягання осадових утворень поступово збільшуються в напрямку з північного заходу на південний схід, а також від бортів западини до її осьової частини. Максимальна товщина осадових відкладів в найбільш занурених частинах Дніпровсько-Донецької западини, розташованих на південному сході, досягає 15-17 км і більше.

На сьогоднішній день, у западині встановлена промислова продуктивність у породах кристалічного фундаменту та палеозойських і мезозойських осадових утвореннях [6, 37]. Переважна більшість родовищ вуглеводнів зосереджена в палеозойських відкладах, з якими і пов'язуються значні перспективи на пошуки газу нетрадиційного типу в ущільнених алевро-піщаних породах. Відклади мезозою та кайнозою характеризуються низькою стадією термальної зрілості порід і наявністю значної кількості водоносних горизонтів, зв'язку з чим інтересу для пошуків неконвенційного газу не представляють.

Девонська система

Девонські відклади широко розповсюджені у Дніпровсько-Донецькій западині [36]. У центральній та північно-західній частинах западини вони розкриті свердловинами на глибинах від 1000 м до 5000 м.

Залягають девонські відклади на кристалічних породах фундаменту, перекриваються у більшості випадків незгідно породами нижнього карбону [16, 36, 100, 109]. В стратиграфічному відношенні девонські утворення у ДДЗ представлені відкладами двох відділів – середнього (частково) та верхнього. [36]. У середньому девоні встановлені породи ейфельського та живетського ярусів, у верхньому – франського та фаменського (рисунок 8).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

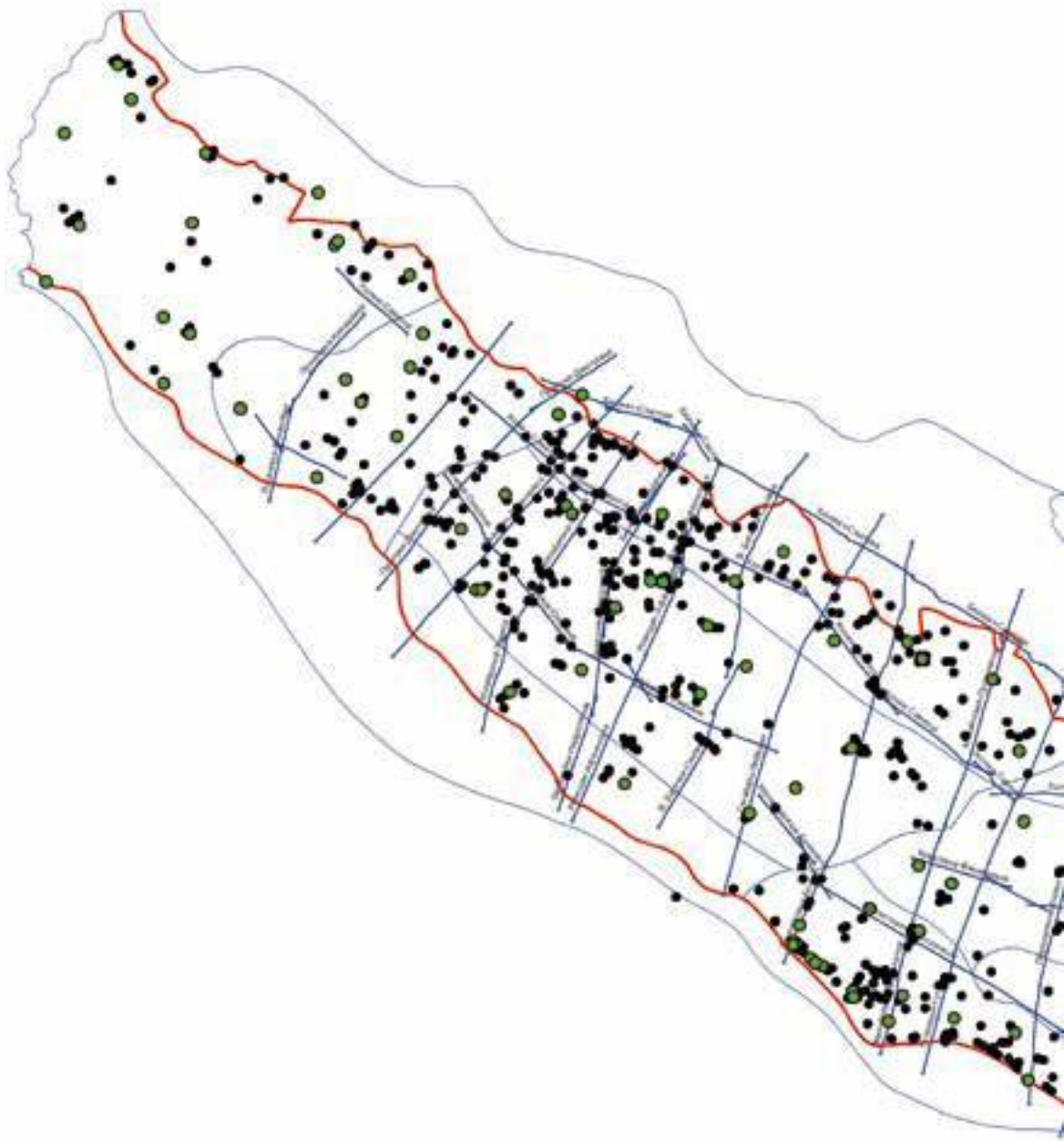


Рисунок 7 – Карта фактичного матеріалу (Східний нафтогазоносний регіон України). 1 – свердловини, де проведена переінтерпретація матеріалів ГДС; 2 – свердловини, які використовувались при проведенні досліджень; 3 – границі грабену та перехідної зони між ВА та ДСС.

псів, ангідритів, пірокластичних та ефузивних порід [8, 36, 101, 109]. Формування осадових відкладів відбувалось у різноманітних фаціальних умовах – морських, лагунних, дельтових та континентальних. Слід зазначити, що для девону дуже характерна велика фаціальна мінливість, коливання товщини окремих формацій, численні перериви в осадконакопиченні та складна блокова тектоніка.

Відклади девонської системи, завдяки принципово різним палеотектонічним умовам осадконакопичення, представлені двома різноманітними осадовими комплексами: нижнім – типово платформенним і верхнім – рифтовим [33]. Нижній комплекс включає в себе переважно теригенні осадки ейфельського і живецького ярусів (наровський, старооскольський горизонти) та теригенні, карбонатно-глинисті та глинисто-алевритові осадки нижньої частини франського ярусу (пашийський, тиманський (киновський), саргаєвський і семилуцький горизонти). Верхній, рифтовий комплекс охоплює карбонатно-теригенні, соленосні та вулканогенно-осадові утворення від верхньої частини франського ярусу до фаменського ярусу включно (речицький, воронезький євланівський, лівенський, задонський, елецький, лебедянський, оптуховський, озерський і хованський горизонти).

Для платформенного комплексу характерні відносна постійність літолого-фаціального складу і невеликі товщини порід, що його складають (найчастіше 150-200 м).

Найбільш характерною особливістю рифтового комплексу є різка фаціальна мінливість розрізу в залежності від структурних умов. Максимальні товщини та соленосний тип розрізу приурочені до локальних западин кристалічного фундаменту. У межах виступів та піднесених блоків фундаменту, зазвичай, формувався значно скорочений за товщиною і сульфатизований розріз.

Загалом, у розрізі девону в практиці геологорозвідувальних робіт прийнято виділяти п'ять літологічних комплексів: підсольовий (наровський, старооскольський, пашийський, тиманський (киновський), саргаєвський, семилуцький, речицький і воронезький горизонти), нижньосоленосний (євланівський і лівенський горизонти), міжсольовий (задонський і елецький горизонти), верхньосоленосний (лебедянський горизонт) та надсольовий (оптуховський, озерський і хованський горизонти) [37].

Проведений аналіз геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів показав, що алевритово-піщані відклади найбільш поширені у відкладах підсольового, міжсольового та надсольового комплексів. Виділяються наступні основні стратиграфічні рівні поширення ущільнених алевритово-піщаних порід:

Підсольовий комплекс

Нижня частина ейфельського ярусу – чергування сірих, світло- та темно-сірих, часто червоно-бурих та іржаво-коричневих кварцових і аркозових, місцями кварцитовидних різнозернистих пісковиків, зеленувато-сірих та бурих алевролітів,

темно-сірих, зелених, бурих і коричневих аргілітів, темно-сірих дрібно- та тонкозернистих доломітів. Слід зазначити, що ці відклади мають дуже обмежене розповсюдження і розкриті свердловинами лише в межах північно-західної частини ДДЗ. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається в межах від 1500 м до близько 3000 м. Товщина алевро-піщаних пачок тут становить 5-10 м, в поодиноких випадках – 15 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах в середньому змінюється від МК₂ до МК₄ ($R^{\circ} = 0,8-1,55$). Вміст $C_{\text{орг}}$ в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 0,2-0,5%. Середні значення відкритої пористості – 4,5-5,5%, середні значення проникності – менше 0,1 мД. В поодиноких випадках значення пористості сягають 17,5-18,0%, а проникності – 50-60 мД (на ділянках розвитку тріщинуватості). Формування піщаних відкладів відбувалося у прибережних умовах.

Нижня частина живетського ярусу – зеленувато-бурі та блакитні гравеліти та кварцові пісковики, що перешаровуються зі строкатобарвними аргілітами та алевролітами з проверствами доломітів та доломітизованих пісковиків (відклади, розкриті свердловинами лише в межах північно-західної частини ДДЗ). Глибина залягання відкладів змінюється в дуже широких межах від 1400 м до 4000-4600 м. Товщина алевро-піщаних пачок 15-20 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах в середньому змінюється від МК₂ до МК₄ ($R^{\circ} = 0,8-1,55$). Вміст $C_{\text{орг}}$ в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 0,1-0,3%. Середні значення відкритої пористості – 4,0-5,0%, середні значення проникності – менше 0,1 мД. В окремих інтервалах зустрічаються породи з відкритою пористістю до 19% і проникністю – до 60-70 мД. Підвищені значення пористості і проникності обумовлені розвитком таких вторинних процесів, як вилуговування і тріщинуватість. Фаціальні умови утворення – прибережно-морські.

Нижня частина франського ярусу (відклади пашийського горизонту). Ці відклади розкриті бурінням, в основному, в межах північно-західної частини і прибортових зон південно-східної частин ДДЗ. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах від 2000-2500 м на північному заході до 4500-4950 м на південному сході. Потенційно перспективні пачки складені добре відсортованими світло- та зеленувато-сірими, місцями бурими дрібнозернистими кварцовими та олігоміктовими пісковиками з прошарками аргілітів, алевролітів та глинистих вапняків. Товщина алевро-піщаних пачок 3-10 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах в середньому змінюється від МК₂ до МК₄ ($R^{\circ} = 0,7-1,5$). Вміст $C_{\text{орг}}$ в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 0,1-0,5%. Значення відкритої пористості в середньому змінюються від 1,0% до 5,0%. Середні значення проникності, як правило, не перевищують 0,1 мД. В окремих свердловинах для порід пашийського горизонту відмічаються підвищені значення відкритої пористості (до 15%) та проникності (до 45 мД). Формування відкладів проходило, в основному, в прибережних і частково у нормально морських умовах.

Міжсольовий комплекс

Верхня частина нижньофаменського під'ярусу (відклади єлецького горизонту). Відклади нижньофаменського під'ярусу розкриті значною кількістю свердловин в межах північно-західної і прибортових зон центральної і південно-східної частин ДДЗ. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається в широких межах від 1700 м до 4750 м. Потенційно перспективні пачки складені дрібноциклічним флішоподібним чергуванням аркозових піщанистих і глинистих порід. Товщина алевро-піщаних пачок від 20-30 м до 50-60 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах, в середньому, змінюється від МК₁ до МК₄ (R° – 0,55-1,50). Вміст C_{орг} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 1,1-3,5%. Середні значення відкритої пористості змінюються від 4,0% до 12,0%, середні значення проникності 0,05-0,2 мД. В поодиноких випадках значення відкритої пористості сягають 16-24%, а проникності – 110-280 мД [37]. За даними Лукіна О.Ю., формування в цих відкладах високопористих колекторів пов'язано з вилуговуванням кальциту і перекристалізацією глинистого цементу. Однак, широкого розвитку ці процеси у відкладах єлецького горизонту не отримали і розповсюджені локально. У фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося в прибережних і мілководно-морських умовах.

Надсольовий комплекс

Верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади) представлена чергуванням глинисто-алевро-піщаних порід. Аргіліти темно-сірі, гідрослюдистого та каолінит-гідрослюдистого складу, з домішкою обвугленого рослинного детриту. Алевроліти темно-сірі, дрібно- та середньозернисті, кварцові, слюдисті, з карбонатно-глинистим цементом. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, різного сортування, переважно кварцові, з каолінит-гідрослюдистим цементом.

Товщина алевро-піщаних пачок 5-15 м, в окремих районах 40-60 м. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах змінюється від менше ніж 2000 м до 6000 м. Ступінь катагенезу порід, в середньому, змінюється від ПК₃ до МК₄ (R° – 0,50-1,45). Вміст C_{орг} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 0,5-3,6%. Середні значення відкритої пористості змінюються від 4,0% до 7,5%, середні значення проникності 0,1-0,3 мД. В поодиноких випадках значення відкритої пористості сягають 11-14%, а проникності – 40-50 мД [37]. В фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося в різних умовах від субконтинентальних (північно-західна частина западини) до мілководно-морських (південно-східна частина западини).

З точки зору пошуків газу нетрадиційного типу в ущільнених алевро-піщаних породах девонського комплексу, найбільш перспективними є міжсольові і надсольові відклади. Відклади підсольового девону можуть розглядатися лише, як умовно перспективні, що значною мірою обумовлено некондиційними товщинами пер-

спективних пачок і низькими значеннями вмісту $C_{орг}$ у супутніх глинистих породах.

Кам'яновугільна система

Нижньокам'яновугільний відділ

Нижньокам'яновугільні відклади мають широке поширення у Дніпровсько-Донецькій западині [36, 78, 109, 117, 119]. Залягають вони незгідно на різновікових відкладах девону або кристалічного фундаменту і перекиваються також незгідно породами середнього карбону.

Відклади нижнього карбону представляють собою різнофаціальну товщу порід від карбонатних та карбонатно-глинистих до сіро- та темноколірних теригенних, що відклалися в найрізноманітніших фаціальних умовах (морська, прибережно-морська, лагунна, континентальна та ін. фації).

Нижньокам'яновугільний відділ складається з турнейського, візейського та серпуховського ярусів [2, 78, 110, 117] (рисунок 9).

Турнейський ярус в ДДЗ є синонімом XV мікрофауністичного горизонту (МФГ) [78, 122]. Вивчення його органічних решток показало, що тут присутні аналоги всіх зон Донбасу (C_{1tb} , C_{1tc} , C_{1td}) та горизонтів Східноєвропейської платформи: мальовського, упінського, черепетського та кізеловського [15, 102, 103].

Відклади турнейського віку різнофаціальні і, що є цілком логічним, неоднорідні за літологічним складом, тому розрізи полатералі можна згрупувати у три типи: переважно карбонатний, карбонатно-глинистий або глинисто-карбонатний та теригенний або глинисто-піщаний. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається в широких межах від 2300-2500 м до 5500-6200 м.

Територіально теригенний тип розрізу поширений у центральних районах північно-західної, приосьовій та прибортових зонах центральної частини та частково у прибортових зонах південно-східної частини западини. Причому слід враховувати, що на глибинах менше 4500 м відклади турнейського комплексу теригенного типу поширені лише в межах північно-західної частини, прибортових зонах центральної і південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ.

В літологічному відношенні в межах цієї території алевро-піщані пачки складені переважно пісковиками та алевролітами, з тонкими прошарками аргілітів.

Пісковики переважно від світло-сірих до сірих, дрібно- та середньозернисті, кварцові, з каолінітовим цементом, середньозцементовані, міцні, іноді слюдисті та глинисті, з вуглистими включеннями та включеннями піриту. Під мікроскопом – це пісковики світло-сірі середньозернисті кварцові, з поодинокими зернами польових шпатів (плагіоклазів) на поровому цементі карбонатно-глинистого складу. Глинистий матеріал представлений крупнолузкуватим каолінітом, а карбонатний – каль-

цитом та доломітом. Спостерігається регенерація кварцу та плагіоклазу.

Алевроліти крупнозернисті, глинисті, слюдисті, з великою кількістю вуглефікованих рослинних решток. Під мікроскопом: алевроліт темно-сірий, крупнозернистий на глинистому цементі базального типу. Алевритова фракція представлена кварцом кутастим, часто уламковою та клиноподібною форми. Рідко зустрічаються напівобкатані зерна мікрокварцитів. Цемент складений тонкодисперсною гідроллюдою з тонким вугільним пилом, розсіяним по всій породі. Зустрічаються обвуглені рослинні рештки. Окрім того, зустрічаються включення дрібного піриту, який місцями утворює скупчення у вигляді невеликих гнізд.

Стратиграфічно більшість аLEGRO-піщаних пачок розвинута у відкладах верхньотурнейського під'ярусу. Товщина аLEGRO-піщаних пачок змінюється від 5-10 м до 45-50 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах, в середньому, змінюється від ПК₃ до МК₄ ($R^\circ - 0,50-1,5$), однак до глибини 4500 м ступінь катагенезу турнейських порід, як правило, не перевищує стадії МК₂ (R° до 0,80-0,85). Вміст S_{org} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з аLEGRO-піщаними породами – 0,3-2,5%. Середні значення відкритої пористості змінюються від 8,0% до 12,0%, середні значення проникності 0,5-10,0 мД. В поодиноких випадках значення відкритої пористості сягають 17%, а проникності – 95 мД [37]. У фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося, в основному, в континентальних і субконтинентальних умовах.

Візейський ярус. Візейські відклади характеризуються максимальною площею розповсюдження. Вони трансгресивно залягають на різних стратиграфічних рівнях турнейського ярусу, девону, а на окремих виступах фундаменту в межах грабину та на бортах западини – на кристалічному фундаменті.

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

Візейський ярус поділяється на два під'яруси – верхній і нижній. До нижнього під'ярусу відносяться XIV і XIII МФГ, з XIa по X МФГ – до верхнього під'ярусу [78].

Відклади нижньовізейського під'ярусу присутні на більшій частині території западини. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах від 2500 м до 6320 м. Вони мають дуже мінливий літологічний склад від теригенних переважно піщано-алеvритових до глинистих та карбонатних порід [10, 72, 73, 86]. Проведений аналіз показав, що пачки піщано-алеvритових порід поширені, в основному, у нижній частині нижньовізейського під'ярусу у відкладах XIV МФГ.

Враховуючи глибини залягання нижньовізейських аLEGRO-піщаних пачок, найбільші перспективи пов'язуються з північно-західною частиною ДДЗ та її прибортовими зонами.

В літологічному відношенні алевро-піщані пачки в межах цієї території складені пісковиками та алевролітами, з прошарками аргілітів.

Алевроліти сірі, в окремих прошарках темно-сірі, з уривками обвуглених рослин, косо- та лінзовидно шаруваті. Під мікроскопом: алевроліт з дрібноалевритовою структурою, мікрошаруватою текстурою. Складений з дрібних кутастих зерен кварцу, лусок слюд, обвугленого рослинного шламу та дрібного детриту, зцементованих вуглисто-глинистим матеріалом, кількість якого в окремих прошарках значна, а у деяких – глинистого матеріалу дуже мало. Відмічається інтенсивна піритизація. Також, спостерігаються алевроліти дрібно-крупнозернистої структури, кварцового складу з домішкою лусочок мусковіту, біотиту та циркону. Цемент глинистий (дрібнолускуватий каолінітовий, каоліново-гідрослюди́стий), поровий, окремі зерна мають конформні контакти.

Пісковики сірі, ділянками темно-сірі, дрібнозернисті, горизонтально-шаруваті за рахунок обвугленого рослинного детриту, з гніздами глинистого матеріалу. Під мікроскопом: пісковик з дрібнопсамітовою структурою, хаотичною та гніздовидною текстурою. Уламковий матеріал в основному кутастий, уламкової форми. Серед уламкового матеріалу поряд з кварцом присутні польові шпати, луска слюд. Цемент кварцовий та глинистий у вигляді крупнолускуватого каолініту, який деінде утворює крупні скупчення. Також відмічаються пісковики дрібнозернисті, кварцові, сірі, нешаруваті, однорідні. Під мікроскопом: пісковик різнозернистий, дрібно- середньозернистої структури, масивної текстури, з поодинокими зернами крупного псаміту. Порода представлена зернами кварцу, витягнутими лусками слюд мусковіту, вивітрілими лусками слюд біотиту, цирконом, уламками кременистого матеріалу. Теригенний матеріал середньообкатаний, погано відсортований. Цемент поровий, дрібнолускуватий, каолінітовий та карбонатний, окремі зерна мають конформно-регенераційні контакти.

Товщина алевро-піщаних пачок 5-20 м, в поодиноких випадках 40-50 м. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах в середньому змінюється від ПК₃ до МК₄ ($R^o = 0,50-1,45$), однак до глибини 4500 м ступінь катагенезу нижньовізейських порід, як і туренейських, як правило не перевищує стадії МК₂ ($R^o = \text{до } 0,85$). Вміст $S_{\text{орг}}$ в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 2,0-3,5%. Значення відкритої пористості в більшості випадків змінюються від 5,0% до 22%, проникності від 0,5 мД до 750 мД. В середньому, значення відкритої пористості становлять 11-14%, проникності 1,5 мД [37]. У фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося, в основному, в субконтинентальних і прибережно-морських, меншою мірою – в континентальних і мілководно-морських умовах.

Відклади верхньовізейського під'ярусу в межах западини поширені значно ширше, ніж нижньовізейські, що підтверджується їх широким розповсюдженням на її бортах. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах змінюється від 2000 м на крайньому

північному заході до 3000-3500 м у прибортових зонах і до 5500-6300 м у осевій частині западини. Найбільшим поширенням характеризуються відклади верхньої частини верхньовізейського під'ярусу (відклади XII-X МФГ). Відклади нижньої частини верхньовізейського під'ярусу (XIIa МФГ) відсутні на деяких виступах фундаменту (наприклад, Білоцерківському), а також на окремих ділянках південної і північної прибортових зон западини, внаслідок передалексинської перерви в осадконакопиченні [61, 62].

В цілому, верхньовізейські відклади представлені потужною товщею піщано-глинистих порід з підпорядкованою роллю вапняків і доломітів. Найбільша кількість алевро-піщаних пластів поширена у відкладах XII і X МФГ, дещо менше у відкладах XIIa (за рахунок більш широкого розвитку глинистих утворень) та XI МФГ (за рахунок більш широкого розвитку карбонатних утворень).

Товщина алевро-піщаних пачок змінюється від 3-5 м до 60-70 м. В літологічному відношенні перспективні пачки складені переважно пісковиками та алевролітами, з тонкими прошарками аргілітів.

Алевроліти переважно темно-сірі, глинисті, слюдисті, щільні, з вуглефікованим рослинним детритом, по якому розвинутий дрібнокристалічний пірит. Під мікроскопом: алевроліти гідрослюдисто-кварцові. Уламкова частина: кутасті уламки кварцу – 90% та дрібнолускуваті гідрослюди. Цемент слюдисто-глинистий. Текстура шарувата.

Пісковики переважно сірі, дрібнозернисті, вапнисті, дуже міцні, зі значною домішкою алевритового матеріалу. Під мікроскопом: пісковик мезоміктовий, дрібнозернистий з карбонатним цементом. Теригенний матеріал складає 75-80% породи, зерна напівобкатані, для них характерне конформне зчленування. У складі уламкової частини переважає кварц (до 75%). Окрім нього, серед уламків зустрічаються плагіоклази, уламки кварцитів, аргілітів, алевролітів. Цемент контактово-поровий, кальцитовий за складом. Окрім карбонатного матеріалу, у цементі присутній каолінит. З акцесорних мінералів у породі відмічені циркон, лейкоксен, анатаз. Спостерігаються дрібні обвуглені рослинні рештки та кріноїдний детрит.

Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах, до глибини 4500 м, в середньому, змінюється від ПК₃ до (R° - 0,35-1,15). В інтервалі глибин 4500-6100 м значення R° для порід верхньовізейського під'ярусу сягають 2,5-2,9 (AK_{1.2}). Вміст C_{орг} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 1,2-2,8%, іноді до 5,0-7,0%. Значення відкритої пористості, в більшості випадків змінюються від 5,0% до 24%, проникності – від 5 мД до 750 мД. В середньому значення відкритої пористості становлять 11-14%, проникності від 0,1-0,5 мД до 50-100 мД (в поодиноких випадках до 1800 мД) [37]. У фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося, в основному, в прибережно-морських і мілководно-морських умовах.

Серпуховський ярус. У складі серпуховського ярусу виділяють два під'яруси –

верхній і нижній [36, 57]. Нижньосерпуховському під'ярусу відповідає ІХ МФГ, а верхньосерпуховському під'ярусу – V-VIII МФГ.

Нижньосерпуховський під'ярус складений переважно безкарбонатними аргілітами з прошарками алевролітів та пісковиків, з лінзами вапняків, сидеритів, кам'яного вугілля і доломітів. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається в широких межах від 1000 м на крайньому північному заході та біля крайового порушення у прибортових зонах до 5000-5200 м у осьовій частині ДДЗ.

Аргіліти алевритисті темно-сірі, містять до 30% алевритових домішок кварцу, слюди, вуглистої органіки; часто вуглисті рештки у вигляді шламу і детриту, по якому розвивається пірит.

Алевро-аргіліти складені приблизно навпіл з глинистої та алевритової фракцій.

Алевроліти темно-сірі і сірі, масивні, часто хвилясто-шаруваті, кварцові і слюдино-кварцові, з глинистим цементом, подекуди з карбонатно-глинистим, найчастіше з масовим рослинним детритом та шламом, на деяких площах містять уламки криноїдей, брахіопод.

Пісковики у вигляді витриманих пластів зустрічаються рідко. Вони представлені переважно у вигляді лінз, які залягають на різних рівнях. Їх можна згрупувати в дві групи: пісковики певною мірою чисті від домішок і пісковики глинисті. Пісковики світло-сірі і сірі, дрібно- або середньозернисті, переважно кварцові, міцноцементовані, слабослюдисті. Під мікроскопом: пісковики на 90% складаються з кварцу, 5-7% серицитизованого і пелітизованого польового шпату, до 3% лусочок мусковіту, часто хлоритизованого. Зерна напівобкатані, структура алевро-пелітова, текстура хаотична, подекуди слабоорієнтована. Цемент карбонатно-глинистий. Серед глинистих мінералів найчастіше гідрослюди, також зустрічається каолінит, майже завжди присутні домішки слюд, серициту, кременистого матеріалу, вугільної сажі. Серед карбонатів - кальцит, доломіт і найчастіше сидерит.

Інша група пісковиків – це пісковики темно-сірі, дрібнозернисті, переважно кварцові, з глинисто-алевроитовими домішками слюд, гідрослюд, вугільного шламу і сажі, хвилясто-шаруваті зі шламом і детритом обвуглених рослинних решток.

Всі ці породи в нижньосерпуховському під'ярусі в межах різних структурно-фаціальних зон, знаходяться в різних співвідношеннях. Як правило, розріз складений пачками, в кожному з яких переважають або аргіліти, або алевроліти та пісковики, або алевро-аргіліти. Спостерігається, що на найзануреніших ділянках переважають пачки алевроліти-пісковики, у найприпіднятіших – аргіліти, а між ними аргіліти та алевро-аргіліти. За цією ознакою розрізи можна поділити на чотири групи. Для авторів представляє інтерес група, де переважають алевроліти та пісковики. Пачки їх досягають товщини до 60 м і більше, в той час, коли пачки аргілітів – до 20 м. Ця група розрізів характерна, в основному, для найзануреніших ділянок западини

(Матвіївська, Опішнянська, Мачухська та низка інших площ). Достатньо потужні пласти пісковиків і алевролітів зустрічаються і на окремих ділянках південної при-бортової зони. Слід також зазначити, що, як правило, піщані пласти, незважаючи на їх значну товщину, є дуже невитриманими по площі. Так, зміна літологічного складу і товщини алевро-піщаних пачок нижньосерпуховського під'ярусу достатньо часто відбувається навіть в сусідніх свердловинах пробурених на одній площі.

Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах в середньому, змінюється від ПК₃ до МК₃ (R° – 0,40-1,10) в поодиноких випадках в межах окремих крупноамплі-тудних структур південно-східної частини западини до АК₁₋₂ (R° – 2,2-2,6). Вміст C_{орг} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними по-родами – 1,2-2,9%. Середні значення відкритої пористості змінюються від 4,5% до 11,5%, середні значення проникності 0,1-1,0 мД. У фаціальному відношенні формування відкладів відбувалося, в основному, в континентальних і субконтинентальних умовах (озерні, болотні та алювіальні відклади).

Верхньосерпуховський під'ярус, на відміну від нижньосерпуховського, складе-ний, в основному, пісковиками та алевролітами з підпорядкованою роллю аргілітів, вапняків, доломітів та кам'яного вугілля.

Аргіліти сірі і темно-сірі до чорних, переважно гідрослюдистого складу, тон-кодисперсні, шаруваті з домішками вугільного пилу, ділянками сидеритизовані, подекуди з зоодетритом брахіопод, пелеципод, криноїдей, моховаток. Прошарками аргіліти алевритисті, слюдисті з фітодетритом, з окремими крупними рослинними фрагментами, зустрічаються прошарки кам'яного вугілля, а також прошарки без рослинних решток. Іноді аргіліти мають комкувату текстуру і бугристі поверхні на-шарування. В напрямку до бортів западини, в аргілітах спостерігається поява каолі-ніту, а також аргіліти каолінітового складу зі значною домішкою вугільного пилу, з включеннями піриту. На окремих ділянках з'являються плямами строкаті кольори аргілітів: зеленувато-сірі, рудуваті, коричнюваті, червонуваті.

Алевроліти темно-сірі глинисті горизонтально-шаруваті за рахунок прошарків алевролітів, чистіших від глинистої фракції, подекуди комкуватих, з фітодетритом і шламом, подекуди карбонатні з зоодетритом.

Пісковики світло-сірі і сірі, дрібнозернисті, переважно кварцові, з домішками польових шпатів, кременю, з гніздами вуглистої пилу; цемент глинистий, подеку-ди глинисто-карбонатний, в нижній частині анкеритовий, з зоодетритом, глиниста компонента представлена як гідрослюдою, так і каолінітом. Цемент порово-базаль-ного, контактово-порового і базального типів.

Товщина алевро-піщаних пачок від 3-10 м до 70-80 м. Більшість пачок достатньо витримані по площі і добре простежуються в межах окремих структурних зон запади-

ни. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах змінюється від 700 м до 5000 м. Ступінь катагенезу порід, в середньому, змінюється від ПК₃ до МК₃ ($R^{\circ} = 0,40-1,10$), в поодиноких випадках в межах окремих крупноамплітудних структур південно-східної частини западини до АК_{1,2} ($R^{\circ} = 2,3-2,6$). Вміст C_{org} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами – 1,0-2,0%. Значення відкритої пористості в більшості випадків змінюються від 6,0% до 22%, проникності від 0,5 мД до 950 мД, причому погіршення колекторських властивостей відбувається з заходу на схід, що пов'язано зі збільшенням ступеня катагенезу порід [37].

Середньокам'яновугільний відділ

У Дніпровсько-Донецькій западині відклади середнього карбону поширені в об'ємі башкирського та московського ярусів, які незгідно залягають на породах нижнього карбону (рисунок 10) [13, 36, 78, 119]. Чергування морського та лагунного режимів та їх зміна низинними ландшафтами акумулятивних рівнин з загальною тенденцією до поступового занурення всього регіону, призвели до седиментації потужного комплексу порід різного фаціального складу.

Башкирський ярус. Башкирські відклади поширені у всіх структурно-фаціальних зонах Дніпровсько-Донецької западини. Вони трансгресивно залягають на різних горизонтах серпуховського ярусу. Товщина башкирського ярусу змінюється 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 відрізняються. Відклади нижньобашкирського під'ярусу – це комплекс переважно карбонатних порід нормально-морського типу [12, 36,], у відкладах верхньобашкирського під'ярусу переважають теригенні породи. Таким чином, в зв'язку із таким характером розподілу літологічних різновидів порід, основні перспективи пошуку газу в ущільнених піщано-алевритових породах слід пов'язувати з відкладами лише верхньої частини ярусу – верхньобашкирським під'ярусом.

Верхньобашкирський під'ярус представляє собою теригенну товщу циклічної будови. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах коливається в широких межах від 600 м до 6150 м. Літологічно – це чергування глинистих порід і пісковиків з прошарками карбонатних та вуглистих порід. Товщина алевро-піщаних пачок від 5-20 м до 60-70 м. Алевро-піщані пачки найбільш поширені у середній та верхній частинах під'ярусу. Тут же фіксуються і найбільші їх товщини. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від ПК₃ до МК₅ ($R^{\circ} = 0,4-1,75$), на окремих високоамплітудних антиклінальних структурах до АК₁ ($R^{\circ} = 2,0-2,15$), причому значення R° вище 0,8 (середина МК₂) для порід верхньобашкирського під'ярусу фіксуються лише в межах центральних районів південно-східної частини ДДЗ, з якими і слід пов'язувати

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

СИСТЕМА	ВІДДІЛ	ЯРУС	ПІД'ЯРУС	БІОСТРАТИГРАФІЧНА ЗОНА	МІКРОФАУНІСТИЧНИЙ ГОРИЗОНТ	СВІТА	ПІДСВІТА	ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ	МАРКУЮЧІ ВАПНЯКИ	ЛІТОЛОГІЧНА КОЛОНКА	
КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА	С Е Р Е Д Н І Й C ₂	МОСКОВСЬКИЙ	ВЕРХНІЙ	C ₂ m ^e		ІСАЄВСЬКА		M-1	Z ₁		
				C ₂ m ^d		ЛІСНИЧАНСЬКА C ₂ (M)		M-2	Z ₂		
				C ₂ m ^c				M-3	Z ₃		
			НИЖНІЙ	C ₂ m ^b		КАМЕНСЬКА АЛМАЗНА C ₂ (M)		M-4	Z ₄		
				C ₂ m ^a				M-5	Z ₅		
				C ₂ m ^a				M-6	Z ₆		
		БАШКИРСЬКИЙ	ВЕРХНІЙ	C ₂ b ^e	C ₂ b ^e		КАМЕНСЬКА C ₂ (M)		M-7		Z ₇
					C ₂ b ^d		БЕЖАНІНСЬКА C ₂ (M)		B-1		Z ₈
					C ₂ b ^c		ОЛІВЕНСЬКА C ₂ (M)		B-2		Z ₉
					C ₂ b ^b		ВАЛОВАНСЬКА C ₂ (M)		B-3		Z ₁₀
					C ₂ b ^a		МАГДРИКІНСЬКА C ₂ (M)		B-4		Z ₁₁
		НИЖНІЙ	C ₂ b ^a	C ₂ b ^a		АМВРОСІВСЬКА C ₂ (E)		B-5	Z ₁₂		
				C ₂ b ^a				B-6	Z ₁₃		
				C ₂ b ^a				B-7	Z ₁₄		
АМВРОСІВСЬКА C ₂ (E)	НИЖНІЙ	C ₂ b ^a	C ₂ b ^a		АМВРОСІВСЬКА C ₂ (E)		B-8	Z ₁₅			
			C ₂ b ^a				B-9	Z ₁₆			
			C ₂ b ^a				B-10	Z ₁₇			
			C ₂ b ^a				B-11	Z ₁₈			
АМВРОСІВСЬКА C ₂ (E)	НИЖНІЙ	C ₂ b ^a	C ₂ b ^a				B-13 - B-11	Z ₁₉			
			C ₂ b ^a				B-14	Z ₂₀			

Рисунок 10 – Схема стратиграфії середньокам'яновугільних відкладів ДДЗ (за матеріалами ДП «Полтаванaftогазгеологія»).

основні перспективи пошуку газу в ущільнених породах в цих відкладах. Вміст S_{org} в глинистих породах верхньобашкирського під'ярусу, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами в цих районах становить 1,1-1,6%, в окремих випадках до 5,6%. Відкрита пористість верхньобашкирських пісковиків і алевролітів в межах цієї ж території за даними лабораторних досліджень керну в середньому коливається від 3,0% до 7,0%, проникності – від 0,01 (і менше) до 0,03 мД. В окремих випадках значення відкритої пористості можуть сягати 15-20%, а проникності – 370 мД (по тріщинах), однак практично всі підвищені значення пористості і проникності зафіксовані в породах, які залягають на глибинах до 2000 м.

Алевроліти темно-сірі, тонкослюдисті, міцнозцементовані, з вуглистим детритом та тонкою шаруватістю. Під мікроскопом: уламки середньовідсортовані, переважно кутасті, частково кородовані. Склад переважно кварцовий. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит. Спостерігається велика кількість дрібного вуглисто-детриту. Цемент карбонатно-гідрослюдищений, порово-базального типу, в окремих зонах базального і контактово-порового типів.

Пісковики темно-сірі, середньо-дрібнозернисті, алевритові, поліміктові, дуже міцні, з тонкою, місцями лінзовидно-хвилястою шаруватістю, дрібним вуглистим детритом, тріщинами по нашаруванню. Цемент слюдисто-карбонатно-глинистий. Під мікроскопом: уламки середньовідсортовані, кутасті та напівобкатані, часто кородовані. Склад: кварц – 50%, польові шпати – 12-15%, слюди – 5-8%, уламки порід – 25-32% (сланці, гнейси, кремені, кварцити та ін.). Акцесорні мінерали – циркон, рутил. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит. Цемент (10-14%) полімінеральний: слюдисто-карбонатно-глинистий плівково-порового типу.

Московський ярус. Відклади московського ярусу на території Дніпровсько-Донецької западини розповсюджені у всіх структурно-тектонічних зонах [12, 36]. Московський ярус складається з двох під'ярусів. Відклади московського віку залягають на підстеляючих башкирських утвореннях зазвичай без стратиграфічної перерви. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах змінюється від 700 м до 4000 м. Московський ярус представлений переважно теригенними відкладами: аргілітами, алевролітами та пісковиками, що ритмічно перешаровуються з малопотужними прошарками вугілля та вапняків, які у розрізі відіграють роль маркуючих пачок. За умовами осадоконакопичення, більша частина розрізу московського віку може бути віднесена до субконтинентальних утворень (лагунні, алювіальні та озерно-болотні фації), але верхи ярусу представлені переважно морськими утвореннями [36]. Таким чином, найбільша кількість пачок алевро-піщаних порід спостерігається у відкладах нижньої частини московського ярусу, дещо менша у відкладах його середньої частини.

Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від PK_2 до MK_4 (R° – 0,35-1,70),

на окремих високоамплітудних структурах до МК₅ ($R^0 - 1,8-2,0$). Причому значення R^0 вище 0,8 (середини МК₂) для порід московського ярусу, як і для порід верхньобашкирського під'ярусу, фіксуються лише в межах центральних районів південно-східної частини ДДЗ. Вміст S_{org} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами, в межах даної території – 0,9-1,5%. Товщина алевро-піщаних пачок змінюється тут від 10-20 м до 70-80 м. Перспективні пачки складені, в основному, пісковиками з підпорядкованою роллю алевролітів. За лабораторними даними і матеріалами ГДС в межах центральних районів південно-східної частини ДДЗ значення відкритої пористості пісковиків і алевролітів московських ярусу коливаються від 1,5% до 25,0%, проникності від 0,005 мД до 290 мД. Причому, високі значення пористості і проникності характерні для порід, які залягають на глибинах до 1900-2100 м. Середні значення відкритої пористості порід, що залягають на більшій глибині, коливаються в межах від 3,0% до 8,0%, а проникності – від 0,01 мД до 0,05 мД.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, поліміктові, неясно-горизонтальношаруваті, міцні. Під мікроскопом: пісковик дрібнозернистий з глинисто-карбонатним цементом. Структура породи псамітова, текстура масивна, неорієнтована. Уламки представлені невідсортованими зернами кварцу, польових шпатів, прозорими слюдами, уламками порід. Розмір уламків 0,1-0,18 мм, іноді зустрічаються алевритові зерна кварцу. Обкатаність зерен різна, але частіше зустрічаються необкатані, кутасті. Цемент в породі глинисто-карбонатний, близько 10-12%. Увесь цемент порового, базально-порового типу. В породі присутня вуглиста речовина. Порожніх пор і тріщин немає, порода міцна.

Алевроліти чорні, поліміктові, масивні, з обвугленими рослинними рештками, міцні. Під мікроскопом: алевроліт вуглистий. Структура алевритова, текстура масивна. Розмір зерен 0,02-0,1 мм. Форма, в основному, кутаста, кутасто-обкатана та напівобкатана. Уламковий матеріал представлений кварцом, польовими шпатами, слюдами (біотитом та мусковітом) та уламками порід. Цемент (30-35%) нерівномірно-слюдистий, поровий. За мінеральним складом цемент хлорит-каолініт-гідрослюдистий. В породі близько 5% займають уривки обвугленої рослинної органіки у вигляді дрібних та крупних (до 2 мм) пасм.

Верхньокам'яновугільний відділ

Відклади верхнього карбону у Дніпровсько-Донецькій западині мають дещо менше поширення, ніж відклади середнього карбону. Зменшення площі розповсюдження відбувається як в північно-західному напрямку, так і в напрямку від осьової частини западини до її бортів. Верхньокам'яновугільний відділ поділяється на касимовський та гжельський яруси (рисунки 11) [36, 78].

Утворення верхнього карбону представляють собою циклічну товщу, що складена переважно піщано-глинистими відкладами із незначним вмістом вапняків,

СИСТЕМА	КАМ'ЯНОВУГІЛЬНА (С)	
ВІДДІЛ	В Е Р Х Н І Й (С ₃)	
ЯРУС	ГЖЕЛЬСЬКИЙ	
ПІД'ЯРУС		
БЮСТРАТИГРАФІЧНА ЗОНА	С ₃ ^d	
МІКРОФАУНІСТИЧНИЙ ГОРИЗОНТ		
СВІТА	АВЛІВСЬКА С ₃ ¹ (О)	АРАУКАРИТОВА С ₃ ²
ПІДСВІТА	картамиська С ₃ ^{kt}	
ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ	К-6 К-5 К-4 К-3 К-2 К-1	Г-1 Г-2 Г-3 Г-4 Г-5 Г-6 Г-7 Г-8 Г-9 Г-10 Г-11 Г-12
МАРКУЮЧІ ВАПНЯКИ	Z ₃ ¹ Z ₃ ² Z ₃ ³ Z ₃ ⁴ Z ₃ ⁵ Z ₃ ⁶ Z ₃ ⁷ Z ₃ ⁸ Z ₃ ⁹ Z ₃ ¹⁰ Z ₃ ¹¹ Z ₃ ¹² Z ₃ ¹³ Z ₃ ¹⁴ Z ₃ ¹⁵ Z ₃ ¹⁶ Z ₃ ¹⁷ Z ₃ ¹⁸ Z ₃ ¹⁹ Z ₃ ²⁰ Z ₃ ²¹ Z ₃ ²² Z ₃ ²³ Z ₃ ²⁴ Z ₃ ²⁵ Z ₃ ²⁶ Z ₃ ²⁷ Z ₃ ²⁸ Z ₃ ²⁹ Z ₃ ³⁰ Z ₃ ³¹ Z ₃ ³² Z ₃ ³³ Z ₃ ³⁴ Z ₃ ³⁵ Z ₃ ³⁶ Z ₃ ³⁷ Z ₃ ³⁸ Z ₃ ³⁹ Z ₃ ⁴⁰ Z ₃ ⁴¹ Z ₃ ⁴² Z ₃ ⁴³ Z ₃ ⁴⁴ Z ₃ ⁴⁵ Z ₃ ⁴⁶ Z ₃ ⁴⁷ Z ₃ ⁴⁸ Z ₃ ⁴⁹ Z ₃ ⁵⁰	Р ₃ ¹ Р ₃ ² Р ₃ ³ Р ₃ ⁴ Р ₃ ⁵ Р ₃ ⁶ Р ₃ ⁷ Р ₃ ⁸ Р ₃ ⁹ Р ₃ ¹⁰ Р ₃ ¹¹ Р ₃ ¹² Р ₃ ¹³ Р ₃ ¹⁴ Р ₃ ¹⁵ Р ₃ ¹⁶ Р ₃ ¹⁷ Р ₃ ¹⁸ Р ₃ ¹⁹ Р ₃ ²⁰ Р ₃ ²¹ Р ₃ ²² Р ₃ ²³ Р ₃ ²⁴ Р ₃ ²⁵ Р ₃ ²⁶ Р ₃ ²⁷ Р ₃ ²⁸ Р ₃ ²⁹ Р ₃ ³⁰ Р ₃ ³¹ Р ₃ ³² Р ₃ ³³ Р ₃ ³⁴ Р ₃ ³⁵ Р ₃ ³⁶ Р ₃ ³⁷ Р ₃ ³⁸ Р ₃ ³⁹ Р ₃ ⁴⁰ Р ₃ ⁴¹ Р ₃ ⁴² Р ₃ ⁴³ Р ₃ ⁴⁴ Р ₃ ⁴⁵ Р ₃ ⁴⁶ Р ₃ ⁴⁷ Р ₃ ⁴⁸ Р ₃ ⁴⁹ Р ₃ ⁵⁰
ЛІТОЛОГІЧНА КОЛОНКА		

Рисунок 11 – Схема стратиграфії верхньокам'яновугільних відкладів ДДЗ (за матеріалами ДП «Полтаванафтогазгеологія»).

доломітів, вугілля та вуглистих сланців. У фаціальному відношенні формування відкладів верхнього карбону на більшій частині території їх розповсюдження, відбувалося виключно в континентальних і субконтинентальних умовах. Виключення представляє крайова південно-східна частина западини, в межах якої, протягом пізньокам'яновугільного часу зрідка виникали умови для накопичення мілководно-морських відкладів. В регіональному плані роль континентальних відкладів зростає у північно-західному напрямку і до південного борту западини. Глибина залягання відкладів у розкритих розрізах змінюється від 200-250 м до 3500-3800 м.

Пачки алевро-піщаних порід розвинуті практично по всьому розрізу верхнього карбону і поширені практично у всіх структурно-тектонічних зонах западини. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах змінюється від ПК₂ до МК₃ ($R^o = 0,3-1,0$), в окремих випадках до МК₄ ($R^o = 1,4$). Причому, значення вище $R^o = 0,5-0,8$ зафіксовані лише для порід у відкладах касимівського ярусу і лише в свердловинах пробурених в межах осьової зони південно-східної частини ДДЗ. На решті території западини, породи верхньокам'яновугільного комплексу ще не вступили не тільки в головну зону газоутворення, але і головну зону нафтоутворення. Товщина алевро-піщаних пачок у відкладах касимівського ярусу в межах крайової південно-східної частини ДДЗ змінюється від 5-10 м до 80-90 м. Вміст C_{org} в глинистих утвореннях, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами змінюється від 0,5% до 1,3%. Потенційно перспективні пачки складені, в основному, пісковиками і алевролітами. Значення відкритої пористості в породах зі ступенем термальної зрілості більше 0,8 змінюються від 2,5% до 14,5%, проникності – від 0,01 мД до 45 мД. Фільтраційні властивості порід касимівського ярусу різко погіршуються зі зростанням глибини їх залягання. Так до глибини 1700-1800 м середні значення проникності 10-15 мД, а вже на глибинах понад 2500 м – 0,01-0,1 мД.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, поліміктові, косо- та горизонтально шаруваті, за рахунок тонких вуглисто-слюдисто-глинистих прошарків, міцні. Під мікроскопом: пісковик дрібно-середньозернистий (розміри уламків 0,08-0,1 мм, іноді до 0,5 мм) з домішками алевриту. Форма уламків різна, за ступенем обкатаності переважають необкатані та слабообкатані, поодинокі – напівобкатані та добре обкатані. Склад теригенного матеріалу – кварц, хлоритизований чи лімонітизований, інколи з виділенням рудного мінералу, біотит, мусковіт, пелітизовані, серицитизовані, часто озалізнені польові шпати, мікрокварцити. Лусочки слюди часто вигнутої чи звивистої форми, деякі розщеплені чи розірвані, інколи обвивають уламки. Цемент порового типу, складений каолінітом, гідрослюдою, гніздами – кальцитом, з домішками вуглистого матеріалу, інколи піритизованого.

Алевроліти темно-сірі, польовошпатово-кварцові, глинисті, масивні, міцні. Під мікроскопом: алевроліт з домішками псаміту. Структура алевропсамітова, текстура неорієнтована. Порода нерівномірно глиниста. Уламкова частина складена із дрібно-

алевроитових зерен кварцу, польового шпату та прозорих слюд. Уламки різного ступеня обкатаності, але більшість з них необкатані та кутасті. Цемент каолінит-гідролоудистий; розташований у породі нерівномірно. Пор і тріщин не спостерігається.

Пермська система

Нижньопермський відділ

Відклади ранньопермського періоду в Дніпровсько-Донецькій западині поширенні достатньо широко. Вони майже суцільним плащем покривають область осьового прогину, південну та північну прибортові зони западини. В Дніпровсько-Донецькій западині нижньопермські відклади представлені асельським і сакмарським ярусами [36, 78, 117, 122]. Максимальна товщина відкладів нижньої пермі — 1500 м. В літологічному відношенні нижньопермські відклади представлені різноманітними вапняками, доломітами, кам'яною сіллю, ангідритами, строкатоколірними аргілітами і алевролітами, рідше пісковиками. Формування нижньопермських відкладів відбувалося в аридному кліматі у континентальних, субконтинентальних і мілководно-морських умовах. Переважна більшість теригенних порід зосереджена у нижній частині асельського ярусу (картамышська світа).

Ступінь катагенезу порід картамышської світи у розкритих розрізах від ПК₁ до ПК₃ (R° — 0,3-0,5) і лише в поодиноких випадках — МК₁₋₂ (R° — 0,7-0,8) в межах глибокозанурених (до 3,0 км) ділянок компенсаційних мульд.

Вміст C_{орг} в глинистих породах, що залягають в парагенезисі з алевро-піщаними породами 0,05-0,5%.

Таким чином, ні за ступенем термальності зрілості, ні за вмістом органічної речовини нижньопермські алевро-піщані породи не можуть бути віднесені до розряду перспективних утворень для пошуку нетрадиційного газу.

Підсумовуючи вищевикладене, відповідно до визначених критеріїв виділено 8 основних стратиграфічних рівнів розповсюдження ущільнених порід, перспективних у газоносному відношенні, а саме (рисунок 12):

Верхньодевонський комплекс

- верхня частина нижньофаменського під'ярусу (відклади елецького горизонту);
- верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади);

Нижньокам'яновугільний комплекс

- середня та верхня частини верхньотурнейського під'ярусу;
- середня частина верхньовізейського під'ярусу (середня частина відкладів XII МФГ, нижня частина XI МФГ);
- середня і верхня частини верхньосерпуховського під'ярусу;

Середньокам'яновугільний комплекс

- середня і верхня частини верхньобашкирського під'ярусу;

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

Еон	Ера	Система	Відділ	Ярус	Під'ярус	МФГ	Літологія	Макс. товщини, м	Основні стратиграфічні рівні розповсюдження газоперспективних ущільнених алевро-піщаних порід		
ФАНЕРОЗОЙ	ПАЛЕОЗОЙСЬКА	Пермська	Нижній	Сакмарський				До 700 м			
				Асельський				До 800 м			
			Верхній	Гжельський						До 1200 м	
				Касимовський						До 1500 м	
		Середній	Московський				До 2000 м				
			Баширський				До 2000 м				
		Нижній	Серпуховський				До 2000 м				
			Вілейський	Верхній			XI			До 3000 м	
				Нижній			XII				
			Турнейський				XIII			До 1000 м	
							XIV				
		Девонська	Верхній	Фаменський				До 4000 м			
								XVa		До 4800 м	
			Франський				До 3200 м				
			Середній	Живетський				До 100 м			
		Ейфельський									
		ПРОТЕРОЗОЙ	РИФЕЙ	Венд						До 4-5 км (за сейсмічними даними)	

Рисунок 12 – Основні стратиграфічні рівні розповсюдження ущільнених алевро-піщаних порід перспективних в газозносному відношенні у межах ДДЗ (літолого-стратиграфічна основа за О.Ю. Лукіним).

- середня і нижня частини московського ярусу;

Верхньокам'яновугільний комплекс

- нижня частина касимівського ярусу.

Слід також зазначити, що скупчення газу в ущільнених породах можуть локалізуватися і на інших стратиграфічних рівнях, однак в переважній більшості вони будуть характеризуватися невеликими розмірами, внаслідок відсутності витриманих пластів їх слід розглядати, як об'єкти другої черги або як супутні об'єкти у доповненні до основних. Насамперед, до об'єктів другої черги слід віднести ущільнені алевро-піщані утворення у нижній частині верхньовізейського під'ярусу, у нижній частині серпуховського ярусу і у нижній частині башкирського ярусу.

3.3 Закономірності просторового поширення перспективних комплексів та виділення високоперспективних зон

До основних критеріїв оцінки перспектив газонасності ущільнених порід, як було визначено у попередньому підрозділі, відносяться: літологічний склад порід та їх фаціальна приуроченість, ступінь термальної зрілості порід, пористість і проникність, вміст органічної речовини у парагенетичних глинистих відкладах, маловодність розрізу, товщина перспективного горизонту та глибина залягання перспективних відкладів. З метою проведення прогнозу просторового поширення промисловогазових ущільнених порід аналіз зазначених критеріїв доцільно розділити на три етапи. Перший - регіональний, який включає визначення глибини залягання перспективних відкладів, аналіз просторового розподілу порід з різним ступенем термальної зрілості і аналіз характеру розповсюдження зон маловодності. Другий – зональний, на якому аналізуються літологічний і фаціальний склад, товщини перспективного горизонту, вміст органічної речовини, фільтраційні і ємнісні параметри. Третій – локальний етап це прогноз першочергових ділянок для проведення геологорозвідувальних робіт на основі оцінки таких параметрів, як обсяг запасів і їх щільність.

В даному розділі висвітлені результати регіонального і зонального прогнозу просторового поширення газоперспективних ущільнених порід. Основним результатом цих робіт є виділення високоперспективних зон і побудова карт якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід верхньодевонського, нижньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та верхньокам'яновугільного мегакомплексів. Результати робіт по локальному етапу викладені в розділі 6.

Перший (регіональний) етап. Для визначення глибини залягання перспективних відкладів і для створення структурної основи для побудов карт якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід були використані уточнені структурні карти по основних стратиграфічних підрозділах, а саме: по покрівлі домезозойських

відкладів, по покрівлі московських відкладів, по покрівлі нижньосерпуховських та верхньодевонських відкладів. За результатами робіт була визначена глибина залягання перспективних в газоносному відношенні ущільнених порід у різних структурно-тектонічних зонах западини та закартовано границю залягання відкладів на глибинах понад 4500 м для різних стратиграфічних комплексів.

З метою визначення характеру просторового розподілу порід з різним ступенем катагенезу було систематизовано дані визначення термальної зрілості порід. Всього проаналізовано більш ніж, 1855 визначень по палеозойських породах, в т.ч. по верхньодевонському комплексу – 253, по нижньокам'яновугільному – 872, по середньокам'яновугільному – 530, по верхньокам'яновугільному – 168 і по нижньопермському – 14. Слід зазначити, що певні труднощі при проведенні робіт виникали через те, що визначення термальної зрілості порід проводилися за різними методами: визначення відбивної здатності вітриніту в імерсійній олії (R^o), відбивної здатності вітриніту в повітрі (R^a), та показника T_{max} , який є показником ступеня перетворення органічної речовини при піролітичних дослідженнях на «Рок-Евал». Для зручності обробки, усі визначення перераховані в найбільш прийнятні одиниці (R^o): для перерахунку з одиниць (R^a) були використані узагальнюючі таблиці І.І.Амосова та ін. [93, 99], а для співставлення з T_{max} використані дослідження Б. Тіссо і Д. Вельте [124].

За результатами проведених досліджень була уточнена катагенетична зональність відкладів, які вміщують перспективні ущільнені породи, а також побудована уточнена структурна карта по поверхні порід з термальною зрілістю $0,8 R^o$, який є мінімально необхідним для формування нетрадиційних скупчень газу (рисунок 13). Згідно рисунку 13, на більшості території ДДЗ ця поверхня знаходиться на глибині 3,5-4,0 км, особливо це стосується центральної частини грабену, де зміна ступеня катагенезу зіставляється з основними структурними елементами. У напрямку до бортів западини глибина поверхні зменшується до 3,0-2,5 км, більше до південного борту. Така ж закономірність відмічається і в південно-східному напрямку, ближче до Донбасу глибина катагенетичної поверхні зменшується до 2 км. Це пояснюється тим, що дані частини западини зазнали більш активних інверсійних рухів. Таким чином, карта характеризує глибину, нижче якої перспективність відкладів на газ ущільнених колекторів найбільша. Дійсно, саме зі стадії катагенезу $МК_2$ відмічається регіональне зменшення середніх значень відкритої пористості та проникності порід, велику роль відіграють процеси ущільнення та структурно-мінеральні перетворення, що знижують величину первинного порового простору до мінімальних значень 3-5%.

Також важливим аспектом на регіональному етапі, при прогнозуванні поширення промисловогазоносних ущільнених порід, є виділення зон маловодності, наявність яких значною мірою обумовлена самим процесом формування скупчень газу нетради-

ційного типу. Для прогнозування зон маловодності в палеозойських комплексах Дніпровсько-Донецької западини були зібрані і узагальнені результати промислово-геофізичних досліджень та матеріали випробування більш, ніж по 920 свердловинах, а також були використані результати досліджень водонасиченості порід, проведених спеціалістами Чернігівського відділення УкрДГРІ [27]. За результатами робіт підтверджено, що до певної глибини колектори, за винятком існування в них покладів ВВ, водонасичені. Нижче за розрізом кількість води різко зменшується, часто до повного зникнення. В кожній свердловині, де зміна характеру насичення пластів дозволила виділити маловодну зону, прийнято відмітку верхньої межі маловодонасичених порід.

Побудована на основі отриманих даних карта, в цілому, показує латеральне розповсюдження маловодної зони (рисунок 14). За граничну межу залягання даної поверхні прийнято глибину 4,5 км і, як видно, за винятком декількох незначних ділянок, маловодна зона визначається на всій території центральної частини грабену і прибортових зон. Тут відразу необхідно додати, що кількість свердловин, у міру наросування розкритих ними глибин, постійно зменшується і тому впевненість побудов через скорочення фактичних даних також відповідно зменшується.

Слід одразу зазначити, що в межах бортів западини зон маловодності не виявлено, в зв'язку з чим основна увага при проведенні подальших досліджень була приділена території грабену.

З представлених побудов видно, що в межах приосьової частини грабена поверхня маловодності залягає нижче прийнятої межі, починаючи від Скоренецької западини і включаючи територію від Західнодмитрівської структури до Синівської компенсаційної мульди в північній прибортовій зоні, простежується до Шилівської депресії. Тут вона зміщується в північну прибортову зону і охоплює територію від Пархомівської до Валківської депресій. Південною границею розповсюдження поверхні маловодності глибше 4,5 км може служити умовна лінія між південною прибортовою та приосьовою зонами, починаючи від Переяславського і закінчуючи Жданівським прогинами. Ще однією ділянкою залягання поверхні маловодності нижче кондиційних меж є, частково, територія Орданівського прогину.

У міру просування на південний схід глибина залягання поверхні маловодної зони зменшується до 3-2 км. Дана закономірність спостерігається не тільки в приосьовій частині, а і в напрямку до бортів западини, причому меншими глибинами залягання поверхні маловодності характеризується південна прибортова зона.

Розповсюдження маловодонасичених порід на даній частині території ДДЗ носить мозаїчний характер, але при наближенні до Донецької складчастої споруди поверхня маловодності характеризується більш прийнятними глибинами.

Також, певними перспективами характеризується перехідна зона між Доне-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

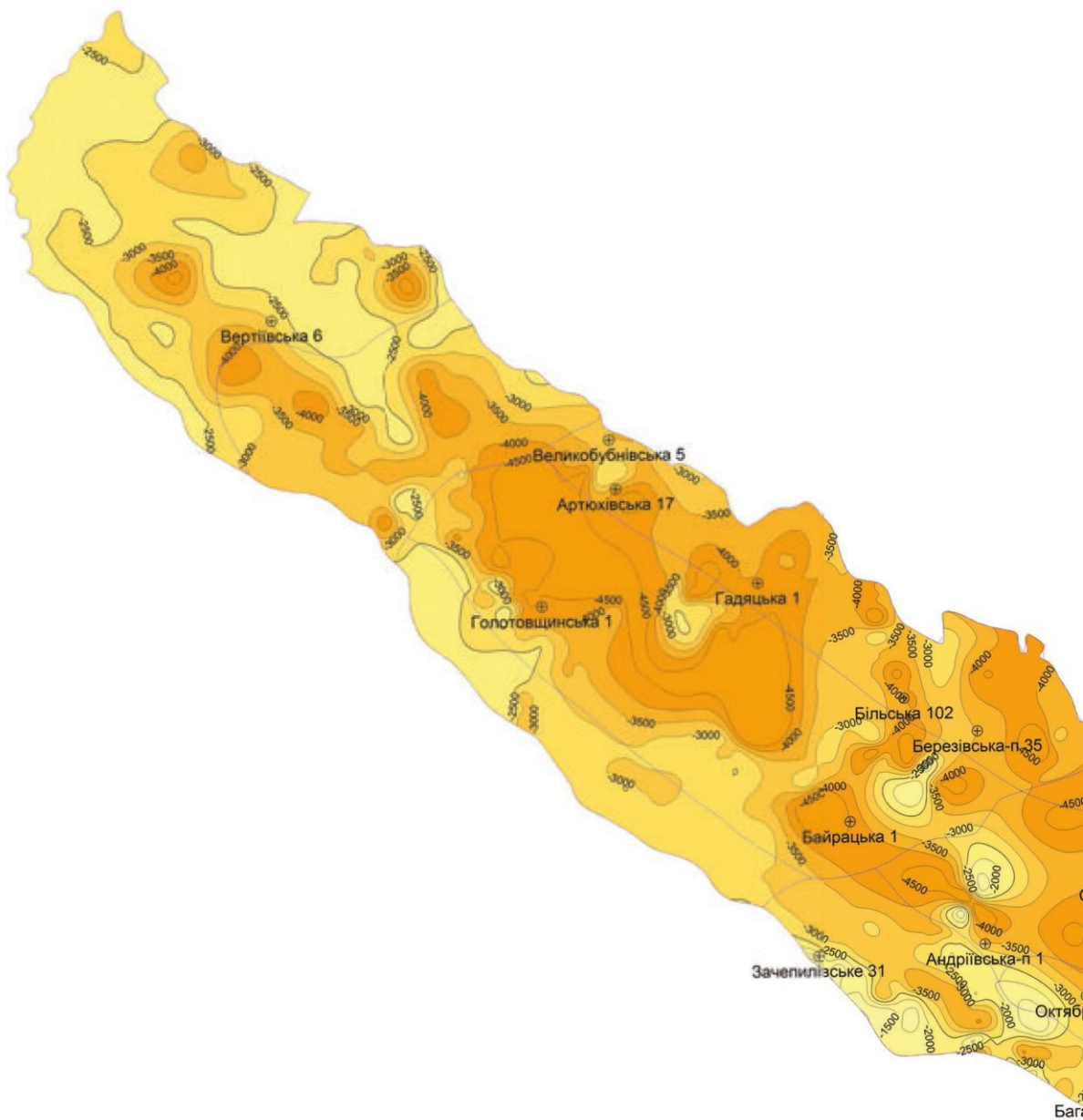
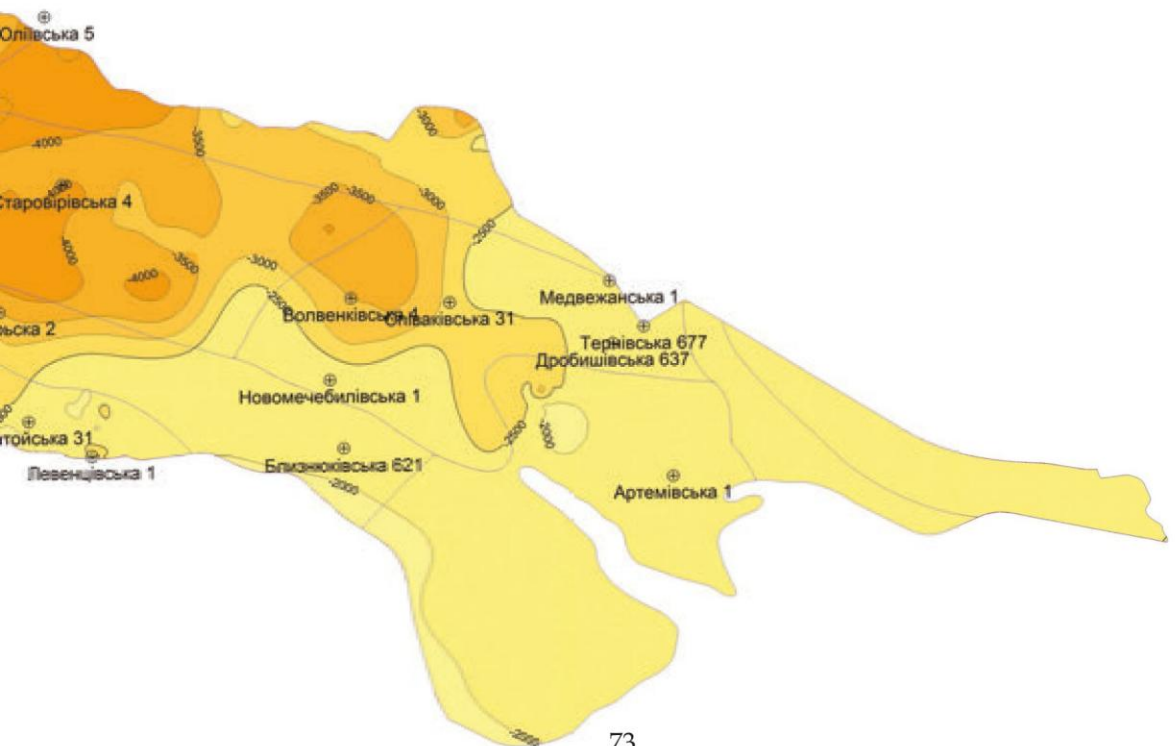
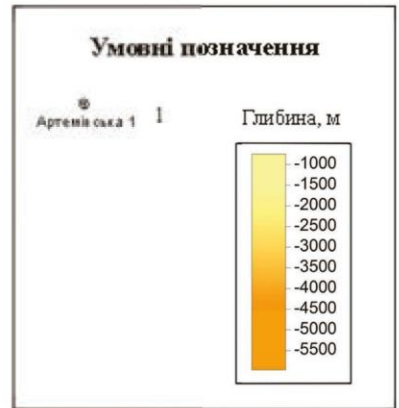
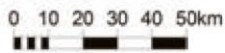


Рисунок 13 – Карта гіпсометрії залягання порід з рівнем термальною зрілості $R^0=0,80$. 1 - назва та номер свердловини.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

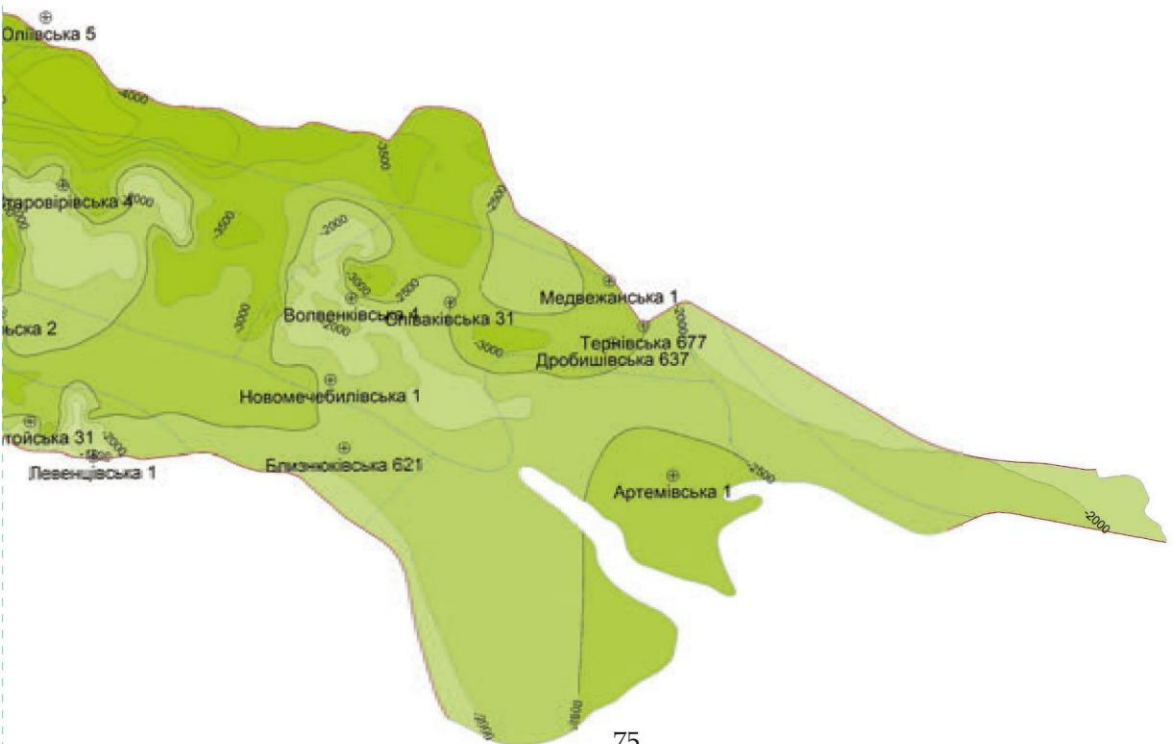
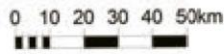


РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



Рисунок 14 – Карта гіпсометрії поверхні маловодної зони в ДДЗ (Східний нафтогазоносний регіон).
1 - назва та номер свердловини, 2 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



цькою складчастою спорудою та Воронежською антеклізою, хоча це, на погляд авторів, може бути пов'язано з недостатньою вивченістю розрізу з точки зору маловодності.

Маловодності, як критерію газоносності ущільнених колекторів, слід приділяти особливу увагу з двох причин. По-перше, як уже відмічалось, вона є наслідком дії комплексу факторів, що призвели до існування регіонального скупчення газу в ущільнених колекторах, але, на відміну від аномальних тисків, маловодність являє собою більш стійкий індикатор дії цих процесів. По-друге, треба враховувати значно більший і детальніший фактичний матеріал, який було використано для побудови карти поверхні маловодної зони, порівняно з картою термальності зрілості порід. Отже, прийняти маловодність за критерій, який в даному випадку можна ототожнювати з катагенезом, буде досить доцільно.

Таким чином, карта поверхні маловодної зони характеризує глибину, нижче якої розріз є потенційно перспективним на пошуки скупчень газу в ущільнених породах. Як видно, у першому наближенні найбільша частина перспективної території знаходиться в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини.

Як вказано в першому розділі, з перспективної частини розрізу на даний час випадають відклади, що залягають глибше 4,5 км. Оскільки, перспективні на пошуки газу нетрадиційного типу, відклади палеозою мають величезну товщину, побудована в програмному геоінформаційному середовищі "Petrel" карта поверхні маловодності була поєднана з просторовим розташуванням основних стратиграфічних комплексів, в результаті чого були отримані карти розповсюдження маловодонасичених порід до глибини 4,5 км для девонського, нижньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та верхньокам'яно-вугільного комплексів.

Згідно карти розповсюдження маловодної зони в девонських відкладах, маловодонасичені породи поширені на крайньому північному заході, продовжуючись уздовж південної прибортової зони до Західномихайлівської структури (рисунок 15). У північній прибортовій зоні наявність маловодонасичених порід носить різко обмежений характер і проявляється лише у вигляді двох незначних за розмірами, розташованих близько одна від одної смуг, одна із яких проявляється північно-східніше Синівського соляного діасіру, а друга – північніше Пархомівської депресії. Наявність розповсюдження зони маловодності на переважній частині ДДЗ обмежується глибинами залягання девонського комплексу.

На карті, яка характеризує поширення маловодонасичених порід у нижньокам'яновугільному комплексі, проявляється значно інша закономірність (рисунок 16). На відміну від попереднього комплексу, на території всього північного заходу та центральної частини ДДЗ, що територіально простежується практично до західної перикліналі Солохівсько-Диканського валу, розріз є водонасиченим, тобто безперспектив-

ним на пошуки газу нетрадиційного типу в ущільнених породах. Безперспективність, з точки зору наявності маловодонасичених порід, у південній прибортовій зоні продовжується від Остапівсько-Білоцерківського виступу кристалічного фундаменту до Виногоградівської площі. Практично безперспективною є вся північна прибортова зона, за винятком деяких ділянок. Виняток складають незначні ділянки поширення маловодонасичених порід, які отримали розвиток в районі Синівського соляного діапіру, Молодецько-Західнорибальцівської, Гутсько-Войтенківської та Південно-Іскрівсько-Слодобівської площ. Центральна частина ДДЗ є також безперспективною, оскільки породи нижньокам'яновугільного комплексу тут залягають на глибинах більше 4,5 км.

Отже, найбільші перспективи з наявністю маловодонасичених порід пов'язуються із південною прибортовою зоною, яка починається від границі з ДСС і простежується в північно-західному напрямку до Зачепилівської площі, а також зі смугою, що оконтурює західну перикліналь Орчиківської депресії. Деякі перспективи з поширенням зони маловодності пов'язуються із зоною зчленування ДСС та Воронезької антеклізи.

Третя карта характеризує розповсюдження поверхні маловодності в середньокам'яновугільному комплексі (рисунок 17). У територіальному відношенні це південно-східний сегмент грабену від умовної лінії між Сахновщинською, Волвенківською та Шебелинською структурами на заході до границі зчленування западини з ДСС на сході.

Невеликі сумніви вносить частина території на ділянках від Зачепилівської до Сахновщинської площ південної прибортової зони та від Валківського соляного діапіру до Тверської площі, розташованої східніше Бригадирівського штоку. У першому випадку частина відкладів перспективного середньокам'яновугільного комплексу залягає вище, а у другому — характеризується близькими до максимальних глибинами залягання поверхні маловодності.

На четвертій карті, побудованій для верхньокам'яновугільного комплексу, зона поширення маловодонасичених порід у порівнянні із попереднім комплексом скорочується з усіх боків (рисунок 18). Територіально вона розташовується між Олексіївським соляним діапіром на заході, умовними лініями від Новомечибилівської антиклінальної структури до Дружківсько-Костянтинівського валу на півдні та від Балаклійського підняття практично до Дробишівської структури на півночі і до границі зчленування ДДЗ та ДСС.

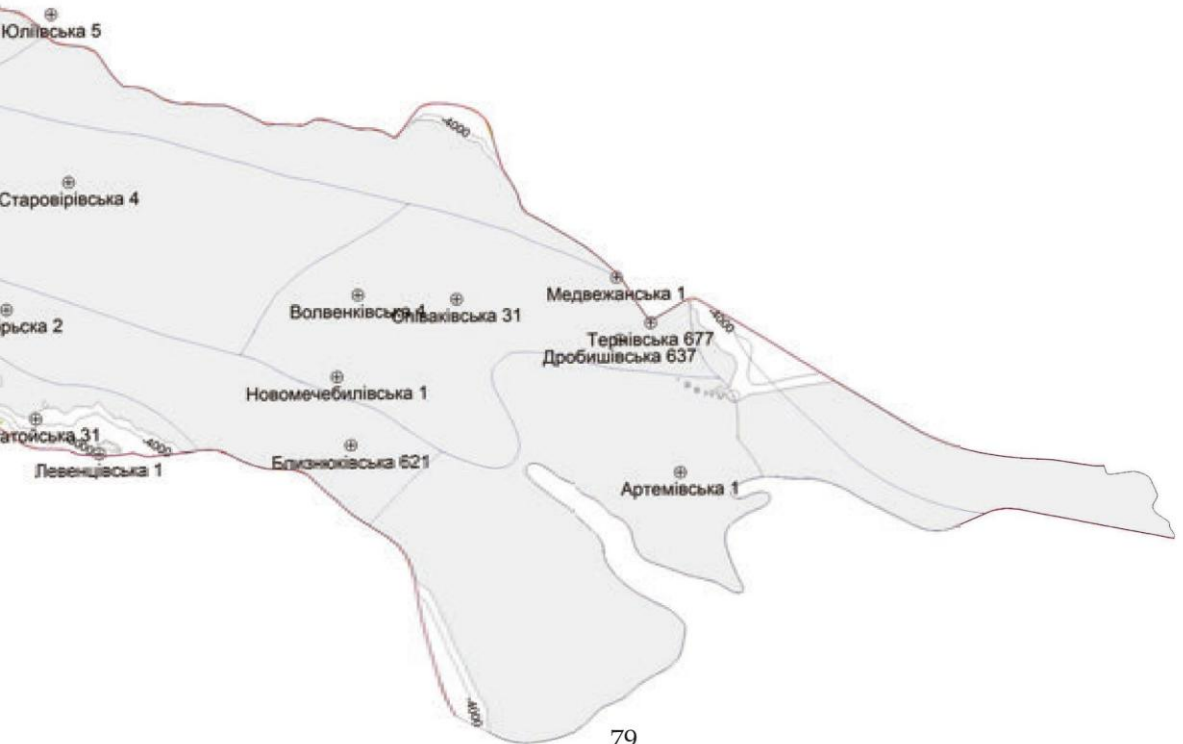
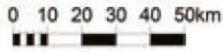
Проведені дослідження на маловодність показали, що в загальному вигляді всі комплекси палеозою є перспективними на пошуки газу нетрадиційного типу. Вік потенційних відкладів стає древнішим у напрямку від центру до периферії ДДЗ. Уздовж ДДЗ вік порід змінюється від верхньокам'яновугільного на південному сході через середньокам'яновугільний до нижньовізейського в центральній частині і до девонського на північному заході.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



Рисунок 15 – Карта розповсюдження маловодної зони в девонських відкладах (до глибини 4,5 км).
1 - назва та номер свердловини, 2 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС, 3 - ізогіпси
покрівлі D, 4 - територія з глибинами залягання перспективних відкладів більше 4,5 км.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

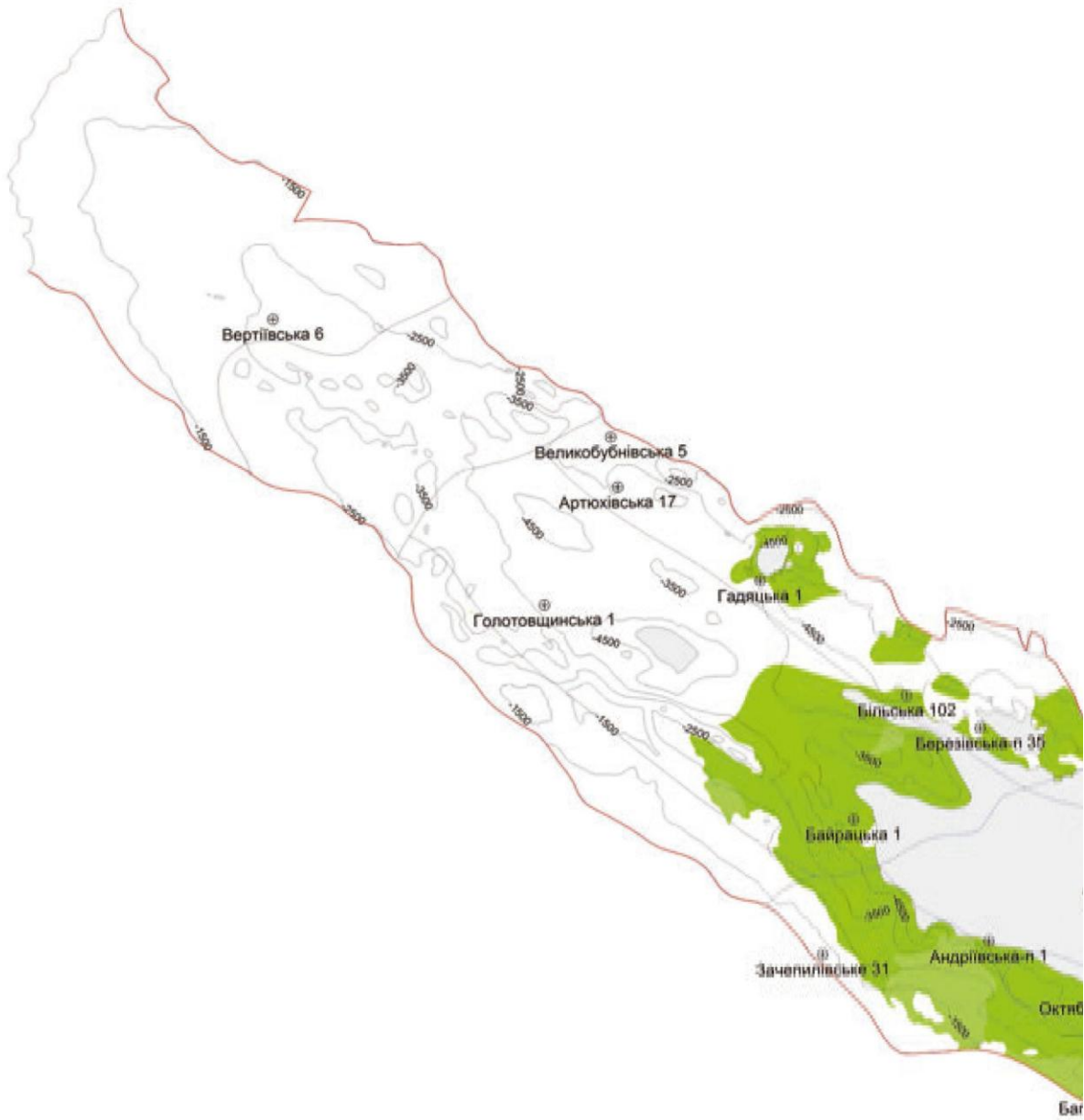
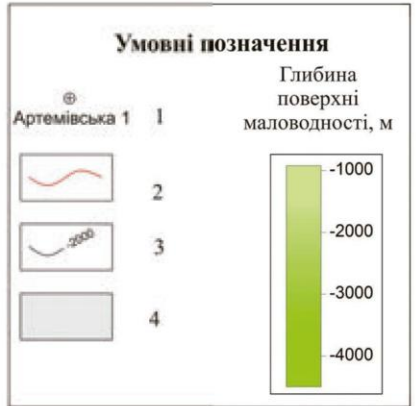


Рисунок 16 – Карта розповсюдження маловодної зони в нижньокам'яновугільних відкладах (до глибини 4,5 км). 1 - назва та номер свердловини, 2 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС, 3 - ізогіпси покрівлі C₁S₁, 4 - територія з глибинами залягання перспективних відкладів більше 4,5 км.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

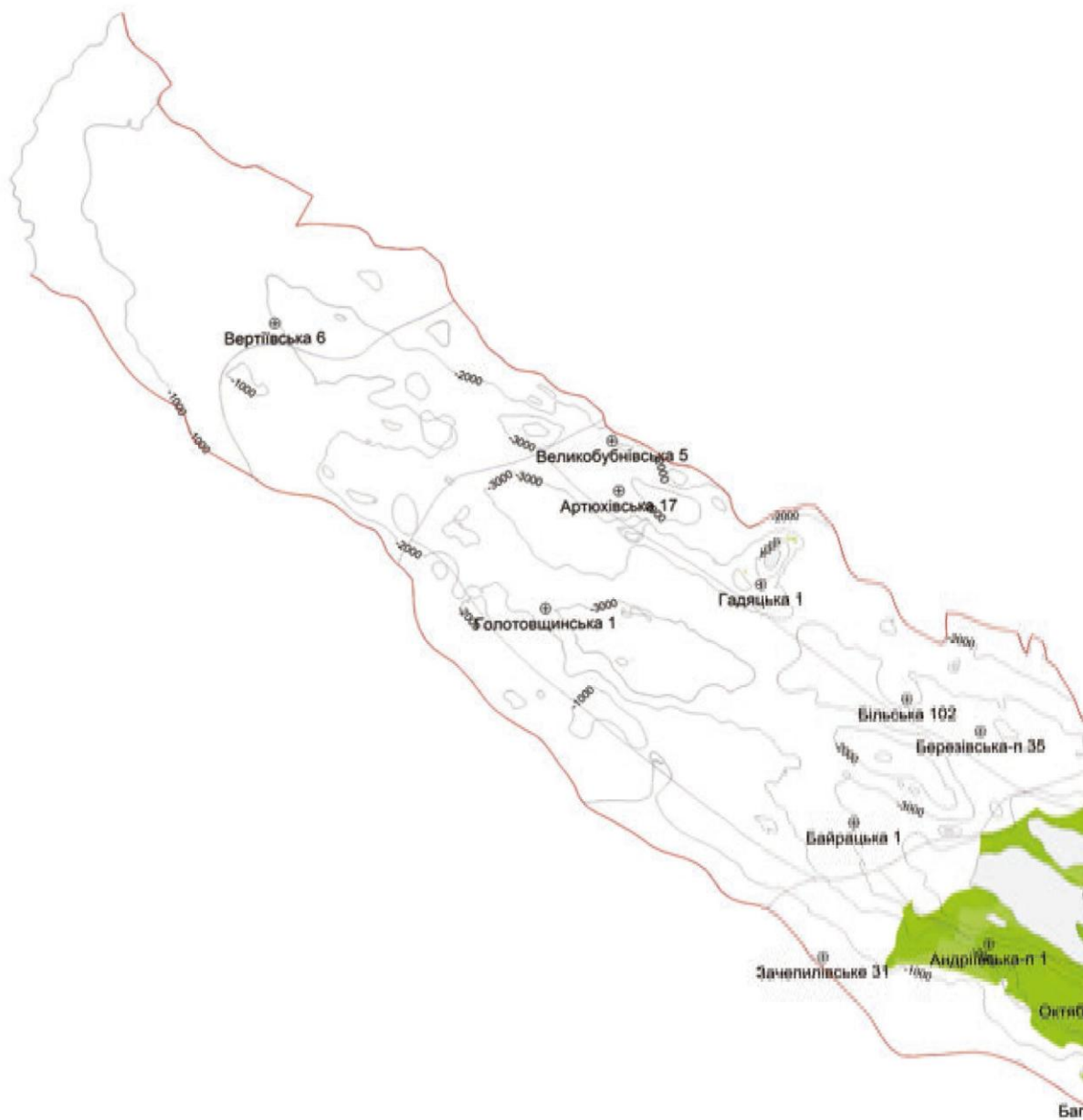


Рисунок 17 – Карта розповсюдження маловодної зони в середньокам'яновугільних відкладах (до глибини 4,5 км). 1 - назва та номер свердловини, 2 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС, 3 - ізогіпси покрівлі C_2m , 4 - територія з глибинами залягання перспективних відкладів більше 4,5 км.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

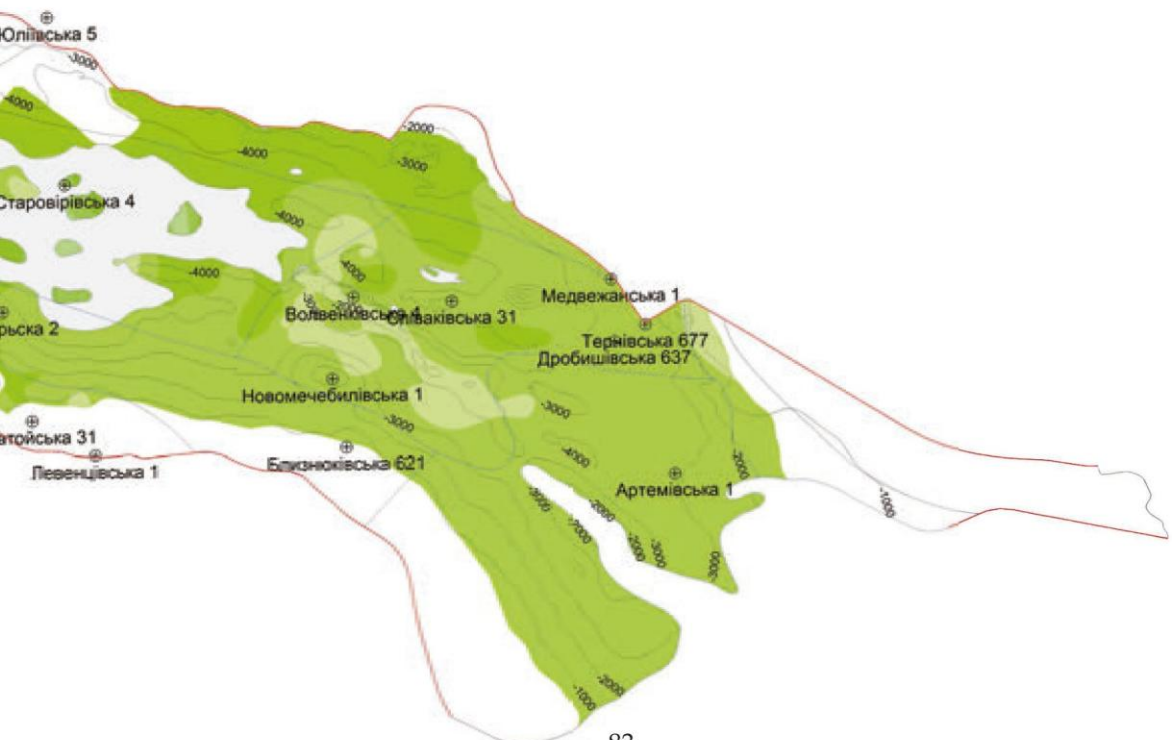
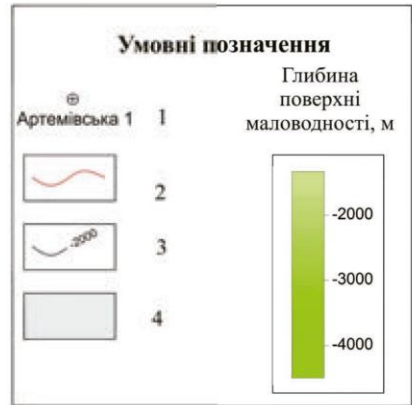
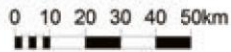
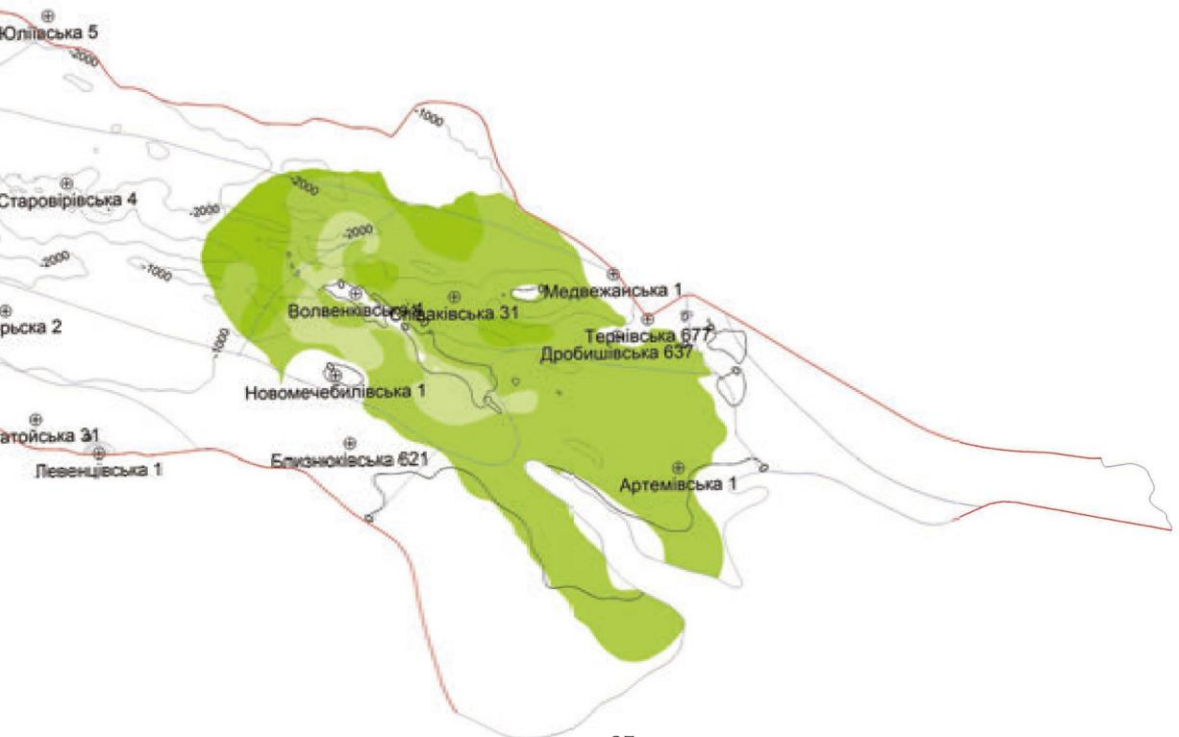
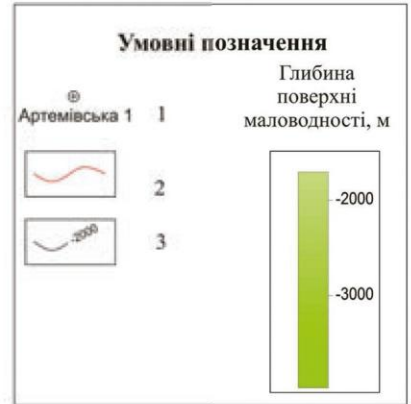
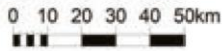




Рисунок 18 – Карта розповсюдження маловодної зони в верхньокам'яновугільних відкладах (до глибини 4,5 км). 1 – назва та номер свердловини, 2 – границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС, 3 – ізогіпси підшови МЗ.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



Уздовж простягання ДДЗ, від приосьової зануреної частини до її бортів, вік порід змінюється від девонського в північно-західній частині, через нижньокам'яновугільний до девонського в центральній і до верхньокам'яновугільного та середньокам'яновугільного в південно-східній частині. Перспективні комплекси порід вказаного вище віку у відповідних зонах і є перспективними на пошук в них ущільнених порід з відповідними характеристиками.

Таким чином, результати робіт за першим етапом на основі аналізу таких критеріїв, як ступінь термальної зрілості порід, маловодності порід і глибини залягання перспективних відкладів, дозволяють у певному наближенні окреслити перспективну територію для пошуку нетрадиційного газу в ущільнених породах по різних стратиграфічних комплексах і створюють основу для проведення подальших досліджень.

Другий (зональний) етап. У рамках даного етапу з метою виділення високоперспективних зон і побудови карт якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід, з врахуванням даних щодо термальної зрілості порід і маловодності розрізу, були детально проаналізовані такі параметри, як літологічний склад порід, фільтраційні і ємнісні властивості порід, вміст органічної речовини та характер змін товщин перспективних горизонтів. Роботи виконувалися на основі аналізу наявних матеріалів щодо літолого-фаціального складу, петрофізичних і геохімічних властивостей порід, а також за результатами переінтерпретації матеріалів ГДС по 84 пошукових і розвідувальних свердловинах, пробурених в межах різних структурно-тектонічних зон западини з виділенням у розрізах перспективних пачок і визначенням промислових характеристик ущільнених порід. Потрібно відразу зазначити, що за результатами проведених досліджень, попередньо визначена перспективна територія по окремих комплексах була значно скорочена, в основному, за рахунок відсутності у розрізі значних товщин піщаних, алевритових або піщано-алевритових різновидів. Найбільш показовим прикладом цього є девонський комплекс.

Девонський комплекс

У девонському комплексі перспективні товщі приурочені до міжсольових та надсольових відкладів фаменського ярусу. Інтерпретація даних ГДС, ув'язана з лабораторними дослідженнями кернового матеріалу, дозволила зробити наступні висновки. Незважаючи на поширення зони маловодності в північно-західній частині западини, різка літолого-фаціальна мінливість відкладів не дозволила розглядати основну частину території як перспективну на пошуки газу ущільнених порід девону (рисунок 19). В якості прикладу можна навести Борківсько-Великозагорівську ділянку, розташовану в північній прибортовій зоні, де навіть в межах окремих частин ділянки, спостерігається різка зміна літологічних різновидів порід — від чергування пісковиків з аргілітами до зміни на практично повністю мергельно-карбонатну тов-

щу в розрізах сусідніх свердловин. Схожа ситуація спостерігається і на крайньому північному заході западини та в більшій частині південної прибортової зони.

На основі аналізу характеру геологічної будови девонського комплексу, відповідного літологічного складу порід з кондиційними товщинами, ступеня катагенетичних перетворень порід та розповсюдження зони маловодності виділено дві зони: Зачепилівсько-Кременівську та Каплинцівсько-Крем'янківську, які можуть бути перспективними на пошуки газу в ущільнених породах девону (рисунок 19).

Каплинцівсько-Крем'янківська перспективна зона розташована у західній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Перспективи на пошуки газу нетрадиційного типу в ущільнених породах на цій ділянці, пов'язуються з міжсольовим комплексом девону (задонсько-єлецькі відклади нижнього фамену).

Вони представлені переважно пакетами пісковиків з незначними прошарками алевролітів та темно-сірих аргілітів.

Пісковики від світло-сірих до темно-сірих, різнозернисті: від тонкозернистих до середньозернистих, міцноцементовані, з глинистим або карбонатно-глинистим цементом.

Алевроліти сірі, слюдисті, міцні, іноді з відбитками обвуглених рослинних решток.

Середня відкрита пористість алевро-піщаних порід на даній ділянці змінюється від 3% до 7%, катагенетична перетвореність органічної речовини даних відкладів відповідає стадії МК₃₋₄ (Ж-К). Товщина перспективних пачок змінюється в межах від 30-40 м до 110 м. Глибина їх залягання на даній ділянці коливається від 3800 м до 4500 м.

Поширення товщ, перспективних на газ ущільнених порід, прогнозується на досить значній площі і схематично показано на рисунку 20.

У св. № 413-Колайдинцівська виділено 4 алевро-піщаних товщ, які можуть бути перспективні на пошуки газу в ущільнених породах (рисунок 21).

Перша товща, інтервал залягання 4135-4170 м, представлена переважно пісковиками з малопотужними прошарками алевролітів та аргілітів.

Алевроліти сірі, слюдисті, міцні, звуглефікованими рослинними рештками.

Перешарування пісковиків сірих і темно-сірих, від тонко- до різнозернистих, міцноцементованих, слюдистих, місцями з обвугленими рослинними рештками, з вапняково-глинистим цементом.

Середня відкрита пористість пісковиків в даному інтервалі становить 4-6%, катагенетична перетвореність органічної речовини даних відкладів відповідає стадії МК₃ (Ж). Товщина перспективної пачки 35 м.

Друга товща – інтервал 4185-4220 м, складена переважно пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів.

Алевроліти сірі, слюдисті, міцні, з вуглефікованими рослинними рештками.

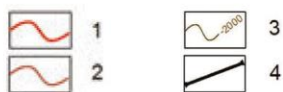


Рисунок 19 – Карта якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід девонського комплексу. 1 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС; 2 - границя зчленування ДДЗ та ДСС; 3 - ізогіпси покрівлі девонського комплексу; 4 - лінія геологічного профілю; території перспективні на пошуки газу в ущільнених породах: 5 - високоперспективні, 6 - перспективні, 7 - умовноперспективні; 8 - територія з глибинами залягання девонських відкладів більше 4,5 км.

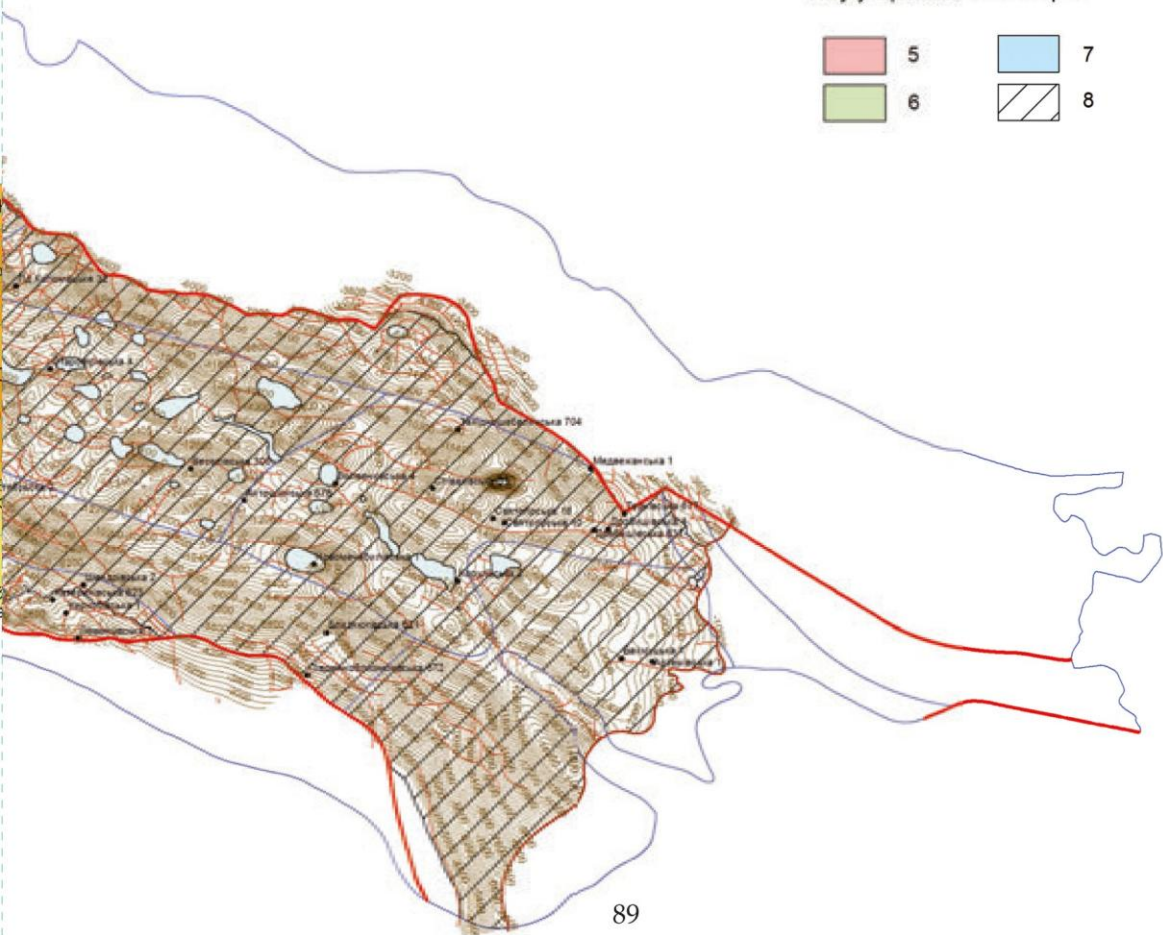
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Ділянки, перспективні на пошуки газу у щільних колекторах



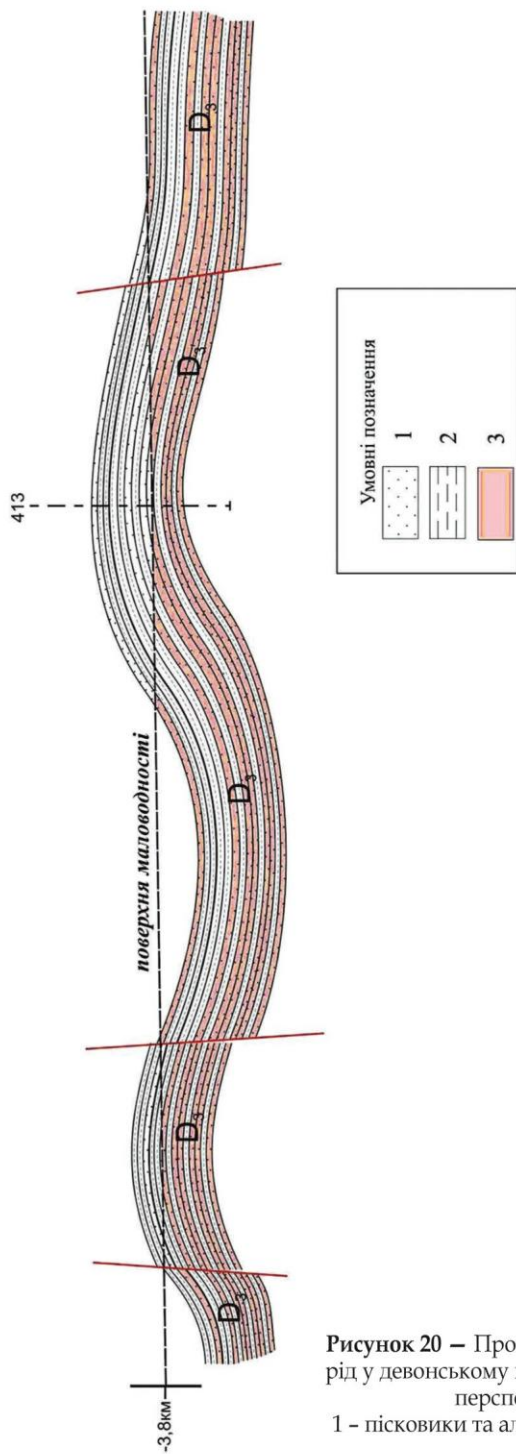


Рисунок 20 – Прогнозне поширення ущільнених газонасичених порід у девонському комплексі в межах Каплинцівсько-Крем'янківської перспективної зони (Профіль I-I на рис. 19).
 1 - пісковики та алевроліти; 2 - аргіліти; 3 - ущільнені породи, перспективні на пошуки газу.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
 УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
 НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

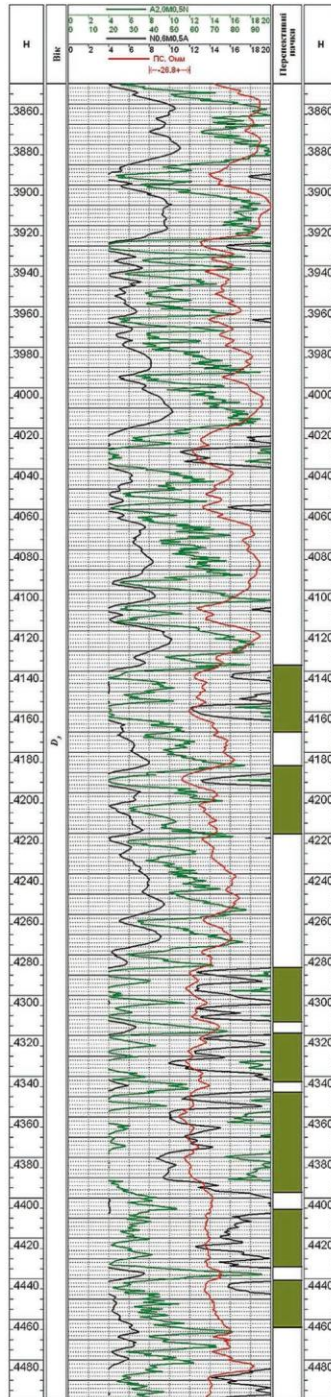


Рисунок 21 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 413-Колайдинцівська (девонський комплекс).

Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, міцноцементовані, слабослюдисті з піщано-глинистим цементом.

Середня відкрита пористість пісковиків, в межах даного інтервалу, коливається від 3% до 7%, катагенетична перетвореність органічної речовини даних відкладів відповідає стадії МК₃ (Ж). Товщина перспективної пачки 35 м.

Третя – інтервал 4285-4395 м, складається з трьох товщ, які представлені переважно пісковиками з незначними за товщиною прошарками алевролітів та аргілітів.

Пісковики сірі, різнозернисті, міцноцементовані, кварцово-польовошпатові, масивні, місцями шаруваті, з кутом напластування до 10°, з глинистими включеннями.

Відкрита пористість пісковиків в даному інтервалі, коливається в межах 4-6%, катагенетична перетвореність органічної речовини відкладів відповідає стадії МК_{3,4} (Ж-К). Товщина перспективної пачки 110 м.

Четверта – інтервал 4405-4465 м, складається з двох товщ, дуже схожих на попередні і складених пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів.

Алевроліти сірі, міцні, масивні, місцями перем'яті, шаруваті за рахунок прошарків аргілітів темно-сірих, міцних, слюдистих, з дзеркалами сковзання.

Пісковики сірі, від тонкозернистих до гравелітових, кварцово-польовошпатові, масивні, міцноцементовані, слабовапняковисті, з піщано-вапняковим цементом.

Середня відкрита пористість пісковиків, на даній ділянці, становить 4,5-5,5%, катагенетична перетвореність органічної речовини даних відкладів відповідає стадії МК₄ (К). Товщина перспективної пачки 60 м.

Зачепилівсько-Кременівська перспективна зона, розташована у центральній частині південної прибортової зони ДДЗ.

Перспективи на пошуки газу нетрадиційного типу в ущільнених породах на цій ділянці пов'язуються з фаменським ярусом верхнього девону.

Тут виділяються пачки порід, представлені пакетами пісковиків та алевролітів з прошарками аргілітів.

Алевроліти переважно темно-сірі, глинисті, текстура субгоризонтальношарувата з елементами пологохвилястої, міцність породи середня, у породі відзначаються дрібні вуглефіковані рослинні рештки та поодинокі дзеркала ковзання.

Пісковики від світло-сірих до сірих, різнозернисті, від дрібнозернистих до грубо-крупнозернистих, кварцові, слюдисті, міцноцементовані глинистим та глинисто-карбонатним цементом. Порода середньої міцності до міцної.

Середня відкрита пористість алевро-піщаних порід, на даній ділянці, змінюється від 3% до 7%, катагенетична перетвореність органічної речовини даних відкладів відповідає стадії МК_{2,4}. Товщина перспективних пачок коливається в межах від 30-40 м до 60 м. Глибина їх залягання в межах даної ділянки коливається від 2700 м до 4200 м.

Схема кореляції прогнозних ущільнених газонасичених порід, в межах Зачепилівсько-Кременівської перспективної ділянки, наведена на рисунку 22.

Так, у св. №2-Боярська інтервал глибин 3775-4170 м представлений потужною товщею численних пакетів пісковиків з прошарками алевролітів, вапняків та аргілітів. В стратиграфічному відношенні він відноситься до перехідної товщі від карбону до верхнього фамену девонської системи (рисунок 23).

Пісковики від сірих до темно-сірих, дрібнозернисті до крупнозернистих, кварцові, слюдисті, вапнисті, міцні.

Під мікроскопом:

1) піскови́к олігомі́ктовий, 50-60% – кластичний матеріал, 40-50% – цемент. Розмір зерен від 0,03 мм до 1,0 мм. Структура алевро-псамітова, текстура – хаотична. Мінеральний склад: кварц – 60-70%, польові шпати – 30-40%, поодинокі дрібні луска мусковіту. Зерна кварцу обкатані та напівобкатані, присутні і кутасті зерна. Луски плагіоклазів інтенсивно серицитизовані.

Акцесори представлені цирконом. У невеликій кількості (3-5%) присутній обвуглений рослинний детрит, який заповнює мікротріщини. Лейкоксену та піриту також небагато. Цемент карбонатний, прихованокристалічний, базально-порового типу;

2) піскови́к різнозерни́стий, кластичний матеріал становить 50-60%, цемент 40-50%. Структура алевро-псамітова, текстура хаотична. Мінеральний склад: кварц – 50%, польові шпати – 50%, поодинокі дрібні луска мусковіту. Зерна кварцу обкатані та напівобкатані. Луски польових шпатів карбонатизовані з дрібними реліктами первинної породи. Також присутні луски відносно свіжих плагіоклазів та серицитизованих. Акцесорні мінерали: кристали циркону. Цемент карбонатний, пігментований оксидами заліза.

Відкрита пористість пісковиків змінюється від 3,5% до 6,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃.

У св. №1-Ливенська в розрізі фаменського ярусу девону виділяється три алевро-піщаних пачки, які можуть бути перспективними на пошуки газу в ущільнених породах (рисунок 24).

Перша – інтервал 2760-2810 м, представлена чергуванням пісковиків та алевролітів з незначними прошарками темно-сірих аргілітів.

Піскови́к світло-сірий до сірого, різнозерни́стий, змінюється від дрібної до крупної, середньозерни́стий та міцноцементований глинистим і карбонатно-глинистим цементом, текстурапологохвилястошарувата, відмічається галька алевроліту.

Алевроліт темно-сірий, глинистий до аргіліту алевритового. В породі відзначаються вуглефіковані рослинні рештки, текстура субгоризонтально-шарувата. Міцність породи середня.

Середня відкрита пористість даної пачки коливається в межах від 4,0% до 6,0%.

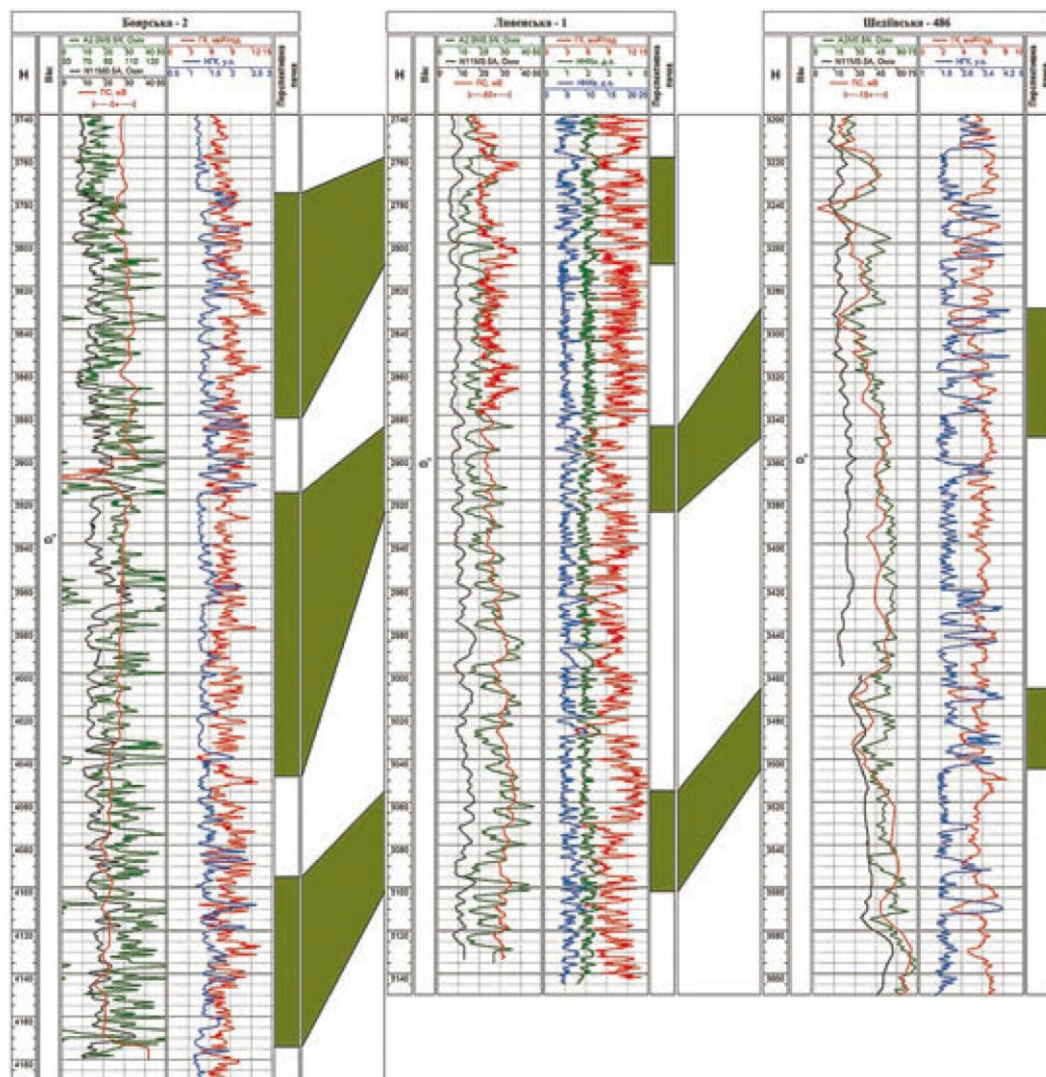


Рисунок 22 – Схема кореляції прогнозних ущільнених газонасичених порід в межах Зачепилівсько-Кременівської перспективної ділянки.

Проникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК_{2,3}. Товщина перспективної пачки становить 50 м.

Друга – інтервал 2885-2925 м, також представлена чергуванням пісковиків та алевролітів з прошарками темнокольорових аргілітів.

Пісковик світло-сірий до сірого, різнозернистий за нашаруванням, від дрібнозернистого до грубо-крупнозернистого, міцноцементований глинистим, глинисто-карбонатним цементом. Шаруватість не проявлена. У породі трапляється круп-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

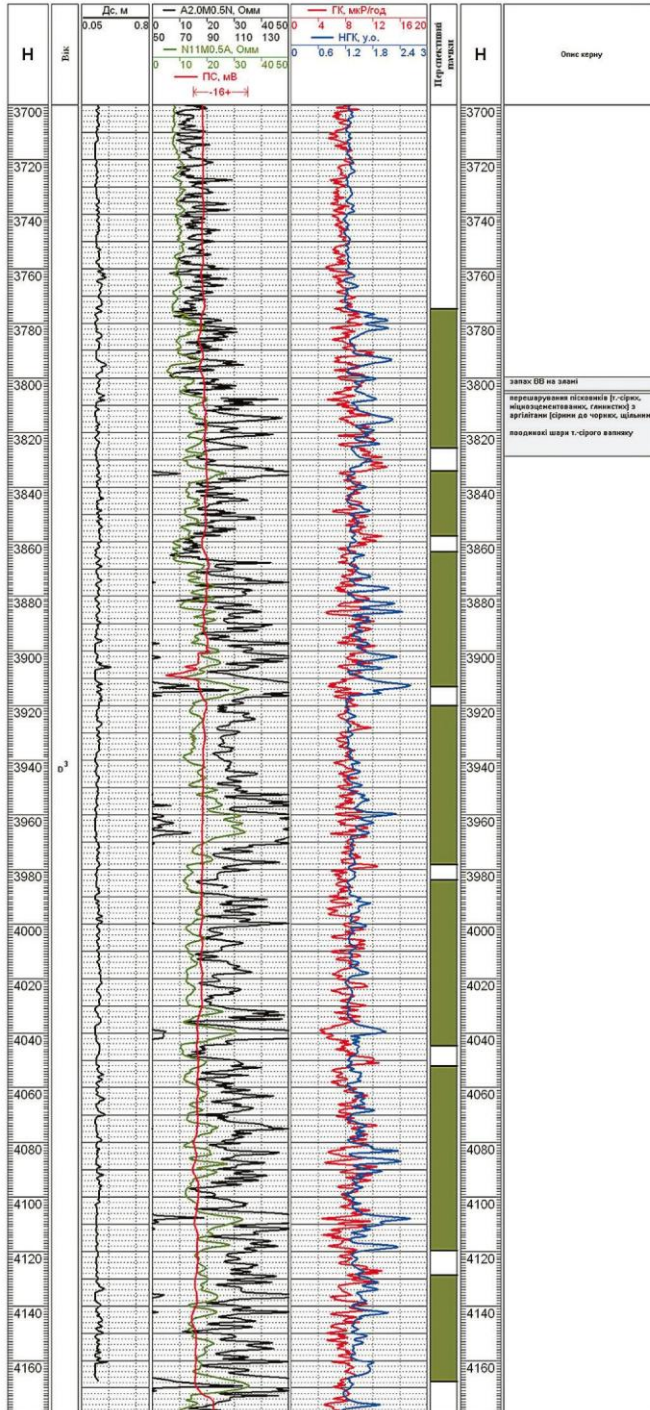


Рисунок 23 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Боярська (девонський комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

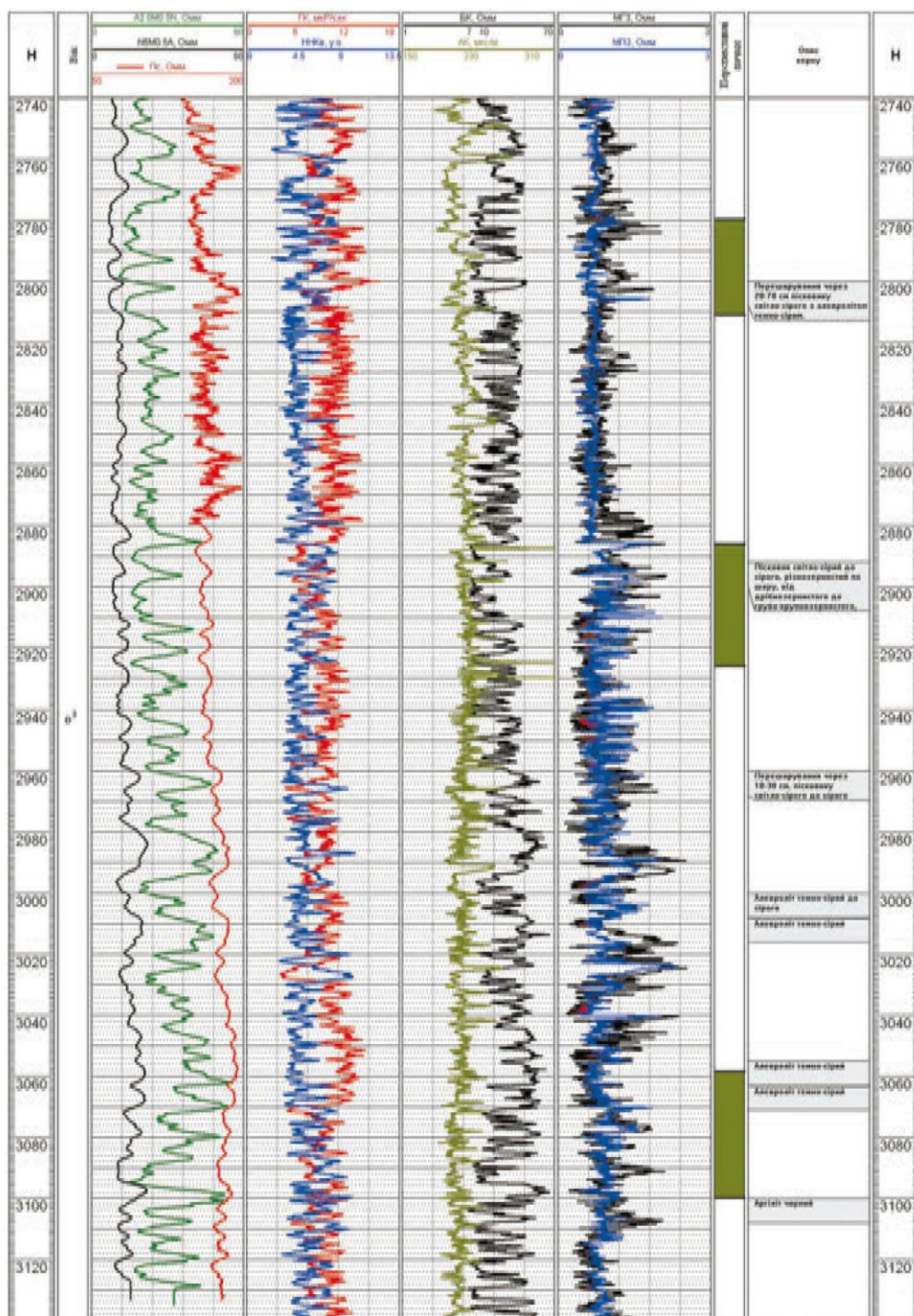


Рисунок 24 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Львівська (девонський комплекс).

на сплюснена галька темно-сірого аргіліту алевритового.

Алевроліт темно-сірий, глинистий, горизонтальношаруватої текстури. Міцність породи середня.

Середня відкрита пористість даної пачки змінюється від 5,0% до 9,0%. Проникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 40 м.

Третя – інтервал 3055-3100 м, представлена переважно алевролітами з прошарками пісковиків та аргілітів.

Алевроліт темно-сірий на глинистому цементі до глинистого, текстура субгоризонтальношарувата з елементами пологохвилястої, підкреслюється листуватими та тонкими прошарками пісковіку. У породі відзначаються дрібні вуглефіковані рослинні рештки та одиничні дзеркала ковзання. Міцність породи середня до невисокої.

Пісковик світло-сірий до сірого, різнозернистий від середньозернистого до грубо-крупнозернистого, міцноцементований карбонатно-глинистим та глинистим цементом, текстура породи невизначена. Породи середньої міцності.

Середня відкрита пористість даної пачки змінюється від 3,5% до 6,0%. Проникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 45 м.

У розрізі фаменського ярусу девону у св. № 486-Шедіївська виділяється три алевро-піщаних пачки, з якими пов'язуються перспективи пошуків газу в ущільнених породах (рисунок 25).

Перша – інтервал 3290-3350 м, представлена чергуванням пісковиків та алевролітів з незначними прошарками темно-сірих аргілітів.

Пісковики темно-сірі, від дрібнозернистих до гравелітистих, слюдисті, вапнисті. Під мікроскопом: пісковик аркозовий, різнозернистий, кластичний матеріал становить 90% (кварц – 60%, польові шпати – 30%), уламки напівкутастої форми, кородовані цементом, хлоритизованих вулканічних порід – 10%. Цемент карбонатний. Алевроліти сірі та темно-сірі, дрібнозернисті, польовошпатово-кварцові, слюдисті, з обвугленим рослинним детритом. Під мікроскопом: алевроліт, складений з дрібної луски біотиту, мусковіту – 70%, вуглистою детритом та піриту – 30%.

Середня відкрита пористість даної пачки коливається в межах від 3,0% до 7,0%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективної пачки становить 60 м.

Друга – інтервал 3460-3510 м, також представлена чергуванням пісковиків та алевролітів з незначними прошарками темно-сірих аргілітів.

Пісковики сірі та темно-сірі, від дрібнозернистих до крупнозернистих, слюдисті, аркозові, мезоміктові. Під мікроскопом: один різновид відрізняється більшою кількі-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

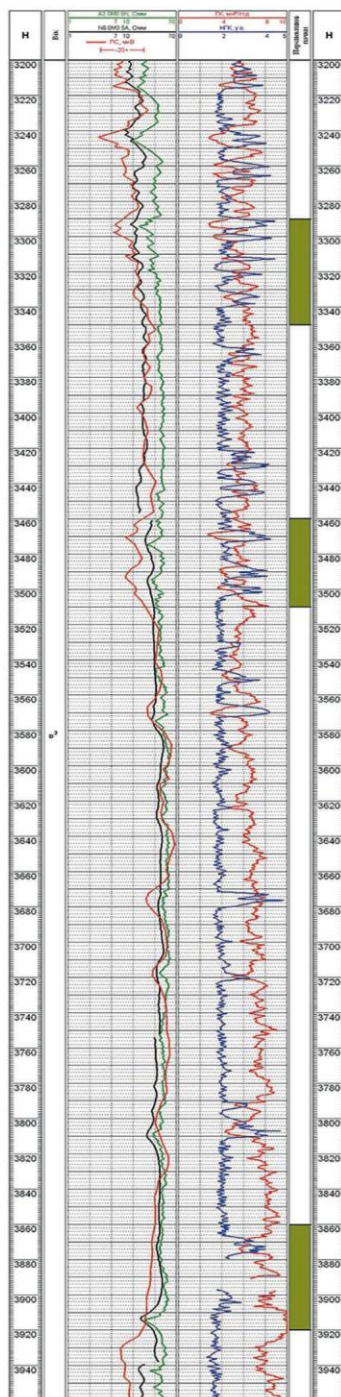


Рисунок 25 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 486-Шчидівська (девонський комплекс).

стю плагіоклазу (50%) і меншою кількістю біотиту; другий – переважанням крупно- та грубозернистого матеріалу, зерна напівобкатані. Мінералогічний склад пісковика: плагіоклазу та мікрокліну – 15%, уламки порід плагіоклазових гнейсів, мікроклінових гранітів, дрібнозернистий з поодинокими призматичними кристалами ангідриту.

Алевроліти темно-сірі до чорних, дрібно- та крупнозернисті, слюдисті, шаруваті (10° – 25°), з дрібним вуглистим детритом.

Середня відкрита пористість даної пачки змінюється від 4,0% до 6,0%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективної пачки становить 50 м.

Третя – інтервал 3860-3920 м, представлена переважно пісковиками та алевролітами з прошарками сірих аргілітів.

Пісковики чорні тонкозернисті та темно-сірі дрібнозернисті. Під мікроскопом: пісковики різнозернисті з поганим сортуванням уламків напівобкатаної форми. Мінералогічний склад: кварц та кварцитовидні породи – 50%, польові шпати (плагіоклаз, рідше мікроклін) – 40%, поодинокі уламки дрібнозернистих слюдисто-кварцевих сланців, луска біотиту. Цемент гідрослудистий з домішкою бітуму та кристалічнозернистого карбонату.

Алевроліти темно-сірі до чорних, дрібно- та крупнозернисті, слюдисті, з вуглистим детритом.

Середня відкрита пористість даної пачки змінюється від 3,0% до 7,0%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 60 м.

Разом із свердловинами, розріз яких свідчить про значні перспективи девонського комплексу для пошуків газу у щільнених порід, ряд проінтерпретованих свердловин вказує на відсутність в розрізі аналогічних нафтогазоперспективних об'єктів. В якості прикладу, наводиться розріз свердловини № 101 - Гадяцька (рисунок 26) де, по-перше, зона маловодності знаходиться значно нижче глибини 4500 м, і, по-друге, відсутні шари кондиційної товщини.

Комплексний аналіз проведених досліджень дозволив виділити для девонського комплексу дві високоперспективні зони. Так, в межах Капшинцівсько-Крем'яківської та Зачепилівсько-Кременівської перспективних зон виділено відповідно Колайдинцівська (рисунок 27) та Боярсько-Шедіївська (рисунок 28) високоперспективні зони, які характеризуються кращими властивостями, відповідно до визначених геологічних критеріїв оцінки перспектив газонасності у щільнених порід.

Загальна площа перспективної території поширення газонасних у щільнених порід у відкладах верхньодевонського комплексу становить 1150 км². Площа Боярсько-Шедіївської високоперспективної зони дорівнює – 220 км², а Колайдинцівської – 80 км².

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

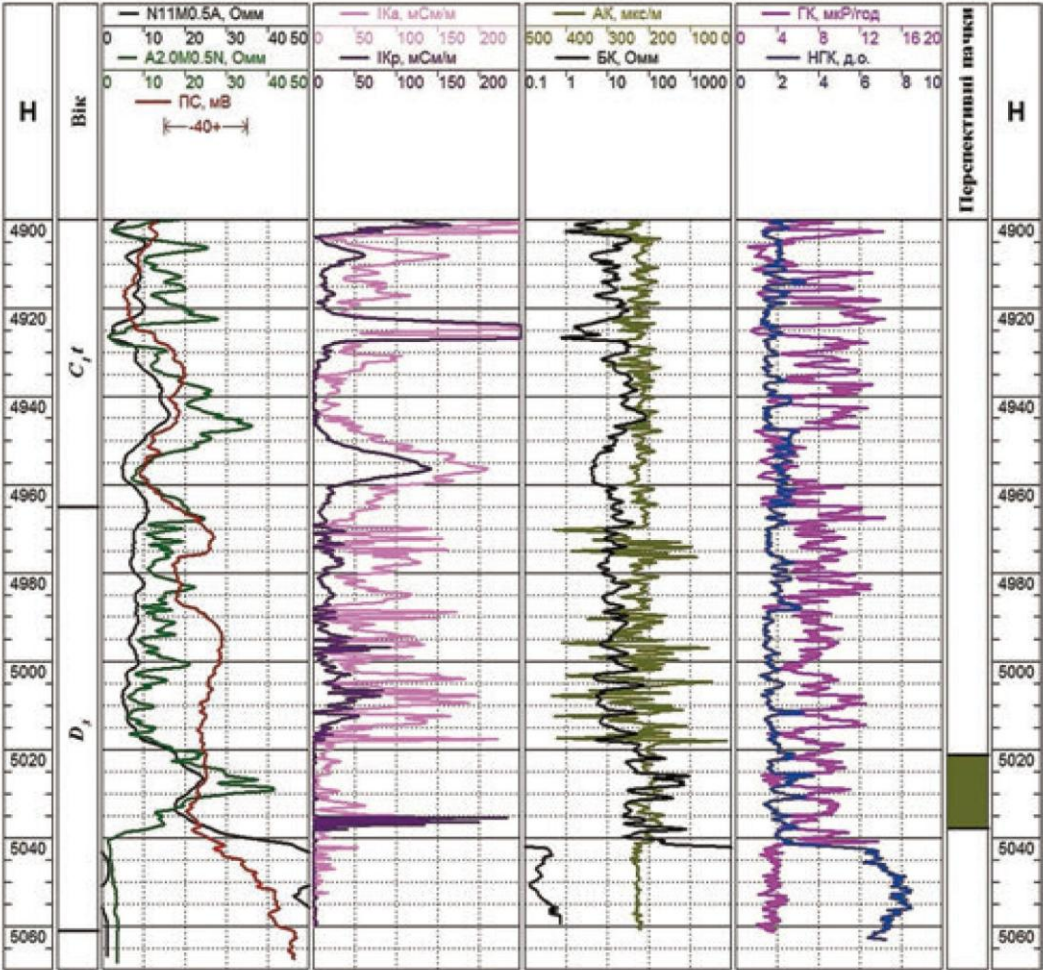


Рисунок 26 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 101-Гадіяцька (девонський комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

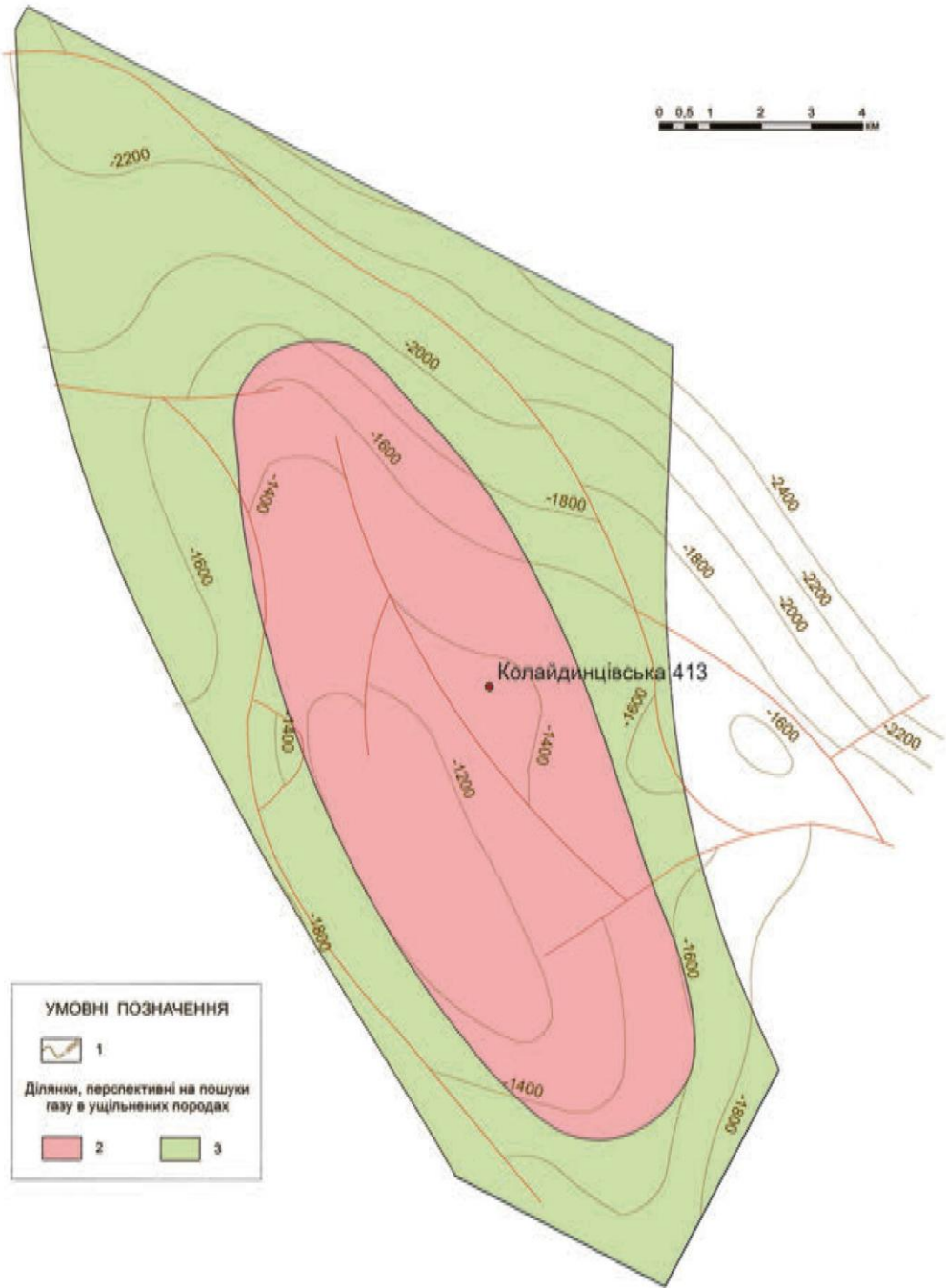


Рисунок 27 – Колайдинцівська високоперспективна зона. 1 - ізогіпси покрівлі D; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 2 - високоперспективна, 3 - перспективна.

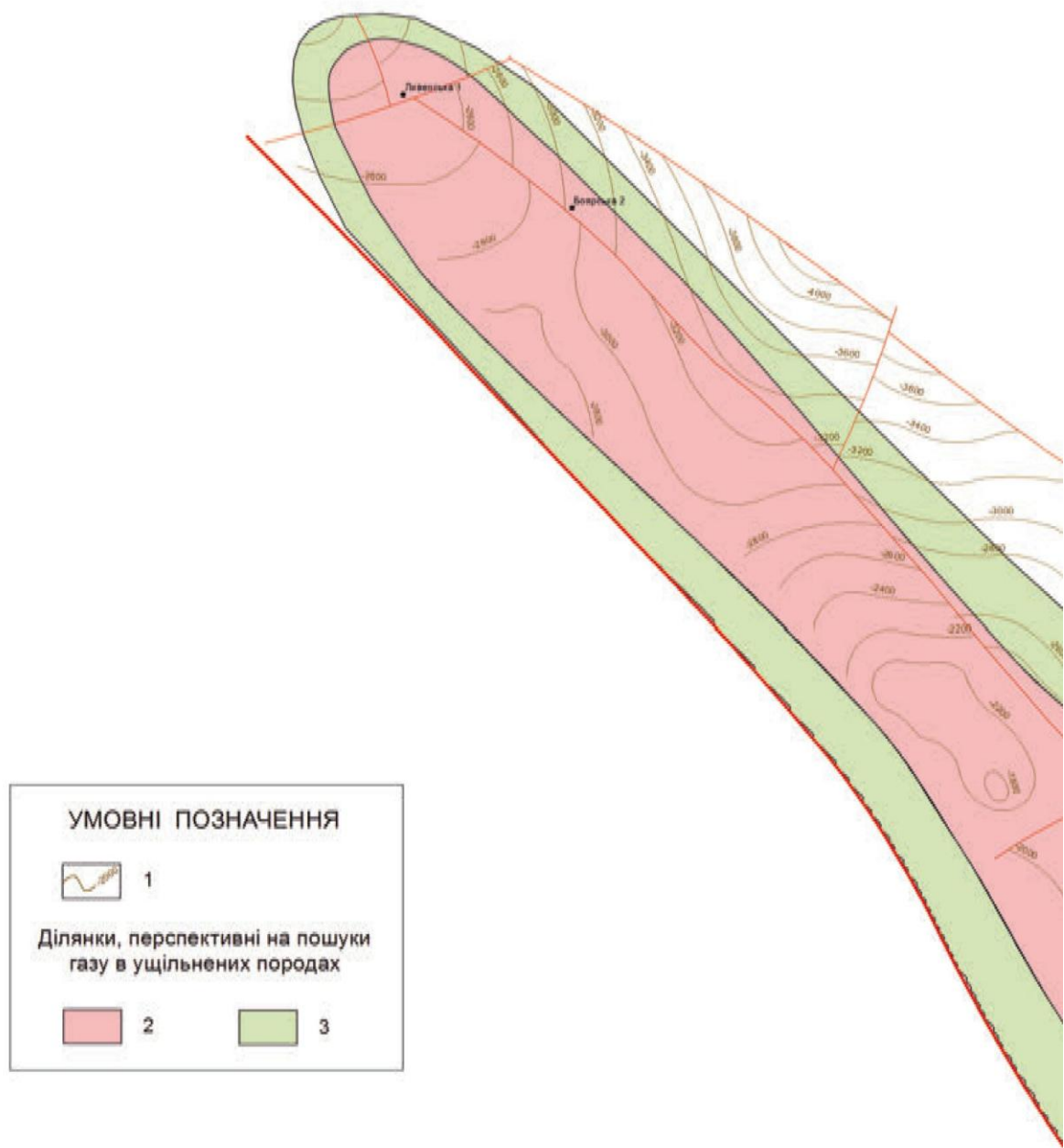
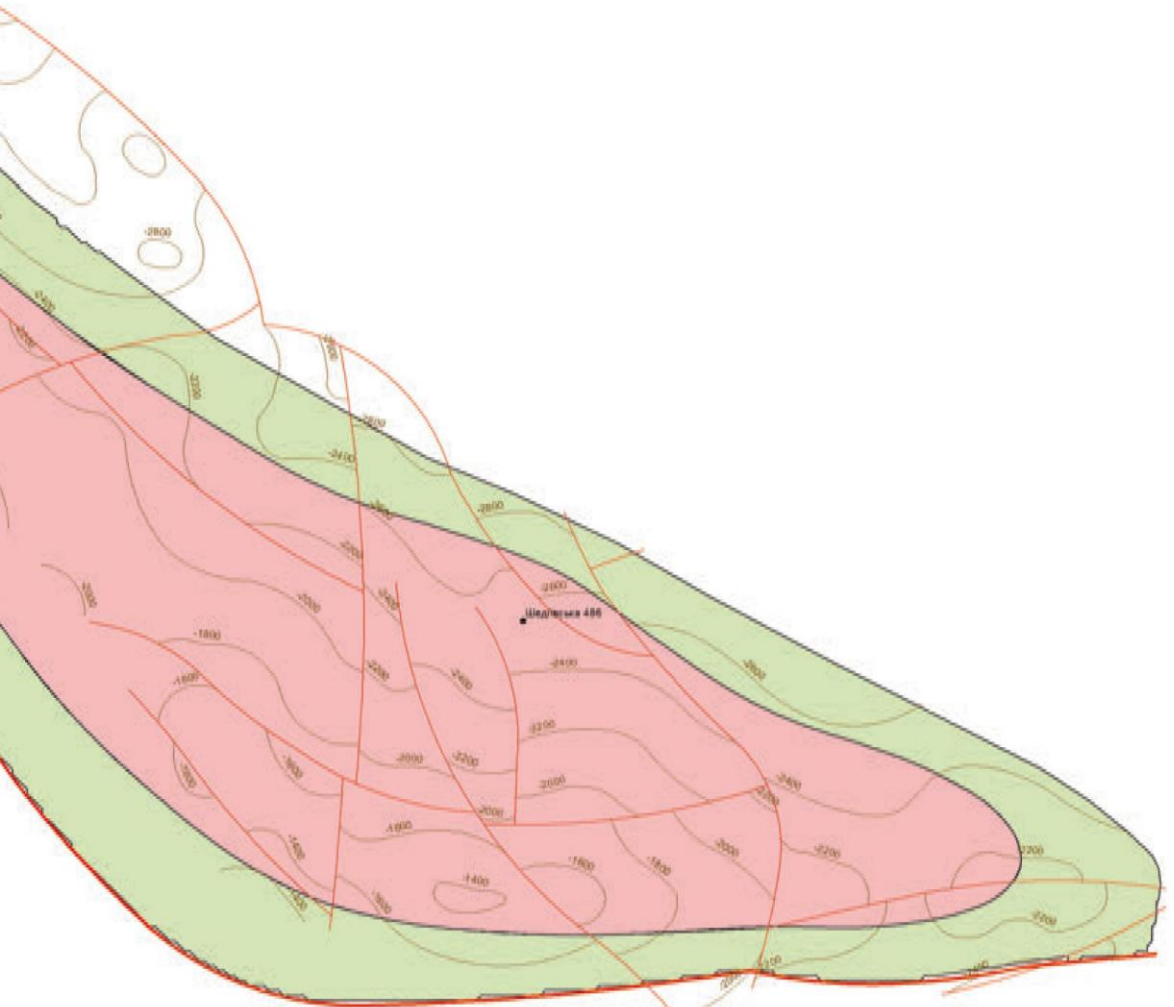


Рисунок 28 – Боярсько-Шедіївська високоперспективна зона. 1 - ізогіпси покрівлі D; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених породах: 2 - високоперспективна, 3 - перспективна.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



Нижньокам'яновугільний комплекс

У нижньокам'яновугільному комплексі перспективні товщі приурочені до верхньовізейського під'ярусу та серпуховського ярусу. На основі аналізу характеру геологічної будови нижньокам'яновугільного комплексу, відповідного літологічного складу порід з кондиційними товщинами, ступеня катагенетичних перетворень порід та розповсюдження зони маловодності виділено дві перспективні зони: Західно-Солохівсько-Матвіївська та Новогригорівсько-Близнюківська (рисунок 29). Решта території, яка виділена за дослідженнями розповсюдження зони маловодності, за рахунок літологофаціальної мінливості відкладів, незначних за товщиною прошарків або у деяких випадках близьких до некондиційних інших значень, розглядається як умовно перспективна.

Нижче наведена детальна характеристика Західно-Солохівсько-Матвіївської та Новогригорівсько-Близнюківської зон, які можуть бути перспективними на пошуки газу в ущільнених породах нижнього карбону.

Західно-Солохівсько-Матвіївська перспективна зона розташована у центральній частині присьової зони западини в межах Солохівсько-Диканського валу.

Перспективні товщі у цій зоні приурочені до верхньовізейського під'ярусу. Вони представлені пачками пісковиків та алевролітів з незначними прошарками темно-сірих аргілітів.

Алевроліти переважно темно-сірі до чорних, слюдисті, хвилястошаруваті, іноді з дзеркалами ковзання, міцні, з залишками обвугленого рослинного детриту.

Пісковики від світло-сірих до сірих, тонкозернисті та дрібнозернисті, переважно кварцові, слюдисті, міцноцементовані, шаруваті, з вуглистими примазками.

Середня відкрита пористість алевро-піщаних порід на даній ділянці змінюється від 4% до 6%, катагенетична перетвореність органічної речовини даних відкладів відповідає стадії МК₃ (Ж).

Товщина перспективних пачок коливається в межах від 50 м до 80 м. Глибина їх залягання на цій ділянці від 4000 м до 4400 м.

Схема кореляції прогнозних ущільнених газонасичених порід в межах Західно-Солохівсько-Матвіївської перспективної зони наведена на рисунку 30.

Наприклад, у св. № 129-Опішнянська (інтервал 4322-4374 м) авторами визначена пачка порід, яка представлена переважно алевролітами та пісковиками з незначними прошарками аргілітів (рисунок 31).

Алевроліти темно-сірі до чорних, вуглисті, хвилястошаруваті, часто з дзеркалами ковзання, сильно тріщинуваті, багаточисельні тріщини загіпсовані.

Пісковики від світло-сірих до сірих, тонкозернисті, сильнослюдисті, з вуглистими примазками та збагаченими рослинним детритом від дрібнорозсіяного до крупних фрагментів листя та стебелів.

Відкрита пористість порід даної пачки змінюється від 3% до 8%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина даної перспективної пачки становить 52 м.

Іншим прикладом може бути св. № 106 - Західносолохівська (рисунок 32). Тут, у відкладах верхнього візе автори виділяють досить потужну алевро-піщану товщу (інтервал 4234-4280 м) складену чергуванням пісковиків та алевролітів з незначними (до 2-3 м) прошарками темно-сірих аргілітів.

Алевроліти темно-сірі, хвилястошаруваті, міцні, щільні, слюдисті, з залишками обвугленого рослинного детриту.

Пісковики від світло-сірих до сірих, тонкозернисті та дрібнозернисті, слюди-сто-кварцові, міцноцементовані, шаруваті, часто зі стілолітами.

Відкрита пористість порід даної пачки змінюється від 3% до 7%. Проникність змінюється від 0,01 мД до 2,69 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина даної перспективної пачки становить 46 м.

За результатами проведених досліджень, в межах Західносолохівсько-Матвіївської перспективної зони виділяється Солохівсько-Опшнрянська високоперспективна ділянка.

Новогригорівсько-Близнюківська зона розташована в південній приборто-вій зоні південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини.

Перспективні товщі у цій зоні приурочені до верхньовізейського під'ярусу та серпуховського ярусу.

Верхньовізейський під'ярус

Перспективні пачки представлені пакетами пісковиків та алевролітів з прошарками темно-сірих аргілітів.

Алевроліти переважно темно-сірі, глинисті, слюдисті, з вуглефікованим рослинним детритом.

Пісковики від сірих до темно-сірих, від дрібнозернистих до крупнозернистих, переважно дрібно-середньозернисті, іноді вапнисті, слюдисті, з домішкою алевроитового матеріалу, міцні.

Відкрита пористість пісковиків даної пачки змінюється від 3% до 10%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективних пачок коливається в межах від 30-40 м до 70 м. Глибина їх залягання у цій зоні від 3300 м до 4000 м.

Прикладом може бути св. № 623-Катеринівська (рисунок 33). У ній автори виділяють дві товщі, що можуть бути перспективними на пошуки газу у щільних породах.

Перша (інтервал 3560-3600 м) представлена переважно алевролітами та пісковиками з незначними прошарками аргілітів (до 1-2 м).

Алевроліти темно-сірі, глинисті, слюдисті, з вуглефікованим рослинним детри-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
 УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
 НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

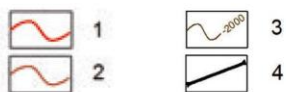


Рисунок 29 – Карта якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід нижньокам'яновугільного комплексу. 1 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС; 2 - границя зчленування ДДЗ та ДСС; 3 - ізогіпси покрівлі C_{1s} ; 4 - лінія геологічного профілю; території перспективні на пошуки газу в ущільнених породах: 5 - високоперспективні, 6 - перспективні, 7 - умовно перспективні; 8 - територія з глибинами залягання нижньокам'яновугільних відкладів більше 4,5 км.

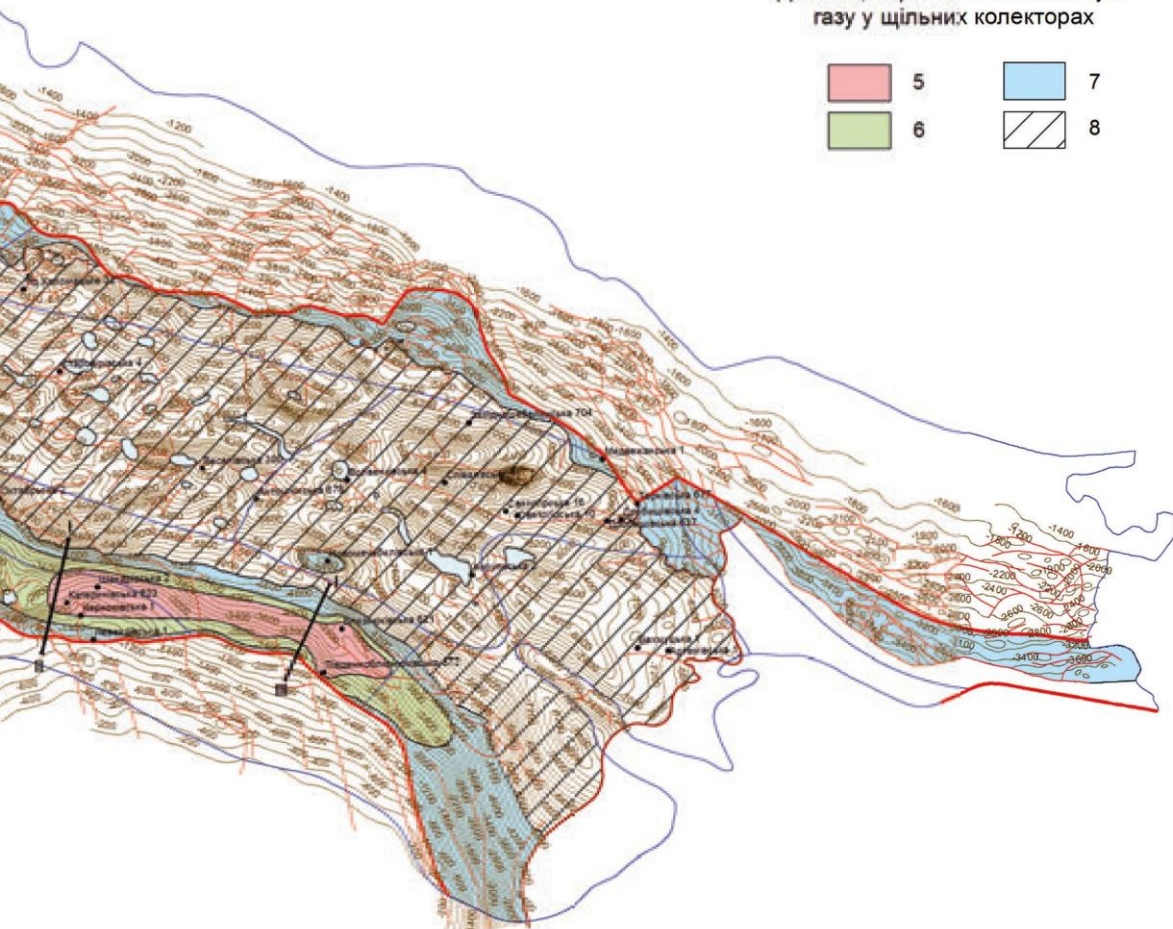
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Ділянки, перспективні на пошуки газу у щільних колекторах



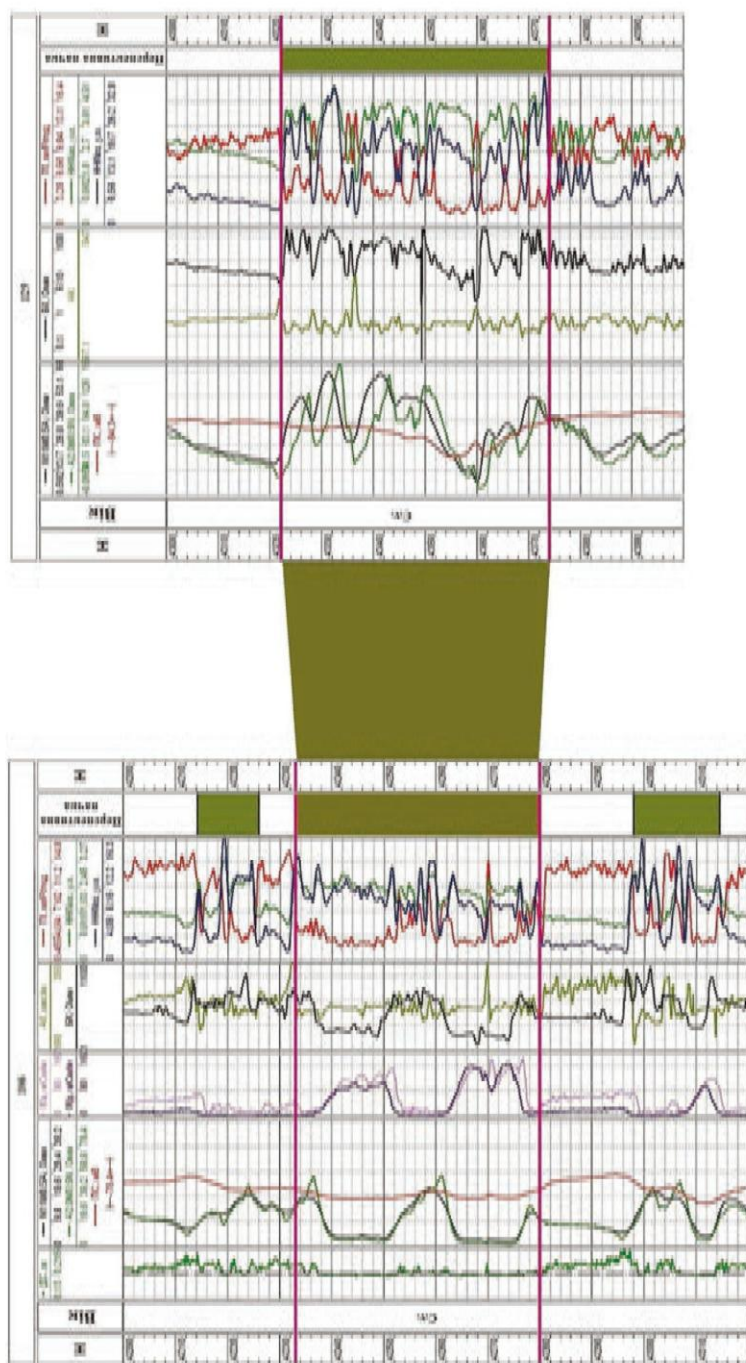


Рисунок 30 — Схема кореляції прогнозних ущільнених газонасичених порід в межах
Західносолохівсько-Матвіївської перспективної зони
(свердловини № 106 Західносолохівська-№ 129 Опішнянська).

РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

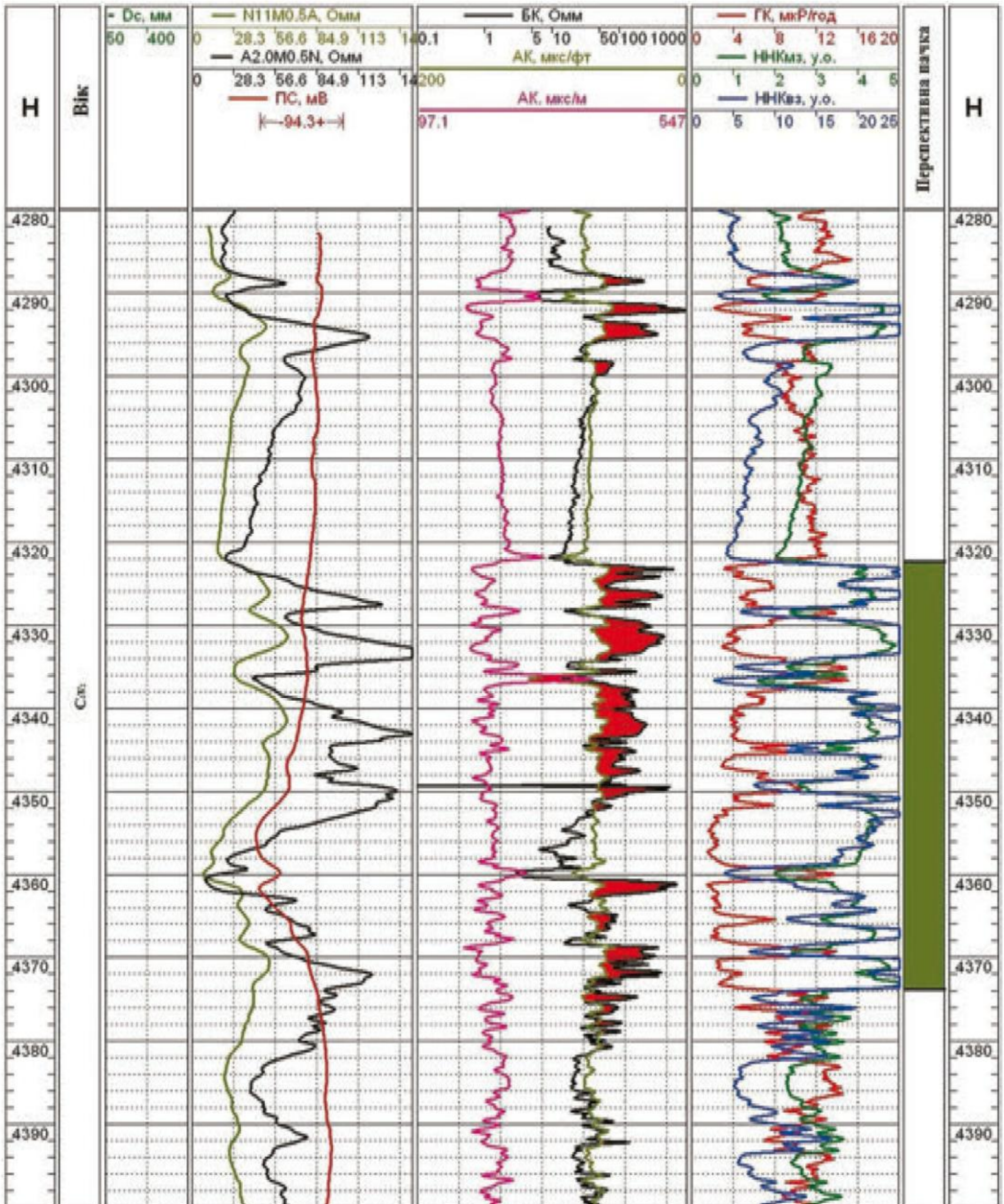


Рисунок 31 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 129-Опішнянська (нижнякоам'яновугільний комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

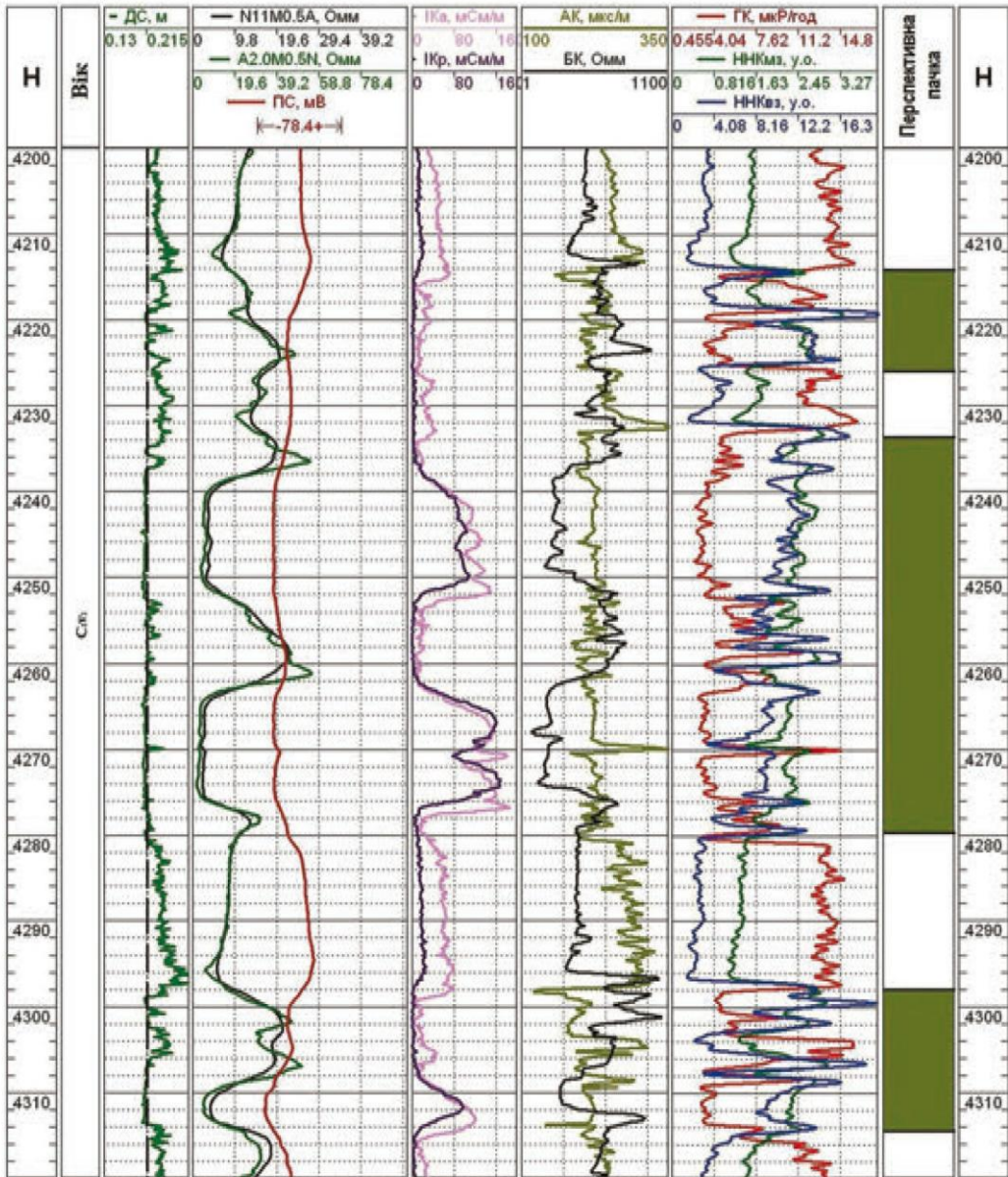


Рисунок 32 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 106-Західносолохівська (нижньокам'яновугільний комплекс).

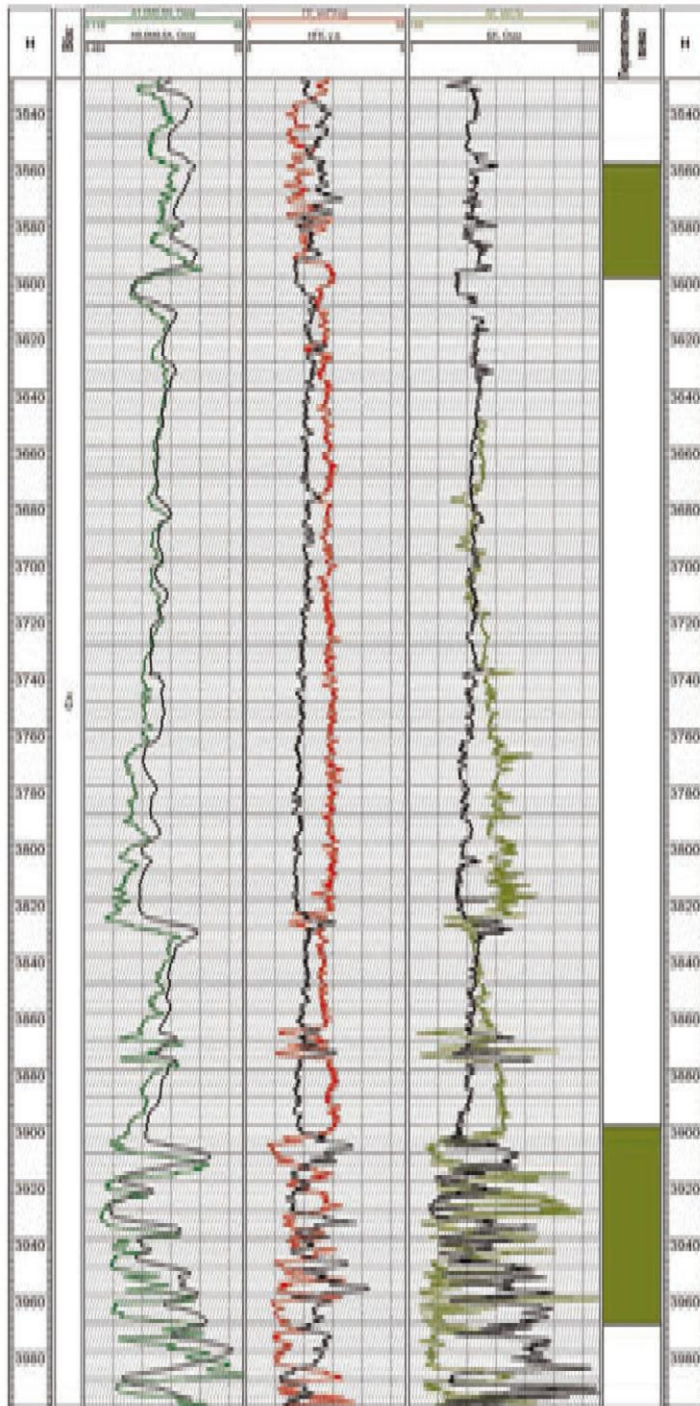


Рисунок 33 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 623-Катеринівська (нижньокам'яновугільний комплекс).

том, по якому розвинутий дрібнокристалічний пірит. Під мікроскопом: алевроліт гідрослюдисто-кварцовий, уламкова частина породи складена кутастими уламками кварцу (90%) та дрібнолускуватої гідрослюди. Цемент слюдисто-глинистий з епізодичними включеннями кальциту. Текстура порід шарувата за рахунок чергування більш і менш алевритових прошарків.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, вапнисті, дуже міцні, зі значною домішкою алевритового матеріалу.

Під мікроскопом: пісковики мезоміктовий, дрібнозернистий з карбонатним цементом. Теригенний матеріал складає 75-80% породи, зерна напівобкатані, для них характерне конформне зчленування. У складі уламкової частини переважає кварц (до 75%). Окрім нього, серед уламків зустрічаються плагіоклази, уламки кварцитів, аргілітів, алевролітів. Цемент контактово-поровий, кальцитовий за складом. Окрім карбонатного матеріалу, у цементі присутній каолінит. З акцесорних мінералів у породі відмічені циркон, лейкоксен, анатаз. Спостерігаються дрібні обвуглені рослинні рештки та криноїдний детрит.

Відкрита пористість пісковиків даної пачки змінюється від 3% до 7%. Газопроникність змінюється від 0,001 мД до 0,014 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина даної перспективної пачки становить 40 м.

Друга (інтервал 3900-3970 м) також представлена чергуванням пісковиків та алевролітів з незначними (до 1-2 м) прошарками темних аргілітів.

Алевроліти темно-сірі, глинисті, слюдисті, з вуглефікованим рослинними рештками.

Пісковики сірі, дрібно-середньозернисті, слюдисті, середньої міцності. Під мікроскопом: пісковики дрібнозернистий. Уламкова частина складається з напівобкатаних зерен кварцу (до 70%), польових шпатів, уламків кременистих та кварцитовидних порід. Цемент – порового та контактово-порового типу, за складом глинистий та глинисто-слюдистий, ділянками – карбонатний. Присутні дрібні обвуглені рослинні рештки.

Відкрита пористість пісковиків даної пачки змінюється від 4% до 6%. Газопроникність змінюється від 0,001 мД до 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина даної перспективної пачки становить 70 м.

В свердловині №1 Керносівська (рисунок 34) у відкладах візейського ярусу в інтервалі глибин 2997-3286 м виділяються 3 пачки, представлені ущільненими породами. Перша пачка представлена алевро-піщаними породами, заглинизованими пісковиками, незначними прошарками глини і виділяється в інтервалі 2997-3049,5 м. Загальна товщина першої пачки становить 52,5 м. Друга пачка загальною товщиною 13 м виділяється в інтервалі 3153-3166 м і представлена нерівномірно глинистими ущільненими пісковиками та алевролітами. Третя пачка виділяється в інтервалі

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

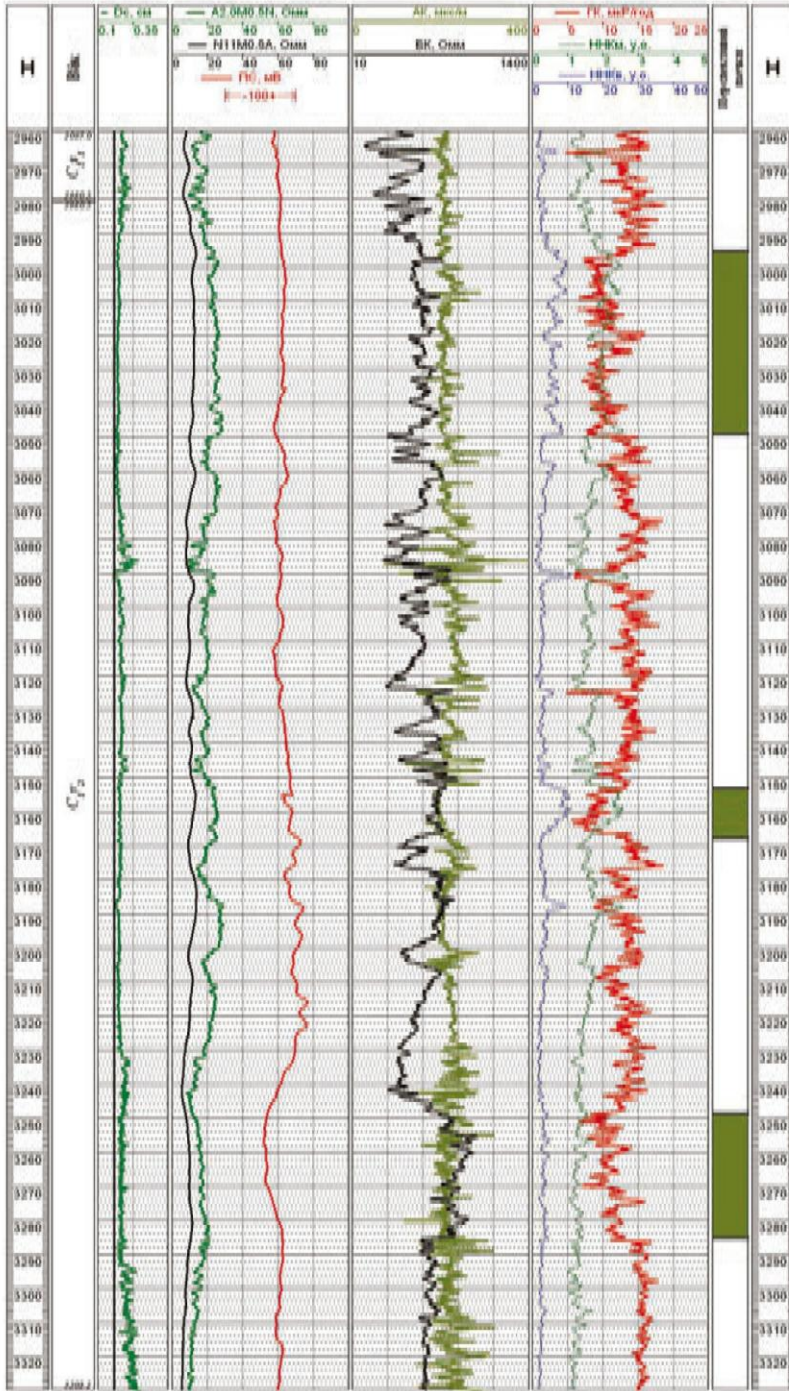


Рисунок 34 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Керносівська (нижньокам'яновугільний комплекс).

3249-3286 м із загальною товщиною 37 м. Вона представлена алевро-піщаними пластами з прошарками глини.

У розрізі св. № 672-Південно-Близняківська авторами виділяється алевро-піщана пачка (інтервал 3843-3925 м), яка може бути перспективною на пошуки газу в ущільнених колекторах (рисунок 35). Вона складена переважно пісковиками з незначними прошарками алевролітів та аргілітів.

Алевроліти темно-сірі, міцні, слабовапнисті, тонкошаруваті, з вуглефікованими рослинними рештками.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, алевритові, вапнисті, дуже міцні. Під мікроскопом: пісковик дрібнозернистий, поліміктовий. Складений переважно кварцом – 50-60%, уламками порід (кременисті, глинисті) – 20-25%, слюдами (біотит і мусковіт) – 15%, плагіоклазами – 3-5%. Зерна кутасті та напівобкатані. Акцесорні мінерали – циркон і апатит.

Відкрита пористість пісковиків даної пачки змінюється від 4% до 6%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина даної перспективної пачки становить 82 м.

Серпуховський ярус

Перспективні пачки серпуховського віку представлені пакетами пісковиків і алевролітів з незначними прошарками темно-сірих аргілітів (до 5 м).

Алевроліти переважно від сірих до темно-сірих та майже чорних, глинисті, слюдисті, щільні, з вуглефікованими рослинними рештками.

Пісковики від сірих до темно-сірих, дрібнозернисті, глинисті, міцні.

Відкрита пористість порід даної пачки змінюється від 4% до 8%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК_{2,3}. Товщина перспективних пачок коливається в межах від 50 м до 100 м. Глибина їх залягання у даній зоні змінюється від 3500 м до 3800 м.

Досить цікавим прикладом поширення товщ, перспективних на пошуки газу ущільнених порід у візейських і серпуховських відкладах, є розріз свердловини №2- Шандрівська (рисунок 36). Тут, в інтервалі глибин 3648,5-4154 м виділяються 3 пачки, представлені нерівномірно глинистими ущільненими пісковиками та алевролітами. Перша пачка виділяється в інтервалі 3648,5-3675 м. Загальна її товщина становить 26,5 м. Друга пачка загальною товщиною 24,5 м виділяється в інтервалі 3925-3949,5 м. Третя виділяється в інтервалі 4116-4154 м, її загальна товщина 38 м.

Прогнозне поширення перспективних на газ ущільнених порід схематично показано на рисунках 37, 38.

У розрізі св. № 621-Близняківська авторами виділяється алевро-піщана пачка (інтервал 3590-3685 м), яка може бути перспективною на пошуки газу в ущільнених колекторах (рисунок 39).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

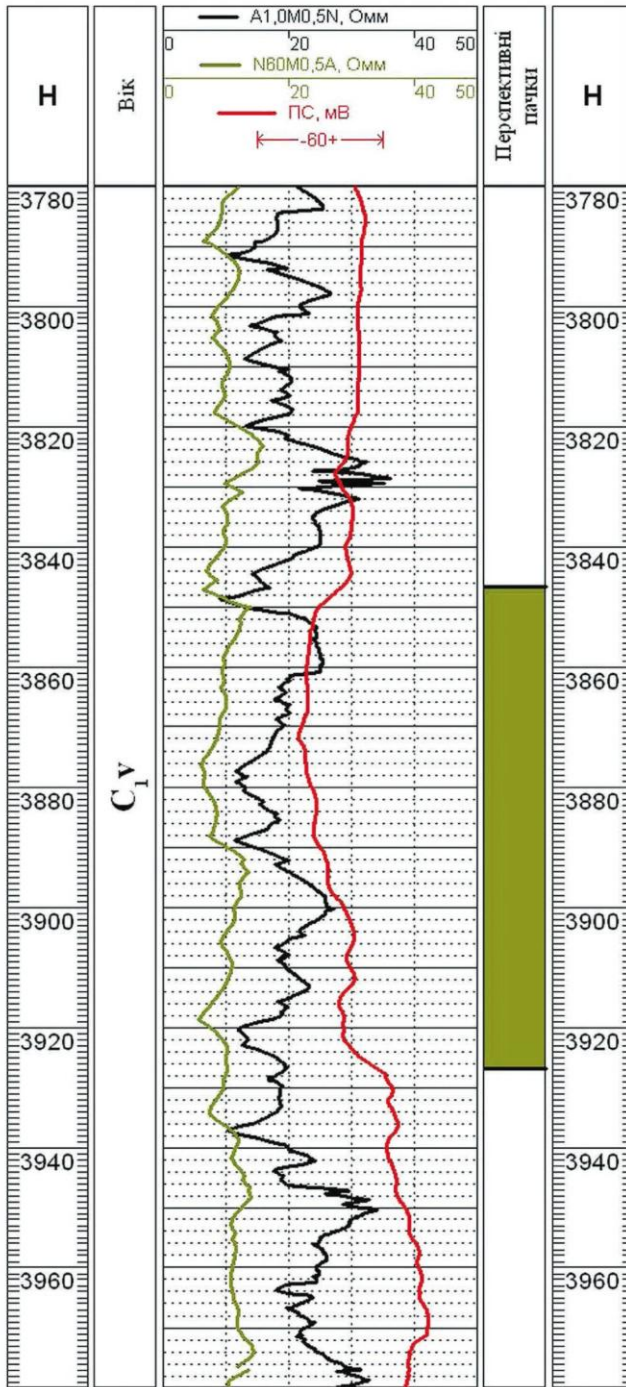


Рисунок 35 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 672-Південно-Близнюківська (нижняокам'яновугільний комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

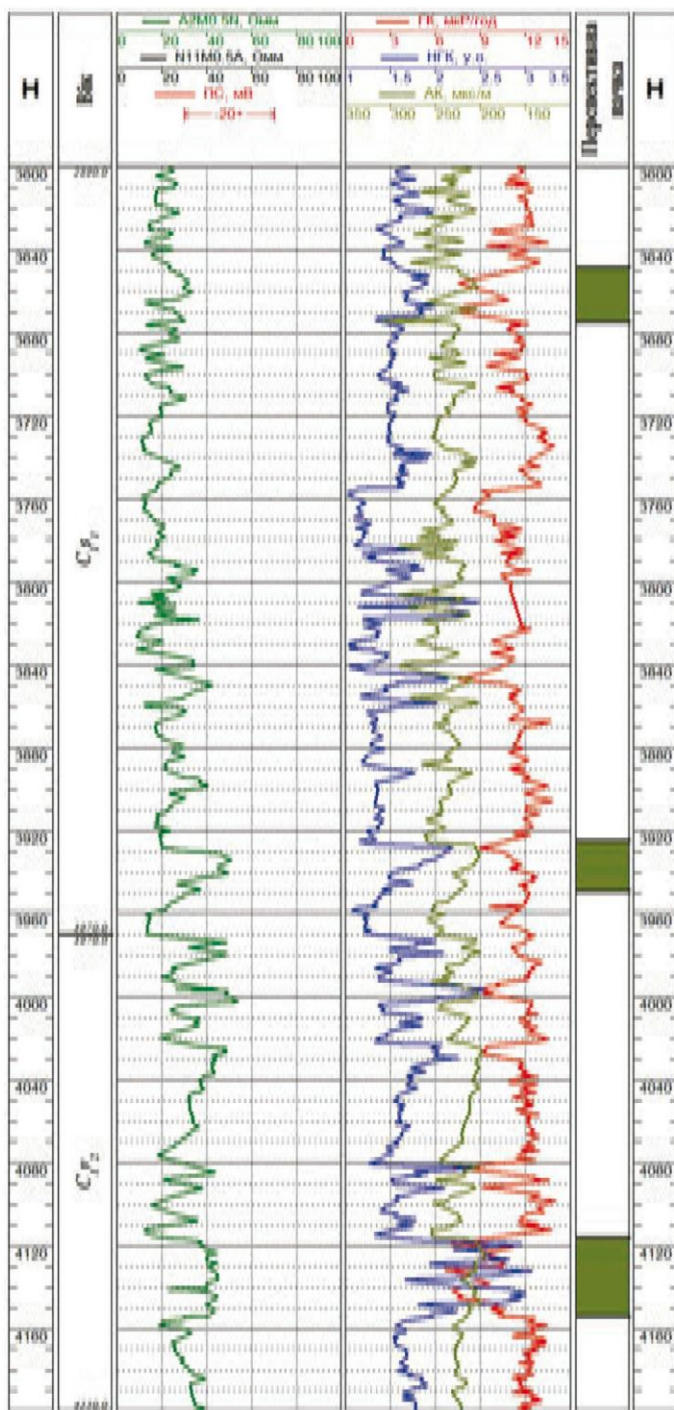


Рисунок 36 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Шандрівська (нижньокам'яновугільний комплекс).

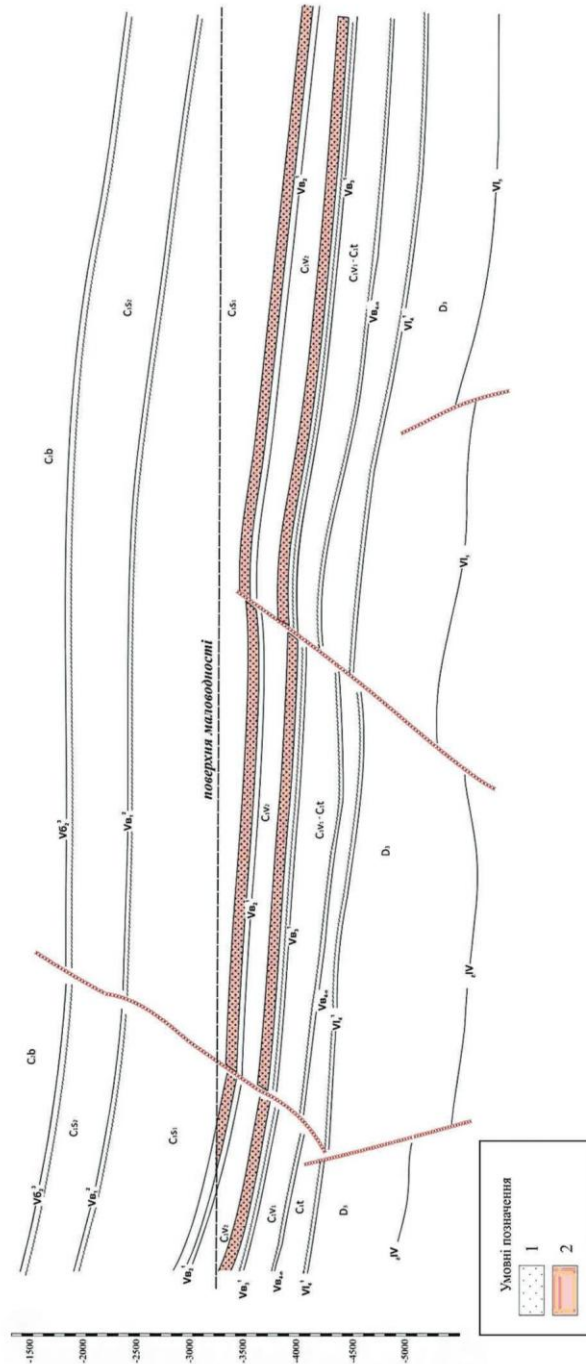


Рисунок 37 - Прогнозне поширення перспективних на газ ущільнених порід в межах західної частини Новогригорівсько-Близнюківської перспективної зони (профіль І-ІІ на рис. 29).
 1 - пісковики та алевроліти, 2 - ущільнені породи, перспективні на пошуки газу.

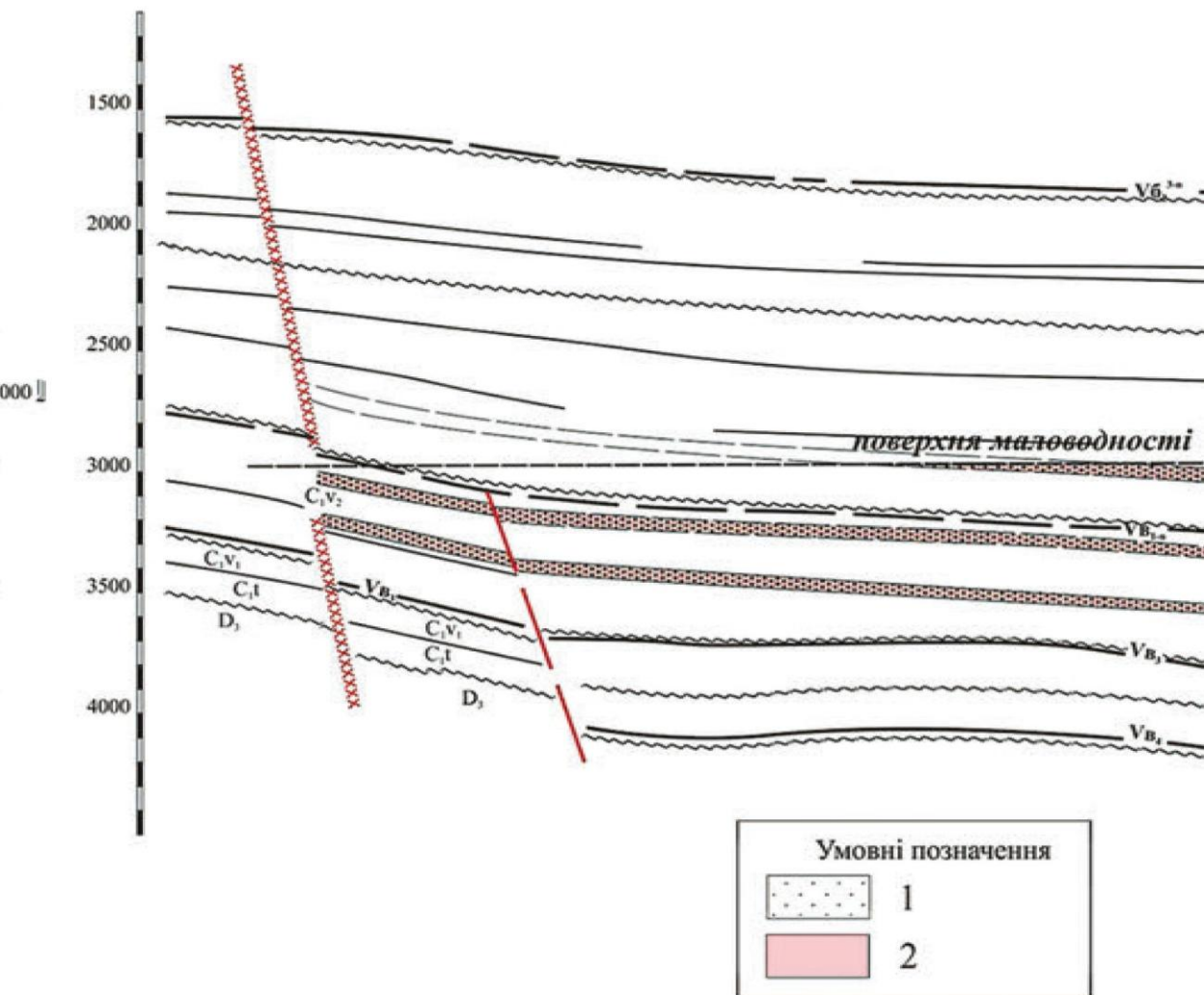
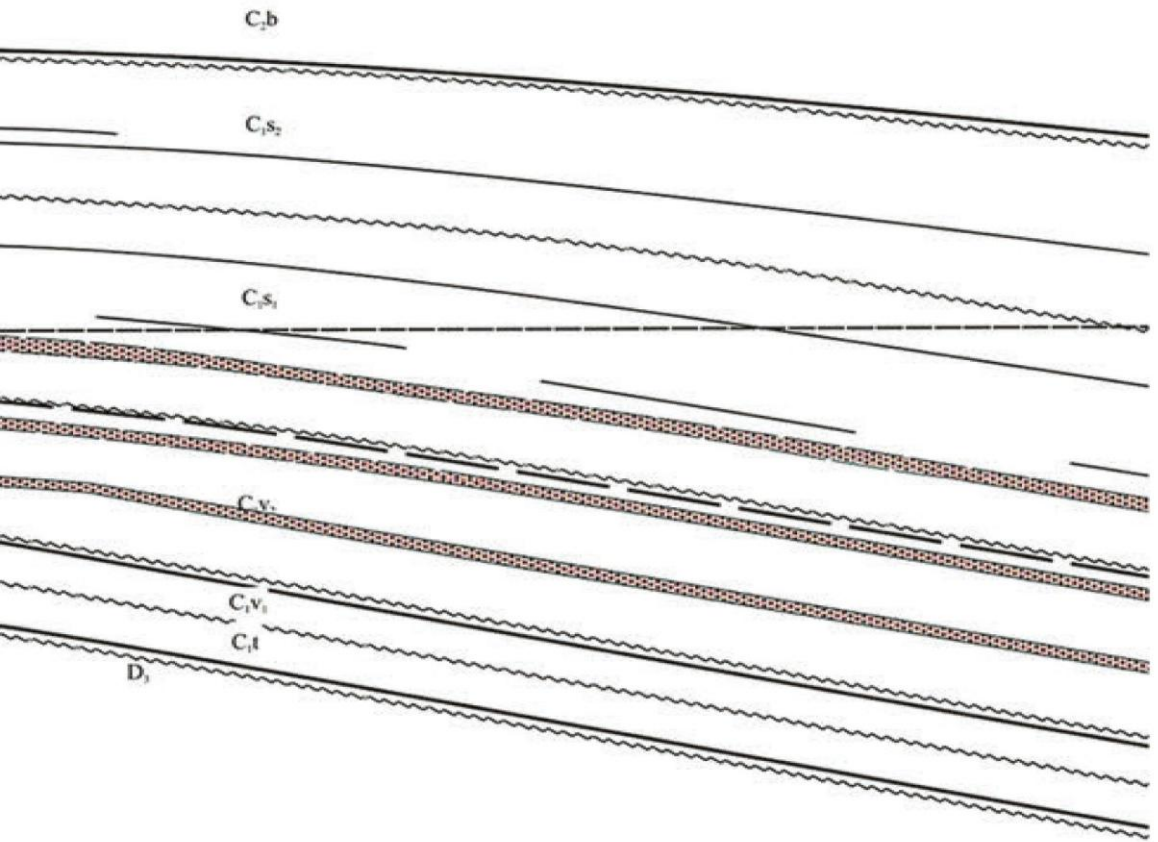


Рисунок 38 – Прогнозне поширення перспективних на газ ущільнених порід в межах східної частини Новогригорівсько – Близнюківської перспективної зони (профіль І-ІІ на рис. 29).
 1 – пісковики та алеволіти, 2 – ущільнені породи, перспективні на пошуки газу.



РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

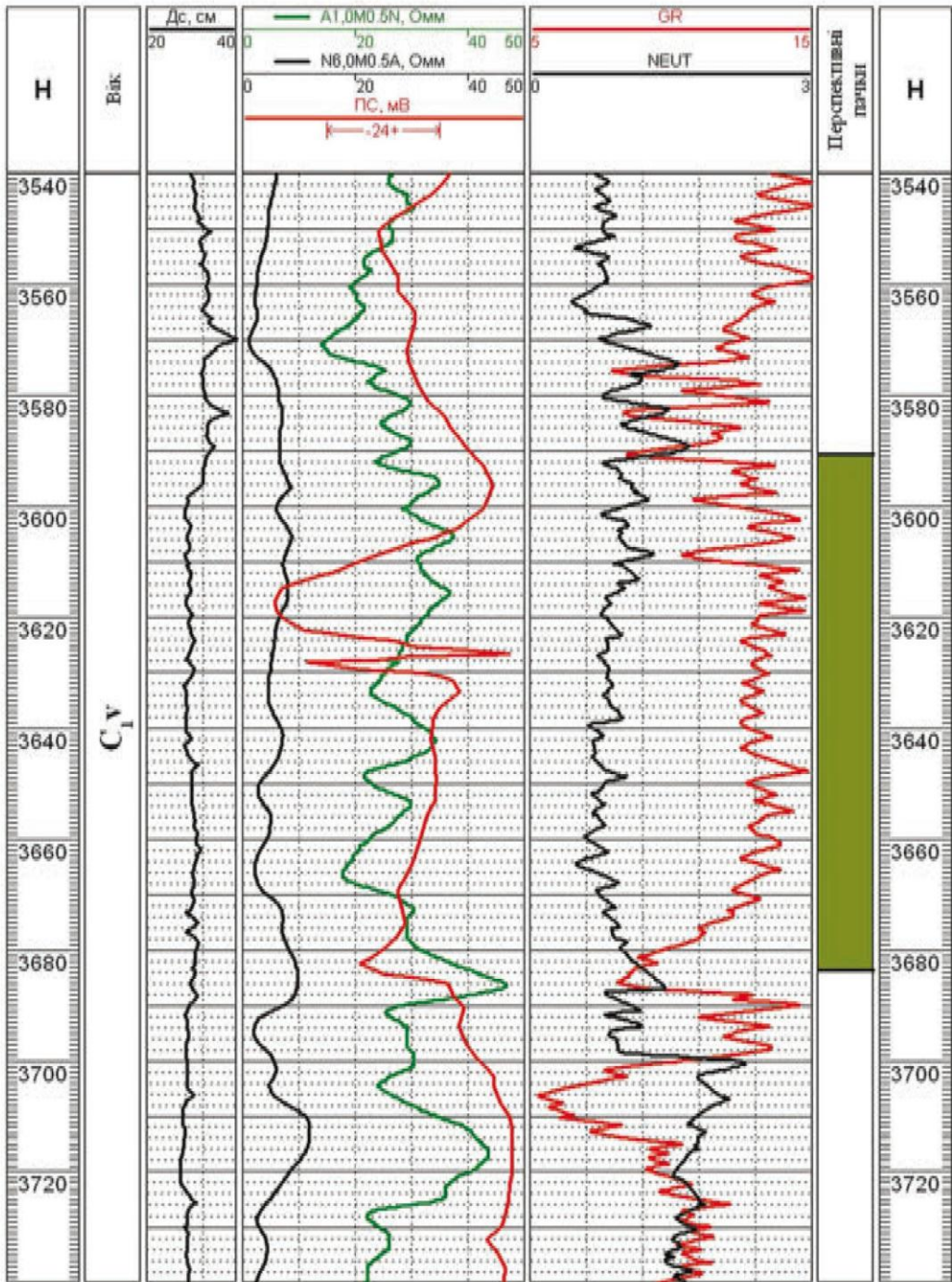


Рисунок 39 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 621-Близнюківська (нижньокам'яновугільний комплекс).

Вона представлена переважно алевролітами з прошарками пісковиків та з незначними прошарками аргілітів (до 5 м).

Алевроліти темно-сірі, майже чорні, глинисті, слюдисті, з включеннями вуглефікованих рослинних решток. Порода досить щільна. Під мікроскопом: алевроліти піщанисті та піщано-глинисті, мезоміктові, міцноцементовані з псаміто-алевролітовою структурою та хаотичною текстурою. Склад уламкової частини — мезоміктовий (слюдисто-кварцовий) з незначною домішкою плагіоклазів та уламків кременистих порід. Зерна кутасті та напівобкатані.

Цемент карбонатно-гідрослюдистий порового, а іноді базального типу. Спостерігаються скупчення вуглистого детриту, за якими розвинений пірит.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, глинисті. Під мікроскопом: пісковик дрібнозернистий з карбонатним та карбонатно-глинистим цементом. Порода міцноцементована за рахунок карбонатів. Структура алевро-псамітова, у складі уламків переважає кварц — 75-80%, інші уламки представлені слюдами, плагіоклазами, уламками кременистих порід і кварцитів. Слюди часто хлоритизовані. З акцесорних мінералів відмічені циркон, турмалін, апатит, лейкоксен, анатаз.

Цемент поровий, за складом — анкеритовий. Присутні скупчення вуглистого піритизованого детриту, стяжіння сидериту.

Відкрита пористість порід даної пачки змінюється від 3,5% до 6,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК_{2,3}. Товщина даної перспективної пачки становить 95 м.

Комплексний аналіз проведених досліджень дозволив виділити для нижньокам'яновугільного комплексу дві високоперспективні зони. Так, в межах Ново-григорівсько-Близнюківської та Західно-солохівсько-Матвіївської перспективних зон виділено відповідно Катеринівсько-Близнюківську (рисунок 40) та Солохівсько-Опішнянську (рисунок 41) високоперспективні зони, які за визначеними геологічними критеріями оцінки перспектив газоносності ущільнених порід характеризуються найкращими властивостями.

Загальна площа перспективної території поширення газоносних ущільнених порід у відкладах нижньокам'яновугільного комплексу становить близько 4880 км².

Площа Катеринівсько-Близнюківської високоперспективної зони дорівнює 1060 км², а Солохівсько-Опішнянської — 860 км².

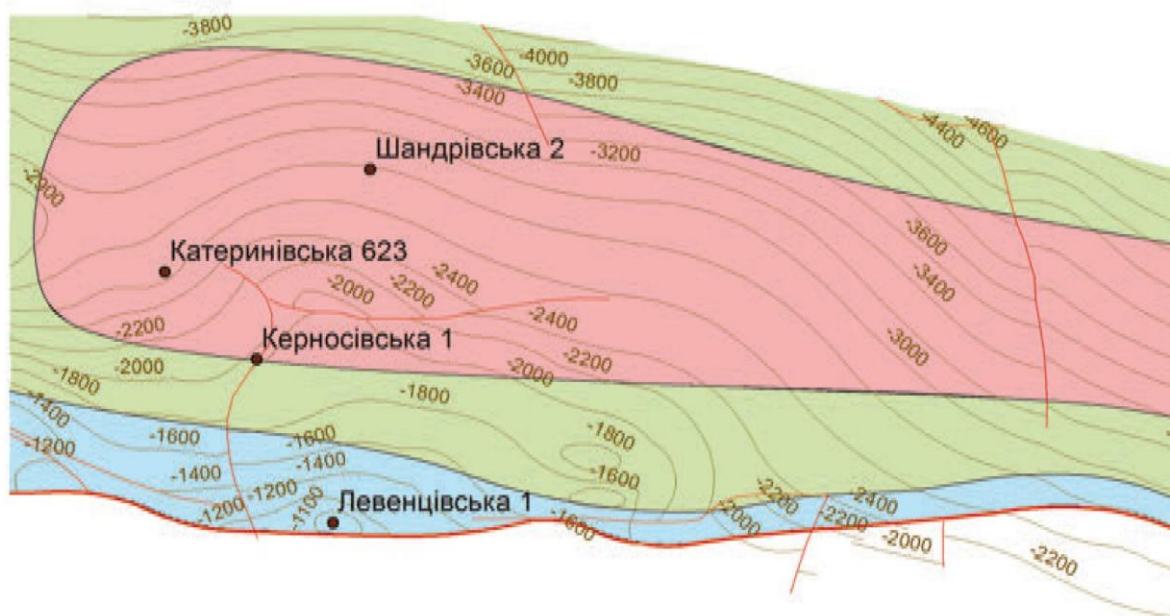
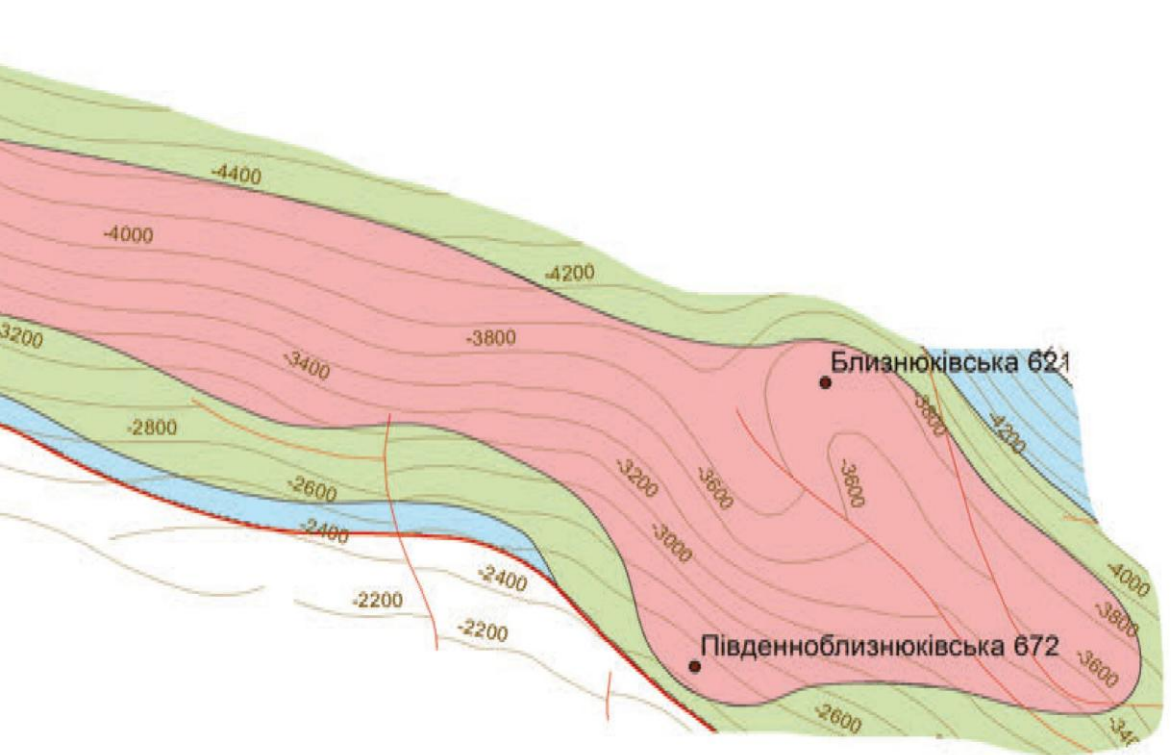


Рисунок 40 – Катеринівсько-Близнюківська високоперспективна зона.
 1 – ізогіси покривлі C_{1S_1} ; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 3 – високоперспективна, 4 – перспективна.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

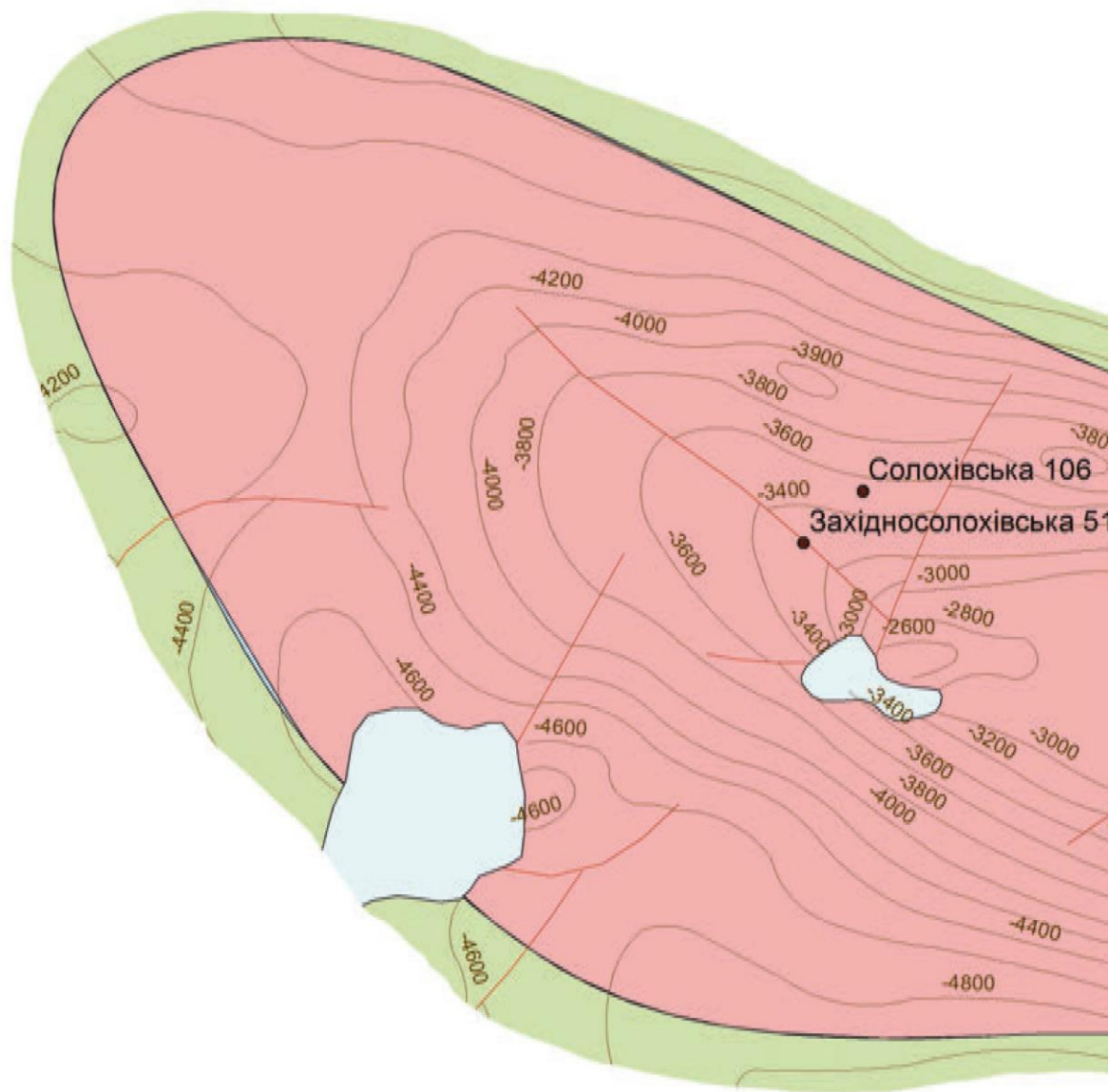
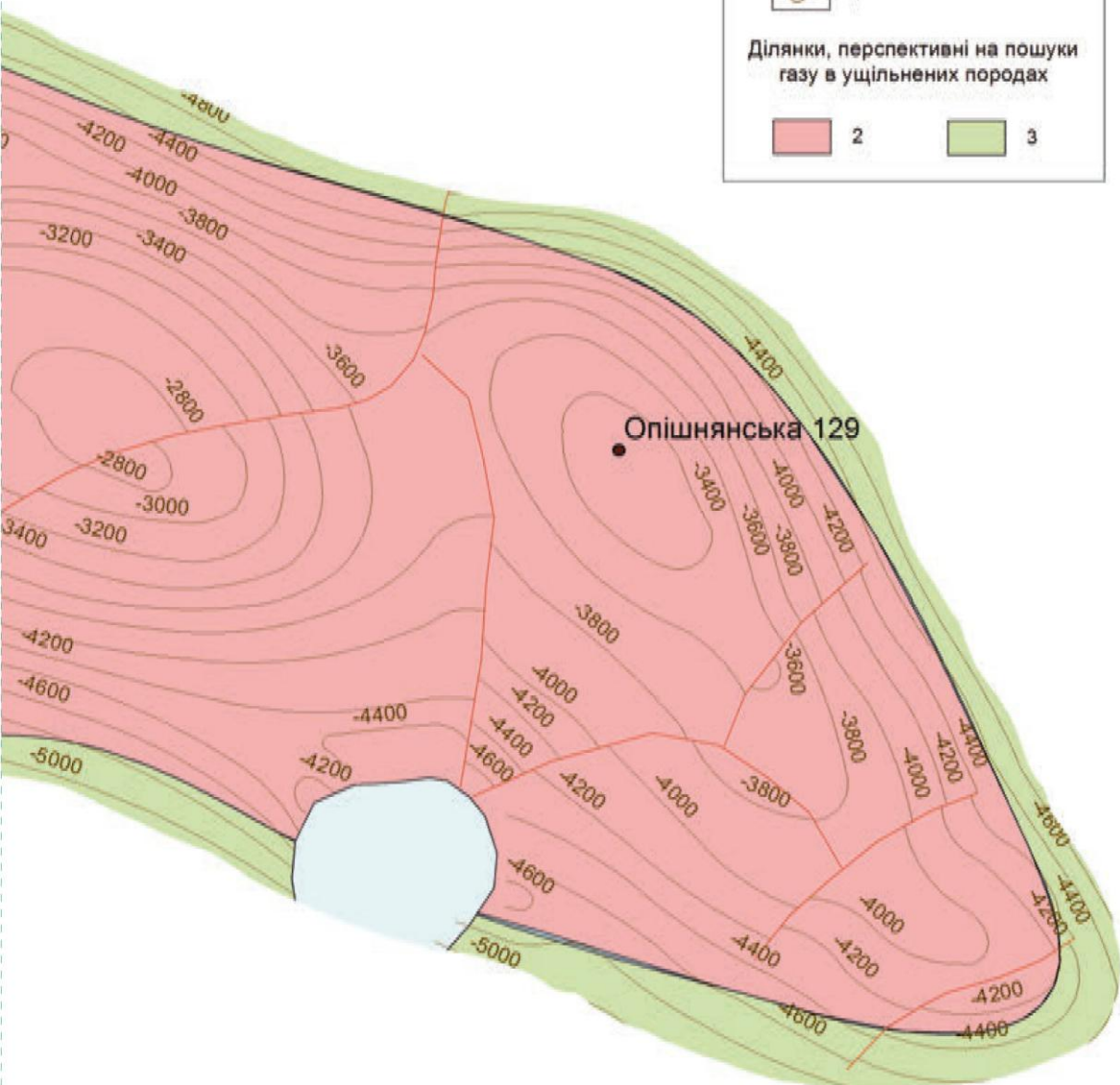
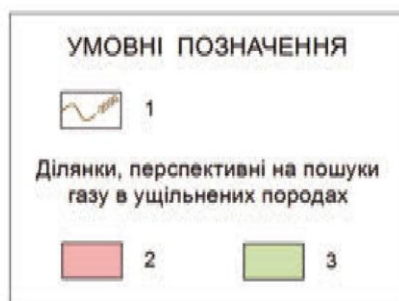


Рисунок 41 – Солохівсько-Опішнянська високоперспективна зона. 1 - ізогіпси покрівлі C_{1S} ; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 3 - високоперспективна, 4 - перспективна.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ
УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



Середньокам'яновугільний комплекс

У середньокам'яновугільному комплексі перспективні товщі приурочені до башкирського та московського ярусів. На основі аналізу характеру геологічної будови середньокам'яновугільного комплексу, відповідного літологічного складу порід з кондиційними товщинами, ступеня катагенетичних перетворень порід та розповсюдження зони маловодності виділена одна величезна за розмірами перспективна зона – Веселівсько-Артемівська (рисунком 42). Облямовуюча її територія, що виділялася за маловодністю, в першу чергу за рахунок незначних за товщиною прошарків розглядається як умовно перспективна.

Нижче наведена детальна характеристика Веселівсько-Артемівської зони, яка може бути перспективною на пошуки газу в ущільнених породах середнього карбону.

Веселівсько-Артемівська перспективна зона розташована в південно-східній частині западини, її східна границя контактує із Донецькою складчастою спорудою.

Башкирські перспективні пачки у даній зоні представлені переважно пісковиками або алевролітами з незначними прошарками темно-сірих алевритистих аргілітів.

Алевроліти від сірих до темно-сірих, глинисті. Текстура пологохвилястошарувата з елементами дрібнолінзоподібної. Міцність породи висока.

Пісковики переважно від сірих до світло-сірих, різнозернисті: від крупнозернистих до середньо-дрібнозернистих, міцноцементовані глинистим, меншою мірою залізисто-карбонатним цементом. Текстура косошарувата.

Відкрита пористість порід коливається в межах від 3,5% до 8,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективних пачок змінюється від 30 м до 100 м. Глибина їх залягання коливається в межах від 2600 м до 3900 м.

Прикладом може бути св. № 2-Корульська, у розрізі башкирського ярусу якої виділяються 4 перспективних пачки (рисунком 43).

Перша (інтервал 2600-2735 м) представлена пісковиком світло-сірим до сірого, грубо-крупнозернистим, ділянками гравелітовим, поліміктовим. Пісковик міцноцементований глинистим, меншою мірою залізисто-карбонатним цементом. Текстура косошарувата, проявлена нечітко.

Шаруватість орієнтована під кутом 25-30° до вісі керна і фіксується за численними тонкими прошарками пісковика, що містить дещо більшу кількість, ніж оточуюча порода, глинистого матеріалу. Порода міцна, щільна, тріщинуватість не відзначається. Відкрита пористість цього пісковика змінюється від 4,5% до 7,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективної пачки становить 135 м.

Друга (інтервал 2875-2970 м) представлена пісковиками, гравелітами та алевро-

літами, з прошарком (до 10 м) темно-сірого алевритистого аргіліту.

Пісковики представлені декількома різновидами:

- пісковик сірий до світло-сірого, крупно-грубозернистий, гравелітовий. Міцно зцементований глинистим, меншою мірою залізисто-карбонатним цементом. Текстура косошарувата, підкреслюється нечисленними листуватими прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу, а також орієнтуванням видовжених гравійних часток і дрібної гальки. Шаруватість утворює кут з віссю зерна 5-20°. У породі відзначаються поодинокі крутопадаючі тріщини. Міцність породи середня;
- пісковик сірий до світло-сірого, дрібно-середньозернистий, міцнозцементований глинистим, меншою мірою залізисто-карбонатним і, можливо, регенераційно-кварцовим цементом. Текстура практично не проявлена, косошарувата. Орієнтування прошарку пісковика, збагаченого вуглисто-слюдисто-глинистим матеріалом, становить 5° до вісі зерна. У породі відзначаються різнонаправлені тріщини, що розколюють зерн навпіл. Порода міцна, щільна.

Гравеліт піщанистий, сірий, гравійні уламки складені переважно кварцом і уламками аргілітів. Текстура косошарувата, проявлена нечітко. У низу і верху шару відзначаються не дуже чітко виражені контакти звище – і нижче залягаючими шарами пісковика. Контакти орієнтовані приблизно під кутом 30° до вісі зерна. Порода міцна, щільна.

Алевроліт сірий до темно-сірого, глинистий. Текстура пологохвилястошарувата з елементами дрібнолінзовподібної, шаруватість орієнтована під кутом 0-5° до вісі зерна, підкреслюється наявністю тонких та листуватих глинистих прошарків і лінз. Зрідка у породі зустрічаються дрібні конкреції прихованокристалічного піриту. Міцність породи висока.

Середня відкрита пористість порід цієї пачки змінюється від 4,5% до 7,0-7,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 95 м.

Третя (інтервал 3070-3110 м) представлена переважно алевролітами з незначними прошарками пісковика.

Алевроліт сірий до темно-сірого, глинистий. Текстура пологохвилястошарувата з елементами дрібнолінзовподібної, шаруватість орієнтована під кутом 0-5° до вісі зерна, підкреслюється наявністю тонких та листуватих глинистих прошарків і лінз. Зрідка у породі відзначаються дрібні конкреції прихованокристалічного піриту. Міцність породи висока.

Відкрита пористість алевроліту в середньому становить 5,5-6,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 40 м.

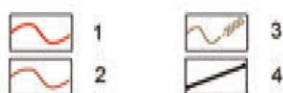


Рисунок 42 – Карта якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід середньокам'яновугільного комплексу. 1 – границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС, 2 – границя зчленування ДДЗ та ДСС, 3 – ізогіпси покрівлі S_2m , 4 – лінія геологічного профілю; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 5 – високоперспективні, 6 – перспективні, 7 – умовноперспективні, 8 – територія з глибинами залягання перспективних відкладів більше 4,5 км.

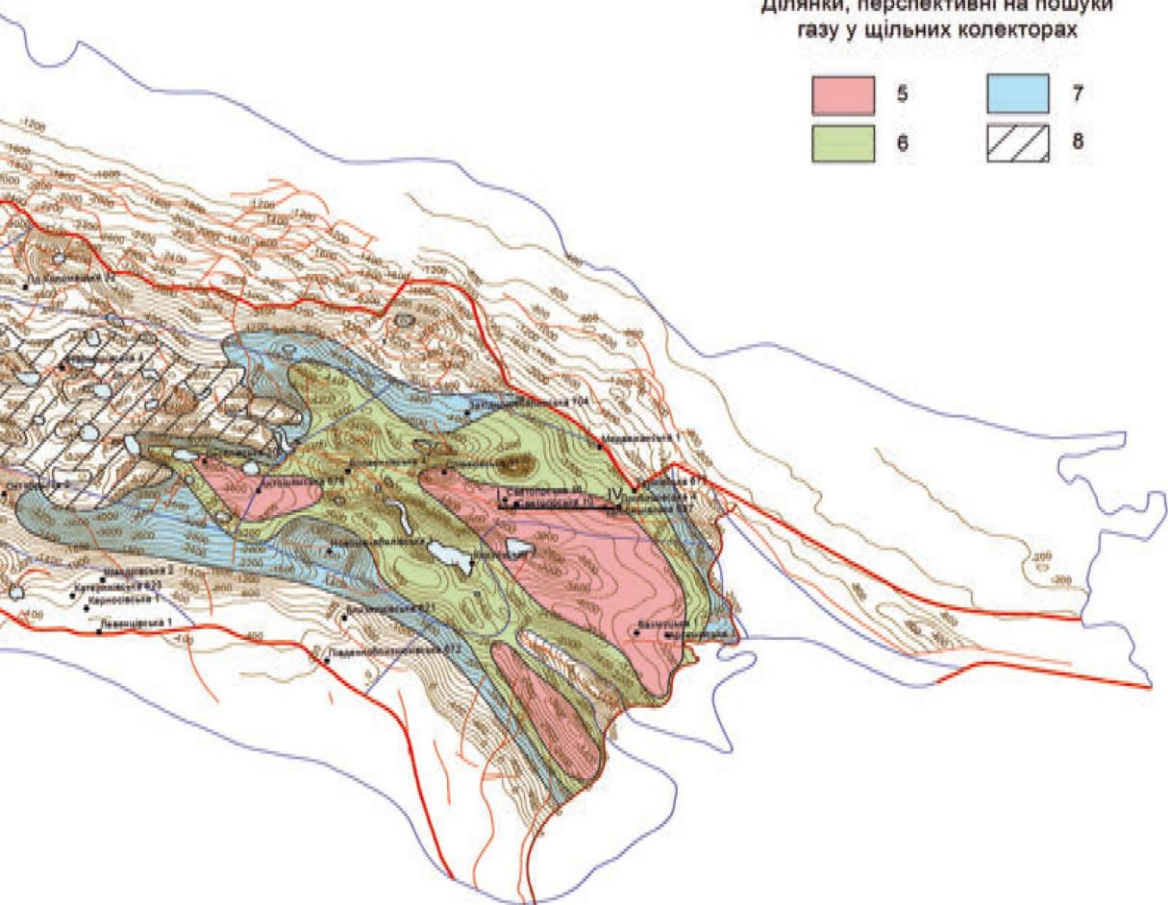
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Ділянки, перспективні на пошуки газу у щільних колекторах



РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

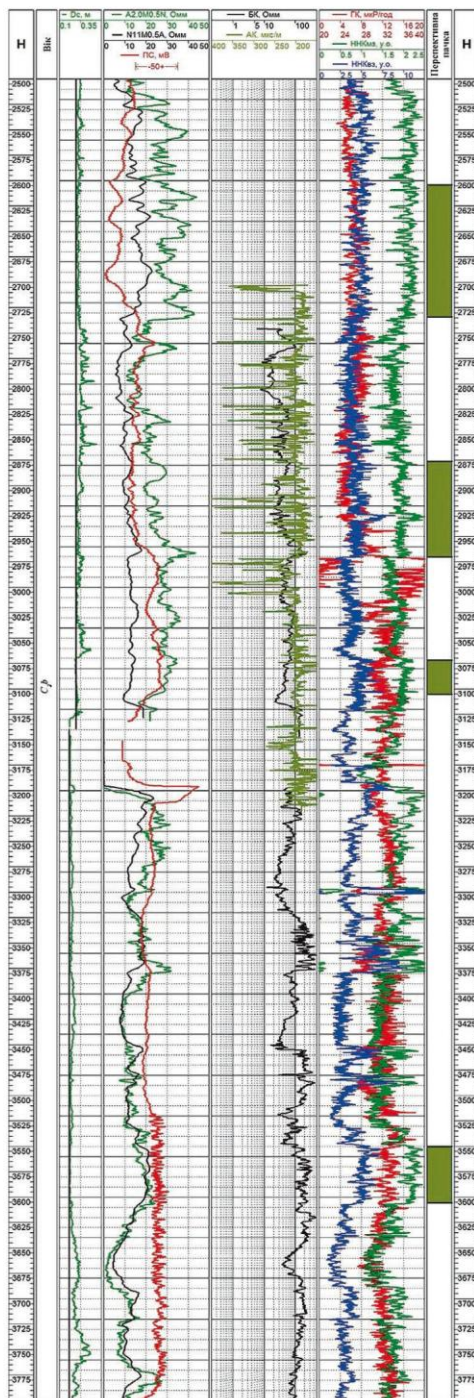


Рисунок 43 - Геолого-геофізичний планшет свердловини № 2-Корувльська (середньокам'яновугільний комплекс).

Четверта (інтервал 3550-3605 м) також представлена переважно алевролітами з прошарками пісковику.

Алевроліт сірий, глинистий, місцями до пісковика тонкозернистого. Текстура пологахвилястошарувата, шаруватість орієнтована під кутом 0-5° до вісі керна, підкреслюється наявністю тонких та листуватих глинистих прошарків і лінз. Зрідка у породі зустрічаються дрібні конкреції прихованокристалічного піриту та поодинокі тріщини, що заповнені доломітом. Міцність породи висока.

Відкрита пористість алевроліту в середньому становить 5,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 55 м.

Всв. №1-Медвежанська (рисунок 44) у башкирських відкладах (інтервал 3780-3990 м) спостерігається товща порід, що представлена чергуванням пісковиків та алевролітів, з незначними (до 3-5 м) прошарками темнокольорових аргілітів.

Алевроліт темно-сірий, тонкослюди́стий, міцно зцементований, з вуглистим детритом та тонкою шаруватістю під кутом 70-75°. Під мікроскопом: уламки середньо відсортовані, переважно кутасті, частково кородовані. Склад переважно кварцовий. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит. Спостерігається велика кількість дрібного вуглисто детриту. Цемент (~ 20-42%): карбонатно (~ 1-2%) гідрослюди́стий порово-базального типу.

Пісковик темно-сірий, середньо-дрібнозернистий, алевритовий, полімікто́вий, дуже міцний, з тонкою, місцями лінзовидно-хвилястою шаруватістю під кутом 40-45°, дрібним вуглистим детритом, тріщинами за нашаруванням. Цемент слюди́сто-карбонатно-глинистий. Під мікроскопом: уламки середньовідсортовані, кутасті та напівобкатані, часто кородовані. Склад: кварц – 50%, польові шпати – 12-15%, слюди – 5-8%, уламки порід – 25-32% (сланці, гнейси, кремені, кварцити та інші). Акцесорні мінерали – циркон, рутил. Рудні мінерали – лейкоксен, пірит. Цемент (10-14%) полімінеральний: слюди́сто- (1-2%) карбонатно- (3-4%) глинистий плівково-порового типу, спостерігаються безцементні контакти.

Середня відкрита пористість порід даної пачки змінюється від 5% до 7%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК_{2,3}. Товщина перспективної товщі становить 150 м.

Перспективні пачки московського ярусу представлені переважно пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів.

Алевроліти переважно сірі, дрібнозернисті, глинисті, слюди́сті, з горизонтально-хвилястою шаруватістю, міцнозцементовані, зустрічається рослинний детрит.

Пісковики переважно від сірих до темно-сірих, слюди́сті, алевритисті, дрібно-тонкозернисті, полімікто́ві, горизонтально-шаруваті, щільні, міцні.

Середня відкрита пористість алевро-піщаних порід коливається в межах від

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

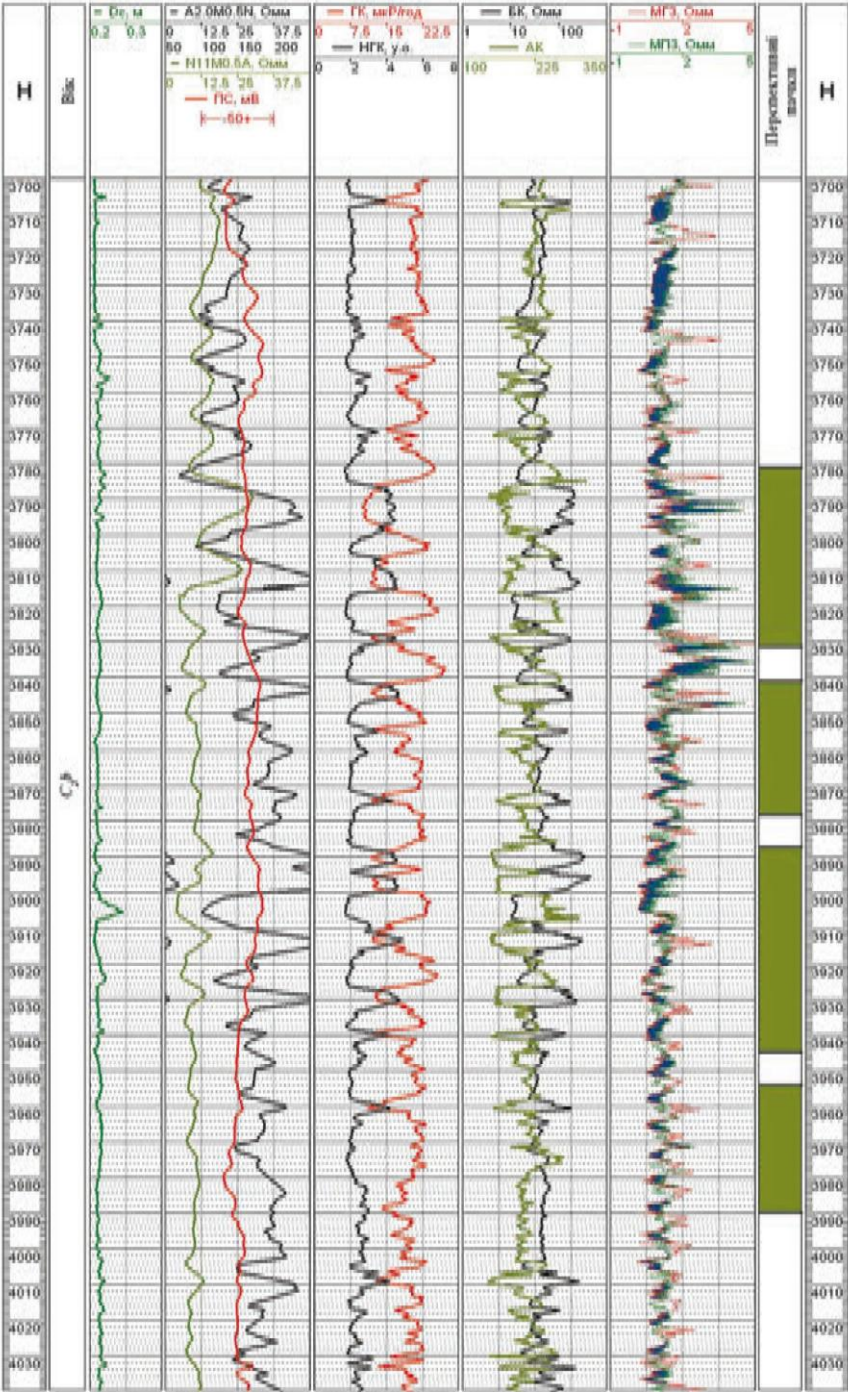


Рисунок 44 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Медвежанська (середньокам'яновугільний комплекс).

4,5-5,0% до 7,0-7,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективних пачок становить від 40 м до 160 м. Глибини їх залягання змінюються від 3000 м до 4200 м.

В розрізі св. № 637-Дробишівська виділено дві перспективні пачки (рисунок 45).

Перша (інтервал 3430-3470 м) складена перешаруванням пісковиків і алевролітів.

Алевроліти сірі, дрібнозернисті, шаруваті, з глинистими та слюдистими примазками за нашаруванням. Під мікроскопом: алевроліт, уламки добре відсортовані, кутасті та напівобкатані. Склад: кварц – 85-90%, слюди – 10-15%, поодинокі уламки польових шпатів, рудні – лейкоксен. Шаруватість обумовлена субпаралельним орієнтуванням луски слюд та невеликих скупчень тонкозернистого карбонату. Цемент (12-15%) слюдисто-глинисто-карбонатний шлірково-порового типу.

Пісковики сірі, темно-сірі, слюдисті, алевритисті, дрібнозернисті, поліміктові, горизонтально-шаруваті, за нашаруванням глинисті та слюдисті примазки, щільні, міцні. Під мікроскопом: пісковик дрібнозернистий, уламки напівобкатані та кутасті, частково кородовані, середньо відсортовані. Склад: кварц – 35-45%, польові шпати – 15-20%, слюда – 15-18%, уламки порід – 30-35% (кварцити, кремені, глинисті та слюдисті сланці); акцесорні – циркон; рудні – лейкоксен, пірит.

Цемент (23-28%) полімінеральний: карбонатний (3-4%) крупнозернистий поровий, слюдистий (8-10%) та глинистий шлірково-порового типу. Спостерігаються і безцементні контакти.

Середня відкрита пористість цієї аLEGRO-піщаної пачки коливається в межах 5,5%-6,5%. Газопроникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 40 м.

Друга (інтервал 3510-3610 м) також складена алевролітами та пісковиками.

Алевроліти сірі, дрібнозернисті, глинисті, слюдисті, місцями з горизонтально-хвилястою шаруватістю, міцноцементовані, зустрічається рослинний детрит. Під мікроскопом: алевроліт, уламки середньовідсортовані, переважно кутасті, гострокутасті. Склад: кварц – 50-70%, уламки порід та польові шпати – 10%, слюди – 20-30%, рудні – лейкоксен. Багато дрібного вуглисто-детриту. Цемент (12-15%) слюдисто-глинисто-карбонатний шлірково-порового типу.

Пісковик темно-сірий, тонкозернистий, поліміктовий, слюдистий, горизонтально-шаруватий, місцями за нашаруванням глинистий і переходить у дрібнозернистий темно-сірий алевроліт, середньозцементований. Під мікроскопом: пісковик, уламки добре відсортовані, кутасті та напівобкатані (рідше), частково кородовані. Склад: кварц – 45%, польові шпати – 15-20%, слюди – 12-15%, уламки порід – 25-30% (кварцити, кремені, сланці та інші); акцесорні – циркон, рутил; рудні – лейкоксен. Цемент (8-10%) полімі-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

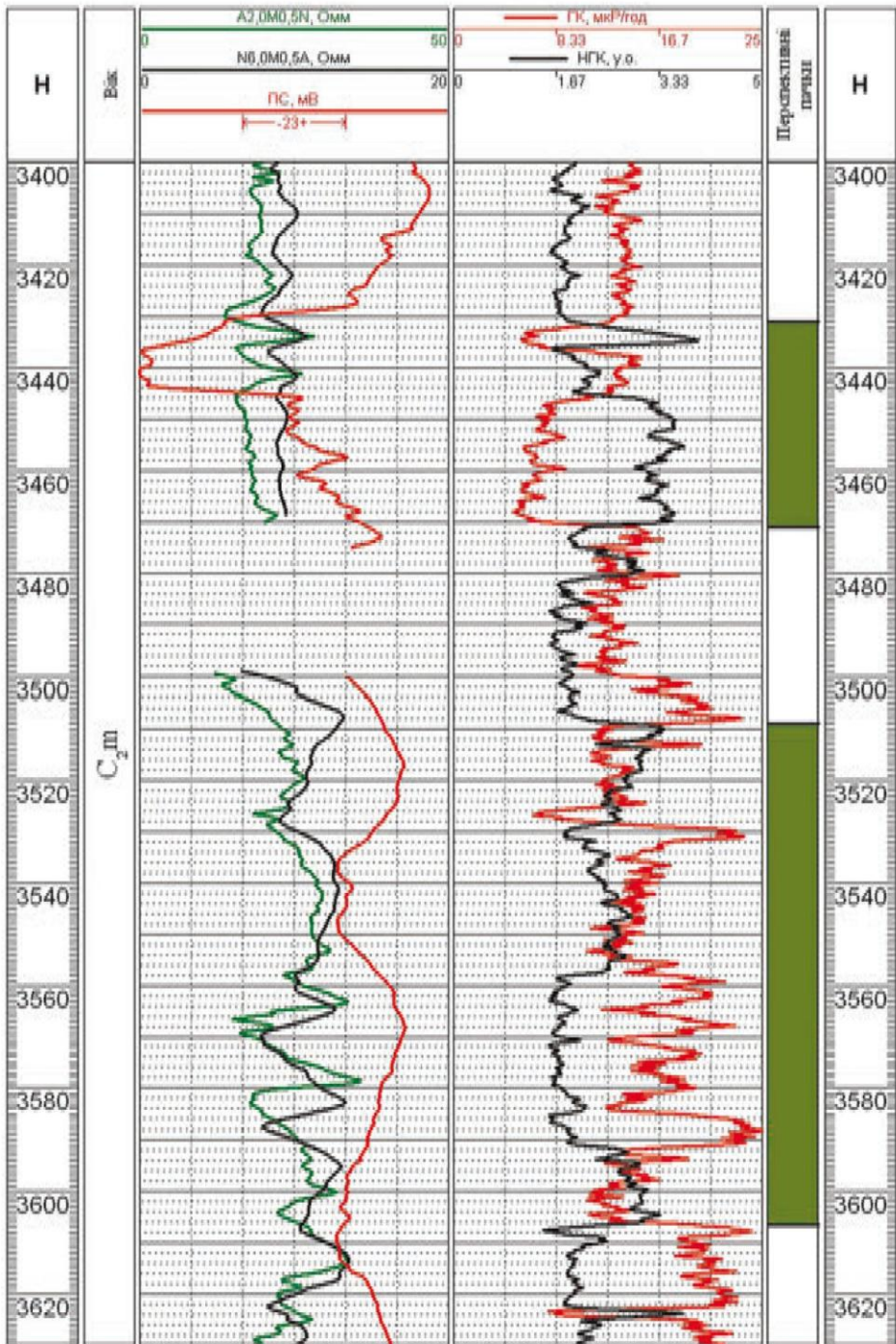


Рисунок 45 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 637-Дробишівська (середньокам'яновугільний комплекс).

неральний: карбонатний (3-4%) двох генерацій – дрібно- та крупнозернистий, поровий та глинисто-слюдистий півково-поровий. Багаточисельні безцементні контакти.

Середня відкрита пористість цієї алевро-піщаної пачки коливається в межах 4,6%-7,4%. Газопроникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₄. Товщина перспективної пачки становить 100 м.

Разом із свердловинами, розріз яких свідчить про перспективи башкирських відкладів під час пошуків газу у щільнених порід, ряд проінтерпретованих свердловин не дозволяє виділити їх в ранг першочергових. В якості прикладу наводиться розріз свердловини № 32 Південно-Коломацька (рисунок 46), де виділено низку перспективних шарів, але вони знаходяться нижче глибини 4500 м, що є одним із критеріїв пошуку (економічний фактор) у щільнених нафтогазоперспективних об'єктів.

Перспективність відкладів московського ярусу доводить також розріз в свердловини № 4-Дробишівська (рисунок 47), де в інтервалі глибин 3446-3974 м виділяються три пачки, представлені у щільненими пластами. Перша пачка представлена чергуванням алевро-піщаних пластів, заглинизованих пісковиків, незначними прошарками глин і виділяється в інтервалі 3446-3662 м. Сумарна товщина пачки 216 м. Друга пачка загальною товщиною 70 м виділяється в інтервалі 3784-3854 м. Вона нерівномірно глиниста. Третя пачка виділяється в інтервалі 3942-3974 м із загальною товщиною 32 м. Вона представлена алевро-піщаними пластами з незначними прошарками глин. Наступним прикладом, що свідчить про перспективність даних відкладів, є розріз свердловини № 16 Святогорська (рисунок 48). Тут у відкладах московського ярусу в інтервалі глибин 4152-4334 м виділяються 4 пачки, представлені у щільненими пластами. Перша пачка, загальною товщиною 17 м виділяється в інтервалі 4152-4169 м і представлена пісковиками та алевролітами з нерівномірним ступенем глинистості. Друга пачка загальною товщиною 35 м виділяється в інтервалі 4192-4227 м і представлена чергуванням алевро-піщаних пластів та прошарків глин, сумарна товщина яких становить 6,5 м. Третя пачка виділяється в інтервалі глибин 4259,5-4286 м із загальною товщиною 26,5 м. Вона представлена чергуванням у щільнених алевро-піщаних пропластків різного ступеня глинистості та глинистих пропластків. Сумарна товщина глинистих пропластків сягає 3 м. Четверта пачка виділяється в інтервалі глибин 4313-4334 м, загальною товщиною 21 м. Вона представлена у щільненими піщано-алевритовими пластами різного ступеня глинистості та незначними глинистими прошарками.

Прогнозне поширення, перспективних на газ у щільнених порід, товщ в межах Веселівсько-Артемівської перспективної зони на ділянці Святогорівська-Дробишівська наведено на рисунку 49.

В розрізі св. № 677-Тернівська (рисунок 50) в московських відкладах (інтервал 3250-3370 м) виділено товщу порід, що представлена переважно пісковиками з про-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

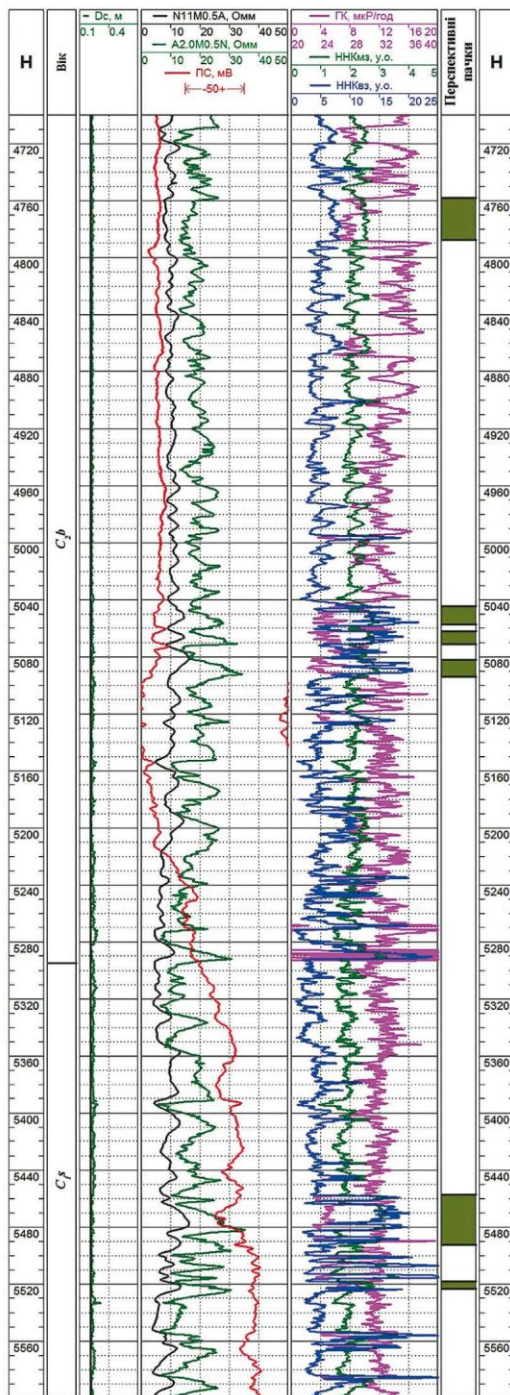


Рисунок 46 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 32 -Південно-Коломацька (середньокам'яновугільний комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

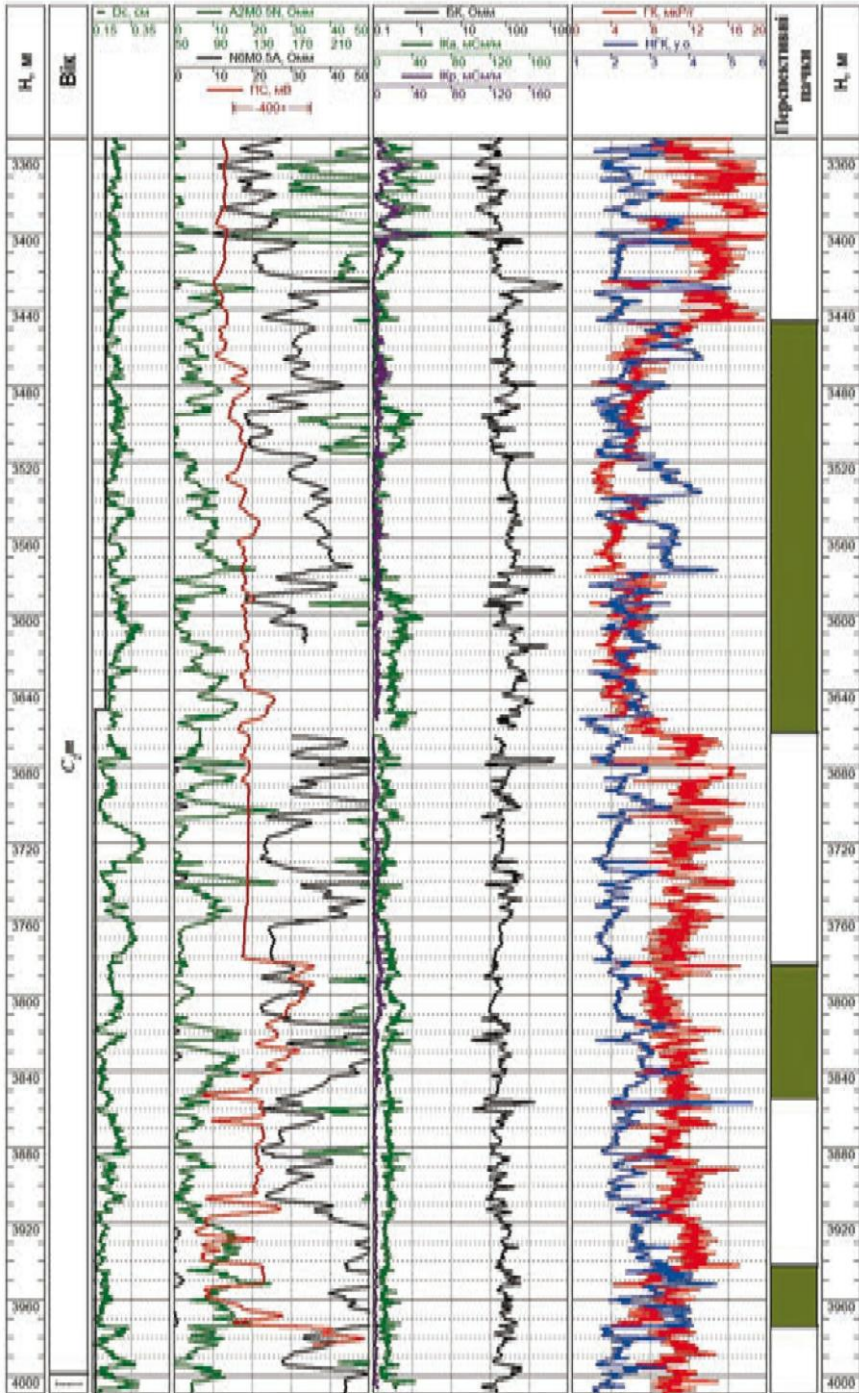


Рисунок 47 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 4 -Дробишівська (середньокам'яновугільний комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

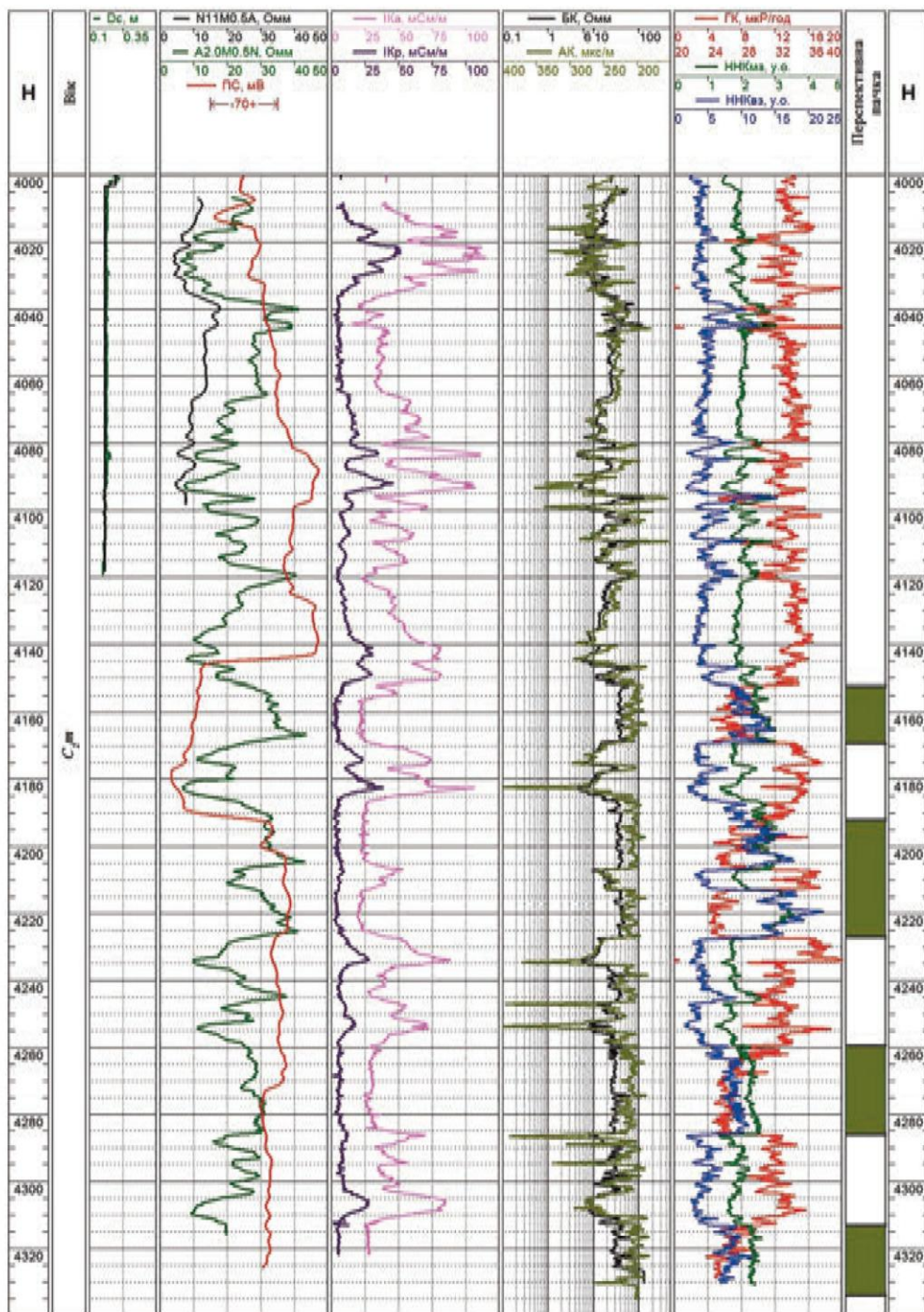


Рисунок 48 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 16-Святігорська (середньокам'яновугільний комплекс).

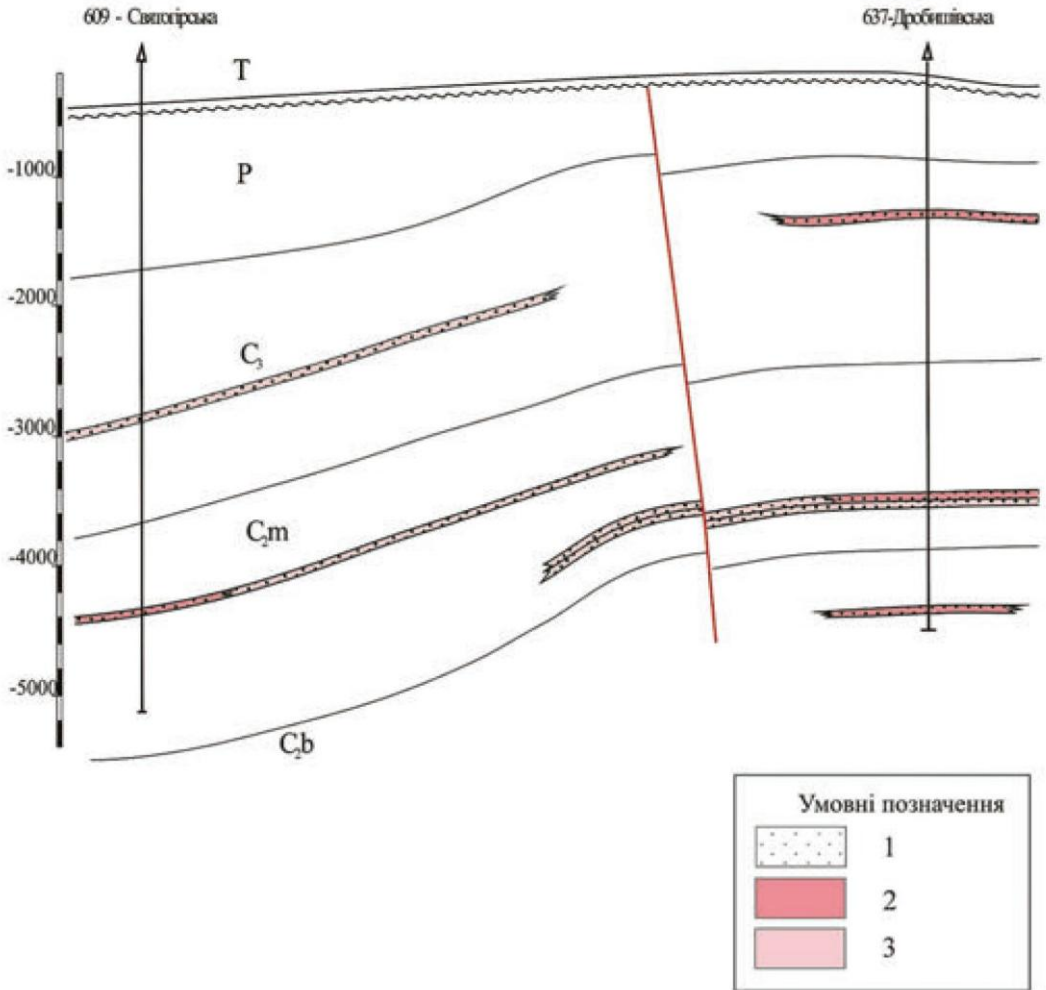


Рисунок 49 – Прогнозне поширення перспективних на газ ущільнених порід в межах Веселівсько-Артемівської перспективної зони на ділянці Святогорівська-Дробитівська (профіль I-IV на рис. 42).

- 1 - пісковики та алеволіти;
- 2 - поклади вуглеводнів традиційного типу;
- 3 - поклади вуглеводнів нетрадиційного типу.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

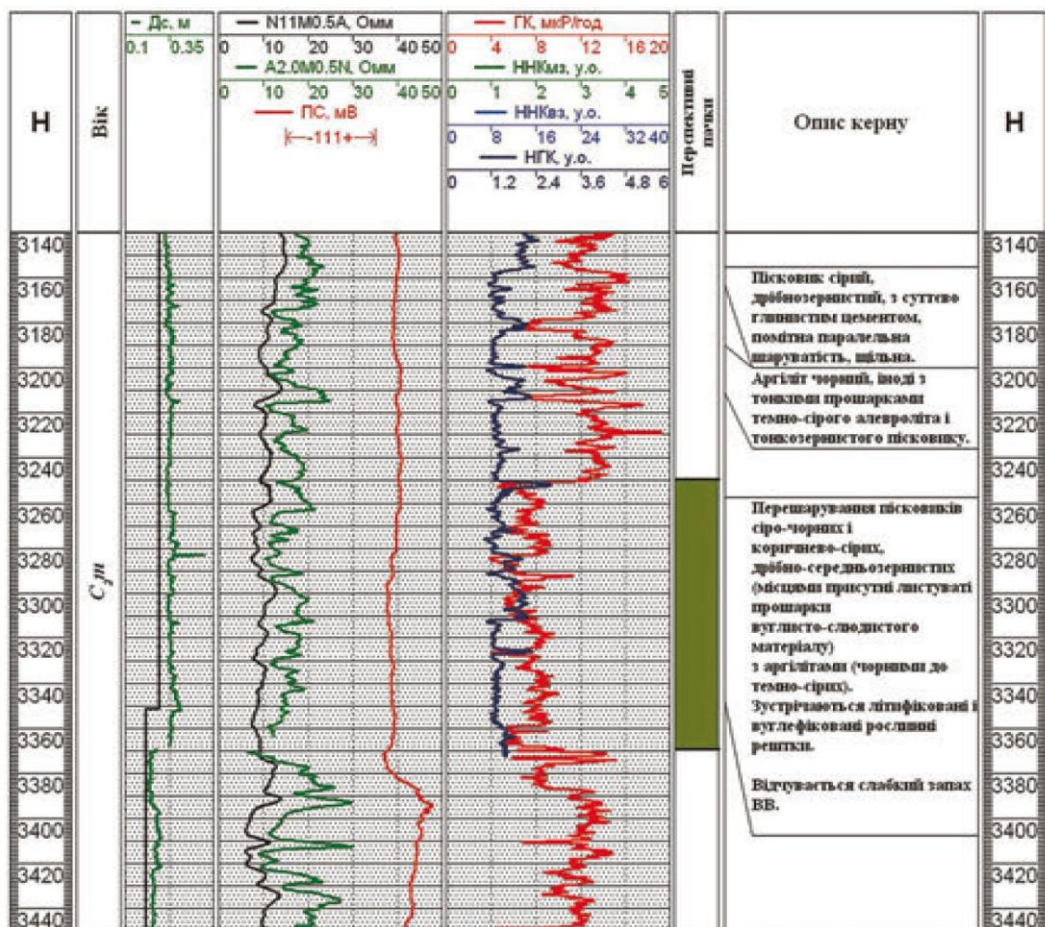


Рисунок 50 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 677-Тернівська (середньокам'яновугільний комплекс).

шарками алеволітів та аргілітів.

Алеволіт темно-сірий, місцями піщанистий, сильно глинистий, не скипає з HCl ані в штуфі, ані в порошку. Представлений переважно уламками неправильних кутастих форм, з вуглефікованим рослинним детритом. Текстура невиразна, місцями грудкувата, шарувата. Порода щільна, міцність низька, схильна до утворення шарлупуватої окремоті. Відмічається розвинена, частково прихована, різнонаправлена тріщинуватість. Містить прошарки тонкозернистого сірого пісковика.

Пісковики у даній пачці представлені декількома типами:

- пісковик коричнево-сірий у верхній частині шару, сірий до підшови, середньо-крупнозернистий, у верхній частині, можливо, з каоліновим цементом. Місцями дуже слабо реагує з HCl. Шаруватість невиразна, міцність цементації і міцність породи середні, до низької, зростають до підшови. За основною довжиною kern представлений дисками товщиною 2-3 см, відчувається слабкий запах ВВ. Хлороформенну витяжку практично не забарвлює. До підшови, на останніх 25 см пісковик стає різно-грубозернистим, розмір штуфів зростає до 5-8 см і стає помітною коса шаруватість, обумовлена зміною зернистості, з'являються дрібні лінзочки і неправильні вклучення сірого глинистого матеріалу, вуглефікований рослинний детрит. Іноді зустрічаються поверхні нашарування з відбитками дрібних двостулкових молюсків. На останніх 5 см пісковик стає різно-середньозернистим, грудкуватим, містить велику кількість рослинного детриту через слабо виражений контакт. Під мікроскопом: пісковик крупно-середньозернистий, містить зерна від 0,18 мм до 1,1 мм з переважанням 0,27-0,7 мм, середньосортований. Текстура із слабо вираженою мікросхаруватістю, що обумовлена розподілом зерен за крупністю і маскується сильною подрібненістю окремих зерен. Пісковик мезоміктовий, польвошпатово-кварцовий, утворений зернами кварцу (60-65%), з уламками кварцитів з мозаїчною і гранобластовою структурою, мікрокристалічних кременистих порід, метаморфічних кременистих порід, кварц-серицитового складу і глинистих порід (усього 30-35%), зазвичай не дуже розкладеним плагіоклазом і калієвим польовим шпатом (5-10%). У поодиноких зернах присутній мусковіт. Укладка щільна, контакти зерен зазвичай конформні. Цемент (сумарно 20-25%) складний, карбонатно-глинистий. Глиниста складова дещо переважає, представлена поровим, переважно каоліновим цементом із домішкою гідроліти. У складі карбонатної складової виділяється, по-перше: переривистий, контурний, яснокристалічний, корозійний цемент у вигляді пунктирної оторочки кластичних зерен кристалами іноді ромбоєдричного, але частіше ізометричного, кутасого габітусу розміром 0,015-0,03 мм, іноді до 0,05 мм; по-друге: відносно нечисленний дрібноплямистий, поровий, крупнокристалічний, корозійний цемент; і, по-третє: нечисленні вклучення мікрозернистого (можливо залізного) карбонату. У невеликій кількості присутній і слабо виражений регенераційно-кварцовий цемент. Окремі пори заповнені іноді чистим різновидом (каолінит, рідше дрібно плямистий, поровий карбонат), але частіше сумішшю карбонатного і глинистого матеріалу (особливо контурний карбонат і каолінит).

Пісковик сірий, у верхній частині переважно середньо-дрібнозернистий, у нижній — дрібно-середньозернистий, не реагує з HCl. Шаруватість коса, не дуже виразна, лише місцями підкреслена листуватими прошарками більш темного вуглисто-сліди-

стого матеріалу. Іноді присутні листуваті прошарочки, різко збагачені коричнюватими, ізометричними зернами (можливо, сферосидерит), що підвищують питому вагу зразків. Кути нахилу окремих прошарків становлять 65-80° до вісі керна. Іноді містить скупчення вуглефікованого рослинного детриту, відбитки кори і, ймовірно, порожнистих стеблів рослин, що утворюють складний петельчастий малюнок на поверхні штуфа. Поблизу підшови відмічаються прямолінійні тріщини, орієнтовані під кутом близько 15° до вісі керна, за якими розкологі окремі штуфи. Порода візуально щільна, міцність цементації і породи середні, місцями відмічається слабкий запах ВВ. На останніх 0,20 м порода по нерівному виразному контакту у щільному штуфі переходить у чорний алевритистий аргіліт. Шаруватість невиразна, полого-хвиляста або лінзовидно-хвиляста, з лінзочками коричнюватого сидериту, з глинистими різнонаправленими (і за шаруванням) дзеркалами ковзання. Під мікроскопом: пісковик дрібно-середньозернистий, середньосортований, містить зерна від 0,09 до 0,63 мм з переважанням 0,18-0,45 мм. Мікротекстура з ледь помітною шаруватістю, що обумовлено розподілом більш крупних зерен; орієнтована видовженими зернами. Мезоміктовий, близький до поліміктового, за М.В. Логвиненком – грауваковий, польовошпатлітито-кварцовий. Утворений зернами часто регенованого кварцу з нормальним, рідше хвилястим і агрегатним згасанням (50-55%), уламками кварцитів з мозаїчною і гранобластовою структурою, мікрозернистих кременистих порід, кварц-польовошпатових, метаморфічних кварц-серицитових і кварц-хлорит-серицитових порід, глинистих порід і вулканітів (загалом 30-35%), різною мірою розкладених, гідрослюдизованих плагіоклазів, поодиноким зерном калієвого польового шпату (сумарно 15-20%) та слюдистих (мусковіт і біотит), зазвичай гідратованих, часто вигнутих між кластичними зернами (3-4%). Укладка щільна, контакти конформні. Цемент (сумарно 20-25%, може трохи більше, ніж у попередньому шліфі), поровий, карбонатно-глинистий, суттєво гідрослюдистий, окремі пори виповнені каолінітом. Гідрослюдистий цемент місцями містить включення карбонату і дрібнозернистий кварцовий наповнювач, в останньому випадку він, вірогідно, являє собою розкладені зерна нестійких порід. Карбонат присутній також у вигляді нечисленного, плямистого, порового, янокристалічного, корозійного карбонатного цементу і нечисленних включень мікрозернистого, вірогідно, залізного матеріалу.

Середня відкрита пористість цієї алевро-піщаної пачки коливається в межах від 3,5% до 8,5%. Газопроникність змінюється від 0,01 мД до 0,10 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 120 м.

Перспективність відкладів московського ярусу доводить також розріз свердловини №704-Західно-Шебелинська (рисунок 51), де в інтервалі глибин 4150-4489 м виділя-

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

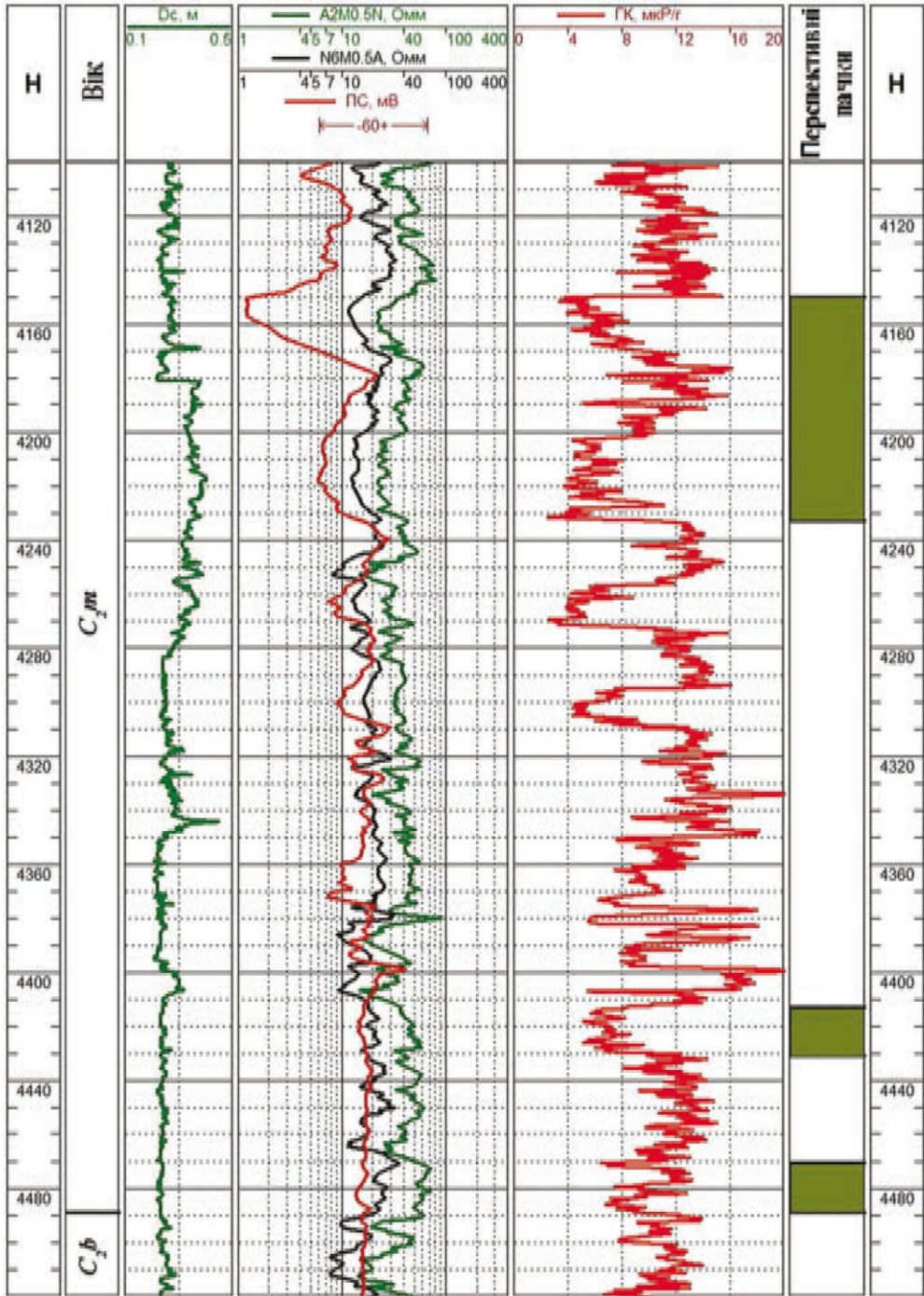


Рисунок 51 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 704-Західно-Шебелинська (середньокам'яновугільний комплекс).

ються 3 пачки, представлені ущільненими пластами. Перша пачка, загальною товщиною 83 м виділяється в інтервалі 4150-4233 м і представлена ущільненими пісковиками та алевролітами, глинами (сумарна товщина глинистих пропластків сягає 21 м). Друга пачка загальною товщиною 18 м виділяється в інтервалі 4413-4431 м і представлена нерівномірно глинистими пісковиками та алевролітами. Третя пачка виділяється в інтервалі глибин 4470,5-4489 м із загальною товщиною 18,5 м. Вона представлена нерівномірно глинистими пісковиками та алевролітами. За літологічною характеристикою алевро-піщани шарисхожі на описані аналогічні породи попередньої свердловини.

У свердловині № 1-Артемівська у розрізі московського ярусу виділяється ряд алевро-піщаних пачок, що можуть бути перспективними на пошуки газу в ущільнених колекторах, але лише три з них є досить значними за товщиною (більше 30 м).

Перша (інтервал 3340-3410 м) (рисунок 52) представлена переважно пісковиками та алевролітами з прошарками аргілітів.

Алевроліт чорний, поліміктовий, масивний, переповнений обвугленими рослинними рештками, міцний. У верхній частині відзначається конволютна шаруватість за рахунок включень дрібнозернистого піщаного матеріалу. В нижній частині алевроліт горизонтально-хвилястошаруватий (чорні глинисті прошарки до 1,5 см) із тонкою похилою тріщинуватістю. Під мікроскопом: алевроліт вуглисті. Структура алевритова, текстура масивна. Розмір зерен 0,02-0,1 мм. Форма в основному кутаста, кутасто-обкатана та напівобкатана.

Уламковий матеріал представлений кварцом, польовими шпатами, слюдами (біотитом та мусковітом) та уламками порід. Цемент (30-35%) нерівномірно-слюди-стий, поровий. За мінеральним складом цемент хлорит-каолінит-гідрослюди-стий тонкоагрегатний седиментогенний. В породі близько 5% займають уривки обвугленої рослинної органіки у вигляді дрібних та крупних (до 2 мм) пасм.

Піскови́к сірий, дрібнозернистий, поліміктовий, неясногоризонтально-шаруватий (за рахунок гранулометричної диференціації та збагачення вуглисто-глинистим матеріалом), міцний. Під мікроскопом: піскови́к дрібнозернистий з глинисто-карбонатним цементом. Структура породи псамітова, текстура масивна, неорієнтована.

Уламки представлені невідсортованими зернами кварцу, польових шпатів (КПШ та кислі плагіоклази), прозорими слюдами, уламками порід. Розмір уламків 0,1-0,18 мм, іноді зустрічаються алевритові зерна кварцу. Обкатаність зерен різна, але частіше зустрічаються необкатані, кутасті. Цементу в породі близько 10-12%, він глинисто-карбонатний. Глинистий цемент складається зі змішаношарових гідрослюди-стих утворень, каолініту та хлориту, карбонатний – з аутигенних зерен кальциту.

Увесь цемент порового, базально-порового типу. В породі присутня вуглиста речовина. Порожніх пор і тріщин немає, порода міцна.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

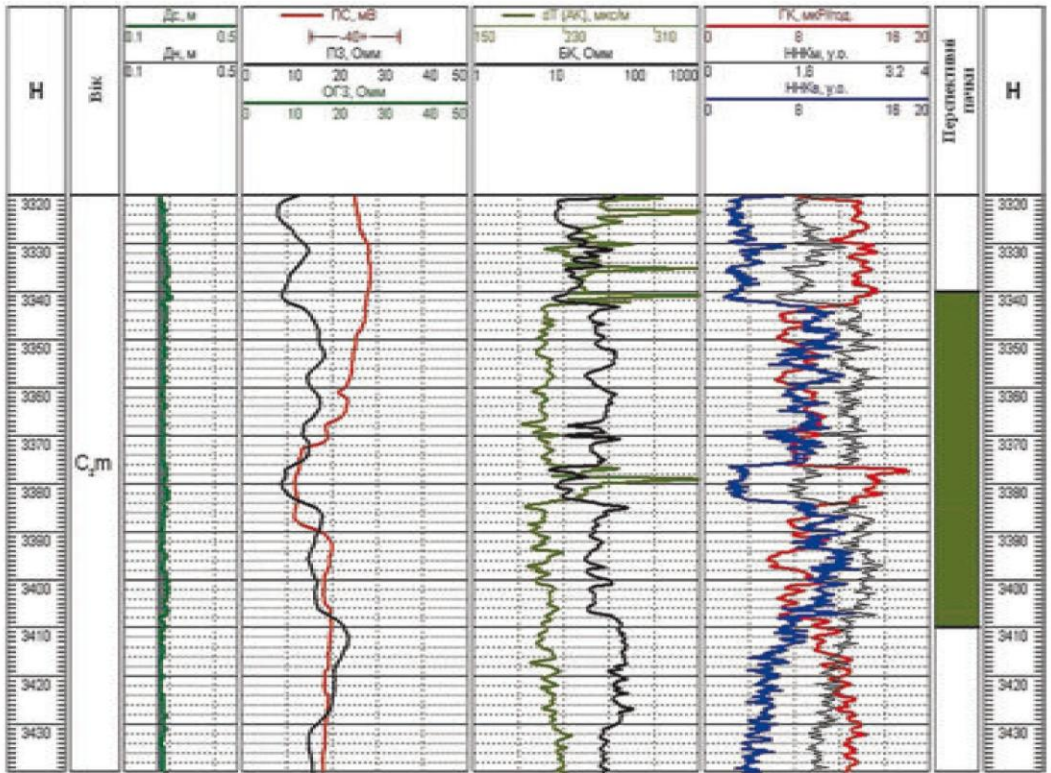


Рисунок 52 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Артемівська в інтервалі 3340-3410 м (середньокам'яновугільний комплекс).

Відкрита пористість даної пачки змінюється від 4% до 8%. Газопроникність змінюється від 0,15 мД до 0,35 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 70 м.

Друга (інтервал 3620-3650 м) представлена пісковиками з незначними прошарками алевролітів та аргілітів.

Алевроліт чорний олігоміктовий, кварцовий, тонко-горизонтальношаруватий (тонкослюдисті прошарки) із рослинними рештками, міцний. Під мікроскопом: структура алевропелітова, мінералогічно представлений кварцом, рідше польовими шпатами та тонкими лусками прозорих слюд. Зерна кварцу не обкатані, кутасті. Порода тріщинувата, тріщини тонкі, відкриті.

Пісковик сірий дрібнозернистий поліміктовий переривчасто-лінзовидноша-

руватий (чорні глинисті прошарки), міцний. Під мікроскопом: пісковик дрібнозернистий з глинисто-карбонатним цементом. Структура псамітова, текстура масивна. Розмір уламків переважно 0,1-0,2 мм, алевритова домішка становить близько 10-15%. Форма уламків кутаста та кутасто-обкатана. Вони представлені кварцом (серед них зустрічаються зерна здвійниками та хвилястим згасанням), польовими шпатами, більшість з яких різною мірою пелітизовані та серицитизовані, зустрічаються також таблитчасті прозорі плагіоклази, полісинтетично здвійниковані. Серед уламків багато мікрокварцитів та уламків інших порід: біотит (бурий та зелений), мусковіт гідратований, хлорит. Цемент змішаний, контактово-поровий, трьох видів: глинистий седиментаційний мікроагрегатний (каолінит з перетертою алотигенною слюдою), крупнопакетний аутигенний каолінітовий, окремими ділянками спостерігається вторинний карбонатний цемент. Порожніх пор і тріщин не спостерігається.

Відкрита пористість даної пачки змінюється від 3-4% до 8-9%. Газопроникність змінюється від 0,01 мД до 0,18 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 30 м.

Третя (інтервал 3880-3925 м) (рисунок 53) також представлена пісковиками та алевролітами з прошарками аргілітів.

Алевроліт сірий польовошпатово-кварцовий неясно-горизонтально-шаруватий, листуватий, із дрібними фауністичними відбитками, середньої міцності. Під мікроскопом: алевро-пісковик з глинисто-карбонатним цементом. Структура породи різнозерниста, текстура неорієнтована. Розмір уламків від 0,02 мм до 0,2 мм, але переважають уламки 0,1-0,12 мм. Форма уламків різна: кутасті, видовжені, переважають необкатані та слабообкатані.

Мінеральний склад: кварц, польовий шпат, лімонітизований і хлоритизований біотит, мусковіт, турмалін. Цемент базальний, складений мікрозернистим кальцитом з домішками тонкодисперсного глинистого матеріалу (каолінит, гідролюда). В породі є домішки вуглистою матеріалу (фітодетриту і пилу). Порода щільна, пори і тріщини не зустрічаються.

Пісковик сірий, середньозернистий, алевритовий. Під мікроскопом: пісковик середньозернистий (розміри уламків 0,1-0,4 мм). Форма уламків переважно кутаста, видовжена, ізометрична, неправильна, інколи з бухтоподібними обрисами. Обкатаність слабка. Склад теригенного матеріалу: кварц, польові шпати, поодинокі лусочки біотиту та мусковіту, уламки турмаліну, мікрокварцитів, ефузивів. Зерна кварцу з хвилястим згасанням, деякі гранульовані, інколи кородовані кальцитом чи регенеровані. Польові шпати пелітизовані, частково серицитизовані або карбонатизовані. Слюди гідратовані, біотит-лімонітизовані, лусочки вигнуті, часто розщеплені. Цемент контактово-поровий, контактовий, складений мікрозернистим карбонатом

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

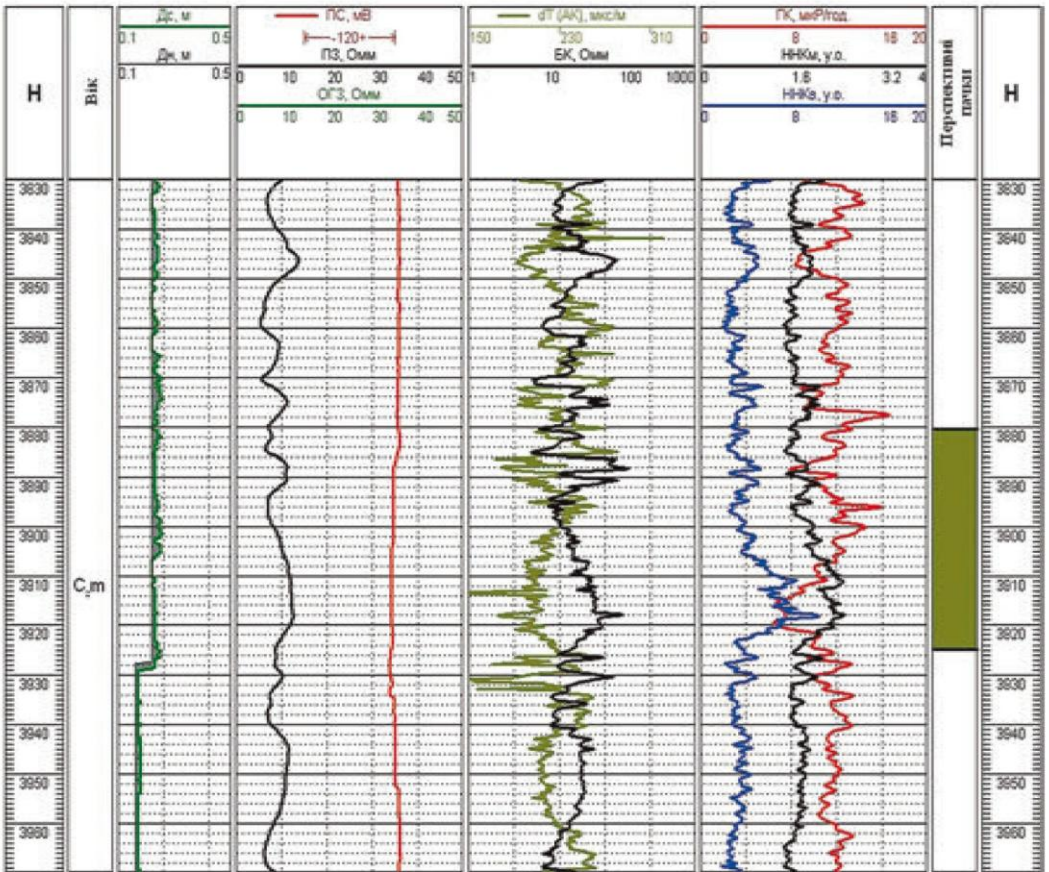


Рисунок 53 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Артемівська в інтервалі 3880-3925 м (середньокам'яновугільний комплекс)

(кальцитом та сидеритом), серицитом, каолінітом, гідролюдою, вугільним пилом.

Відкрита пористість даної пачки змінюється від 3,8% до 8,2%. Газопроникність змінюється від 0,05 мД до 0,23 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃-МК₄. Товщина перспективної пачки становить 45 м.

У розрізі московського ярусу середнього карбону у св. № 300-біс Веселівська виділяється три алевро-піщані пачки, що можуть бути перспективними на пошуки газу в ущільнених колекторах (рисунок 54).

Перша (інтервал 3785-3825 м) представлена переважно алевролітами з незначними прошарками темних аргілітів та пісковиків.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

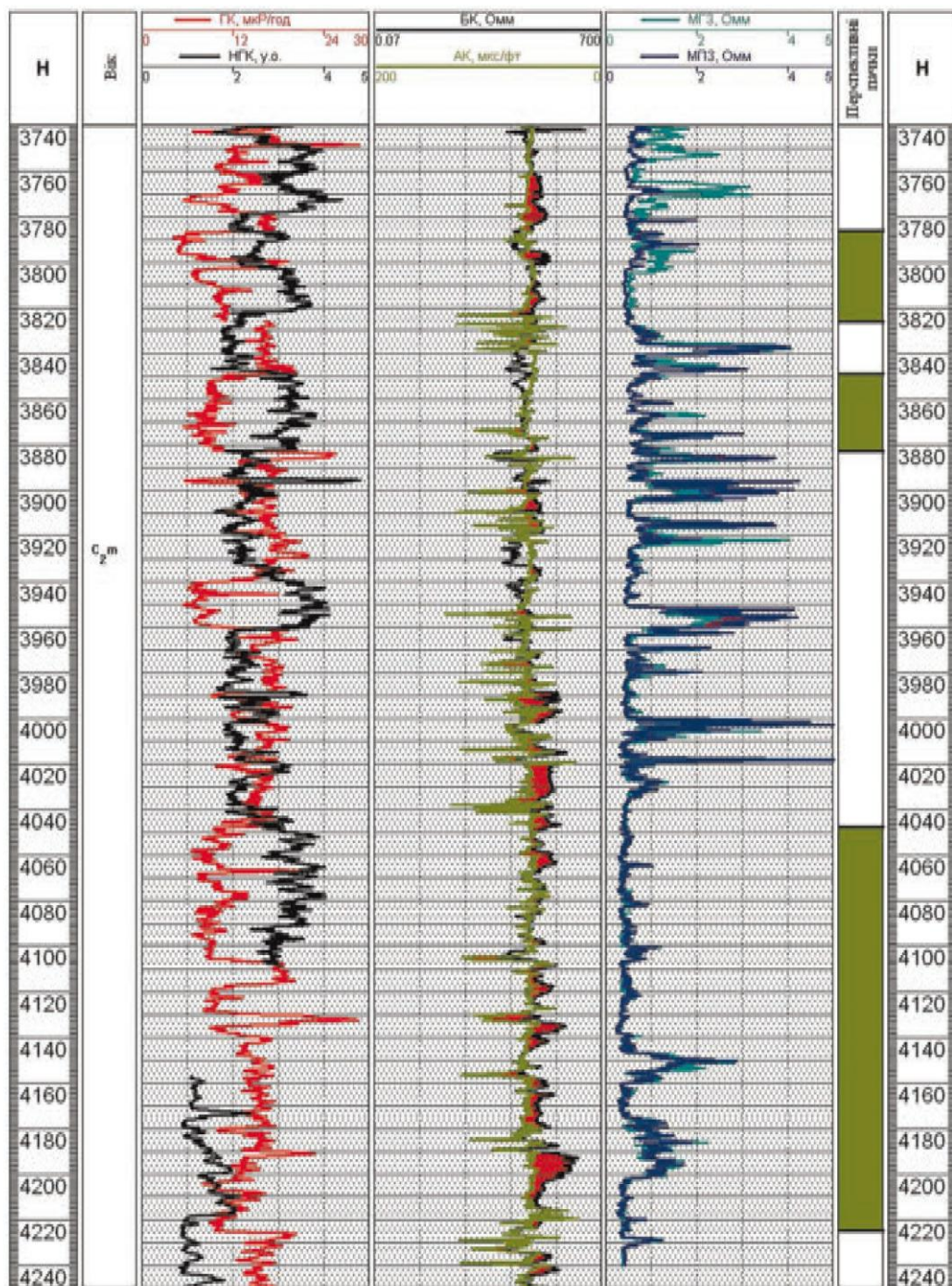


Рисунок 54 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 300-біс-Веселівська (середньокам'яновугільний комплекс).

Алевроліт темно-сірий до сірого, глинистий, до підшови з'являється піщаний домішок. Не реагує з HCl у штуді. Текстура неясна, в пришлифовках шаруватість нечітка, за типом горизонтальна. По шару відзначаються досить численні вуглефіковані рослині залишки.

Пісковик світло-сірий, середньозернистий, не реагує з HCl у штуді. Ступінь цементації високий. Текстура нечітка, косошарувата. На відстані 0,5 м від верху відзначається прошарок товщиною 0,5 м, складений темно-сірим аргілітом, в покрівлі цього прошарку відзначається брекчія уламків аргіліту, що заповнені крупно-середньозернистим пісковиком. У породі відзначаються тріщини, орієнтовані як за нашаруванням, так і під різними кутами до нього. Порода щільна.

Відкрита пористість цього пісковика змінюється від 5,5% до 6,5%. Газопроникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 40 м.

Друга (інтервал 3850-3885 м) представлена переважно пісковиками з прошарками темно-сірих алевролітів та аргілітів.

Пісковик світло-сірий, в покрівлі грубо-крупнозернистий, гравелістий, далі крупнозернистий. Текстура косошарувата, утворена листуватими прошарками, що складені слюдисто-вуглистим матеріалом. В покрівлі шару на сколах відзначається запах ВВ, що швидко вивітряється.

Відкрита пористість цього пісковика змінюється від 4,5% до 7,5%. Газопроникність змінюється від 0,06 мД до 0,56 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 35 м.

Третя (інтервал 4050-4225 м) представлена переважно пісковиками з прошарками темно-сірих алевролітів та аргілітів.

Пісковик світло-сірий, грубо-крупнозернистий, не реагує з HCl у штуді. Цемент глинистий, можлива присутність безцементного зчленування зерен. Не чітко проявлена в штуді косошарувата текстура, в пришлифовках коса шаруватість чітка, різноспрямована. Шаруватість підкреслюється рідкими прошарочками, що збагачені слюдистим та глинистим матеріалом. На сколах відзначається різкий запах ВВ, хлороформенну витяжку не забарвлює.

Відкрита пористість цього пісковика змінюється від 3,0% до 9,0%. Газопроникність змінюється від 0,20 мД до 0,38 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₄. Товщина перспективної пачки становить 175 м.

Перспективність даних відкладів доводить також розріз свердловини 678-Антошкінська, де в інтервалі глибин 4123-4760 м виділяється ряд алевро-піщаних шарів (рисунок 55), за літологічною характеристикою подібних до описаних в свердловині № 300-біс-Веселівська.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

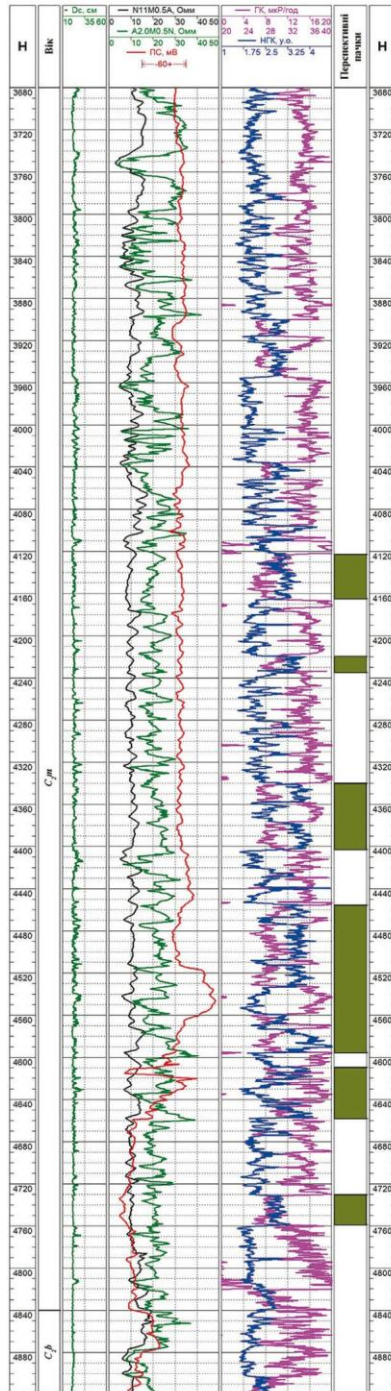


Рисунок 55 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 678-Антошкинська (середньокам'яновугільний комплекс).

У розрізі московського ярусу св. № 31-Співаківська авторами виділяється чотири алевро-піщаних пачки, що можуть бути перспективними на пошуки газу в ущільнених колекторах (рисунок 56).

Перша (інтервал 2900-2940 м) представлена переважно пісковиками з незначними прошарками алевролітів та аргілітів. Пісковик світло-сірий, зі слабким блакитним відтінком на сонячному світлі, переважно дрібнозернистий, іноді, прошарками середньо-дрібнозернистий. Цемент суттєво глинистий, з НСІ у штупі не реагує. Шаруватість здебільшого невиразна, вірогідно коса. Місцями, на ділянках довжиною 20-25 см шаруватість стає виразною, хвилястою і косо-хвилястою, підкресленою листуватими, темно-сірими (до чорних) прошарками слюдисто-вуглисто-глинистого матеріалу. Слюда розподілена нерівномірно, доволі крупна, ізометричні лейстики до 1-1,5 мм.

Місцями присутні дрібні котуни темно-сірої глини дрібно-галькової розмірності. На останніх 1-1,5 м за поверхнями нашарування досить часто помітний глинистий матеріал, розподілений у вигляді роз'єднаних плям, і нечисленний вуглефікований рослинний детрит, що не утворює прошарків, які виходять на бокову поверхню керна. Порода щільна, середньозцементована, міцна.

Середня відкрита пористість цього пісковика коливається в межах 5,0-6,5%. Газопроникність змінюється від 0,02 мД до 0,07 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективної пачки становить 40 м.

Друга пачка (інтервал 3325-3355 м) також представлена переважно пісковиками з незначними прошарками алевролітів та аргілітів.

Пісковик сірий, дрібнозернистий. Цемент переважно глинистий. Текстура зазвичай невиразна, місцями слабко помітна коса і полого-хвиляста шаруватість. Зрідка зустрічаються вуглисті прошарки товщиною 1-3 мм, розсіяний вуглефікований рослинний детрит, глинисті котуни, плями темно-сірого глинистого матеріалу на поверхнях нашарування. Порода щільна, середньозцементована, міцна. Тріщинуватість виражена дуже слабко, помітна за нечисленими, частіше прямолінійними відколами окремих штупів, що орієнтовані зазвичай під невеликим кутом до вісі керна.

Середня відкрита пористість цього пісковика змінюється від 4,0% до 8,0%. Газопроникність змінюється від 0,02 мД до 0,04 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективної пачки становить 30 м.

Третя пачка (інтервал 3490-3520 м) представлена переважно пісковиками та алевролітами з незначними прошарками темних аргілітів.

Алевроліт сірий, вапнистий, глинистий. Текстура слабовиразна, субпаралельношарувата, місцями слабкохвиляста, орієнтована під кутом ~25-20° і підкреслюється перервистими і витягнутими тонкими лінзами більш темного аргіліту. Порода міцна.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

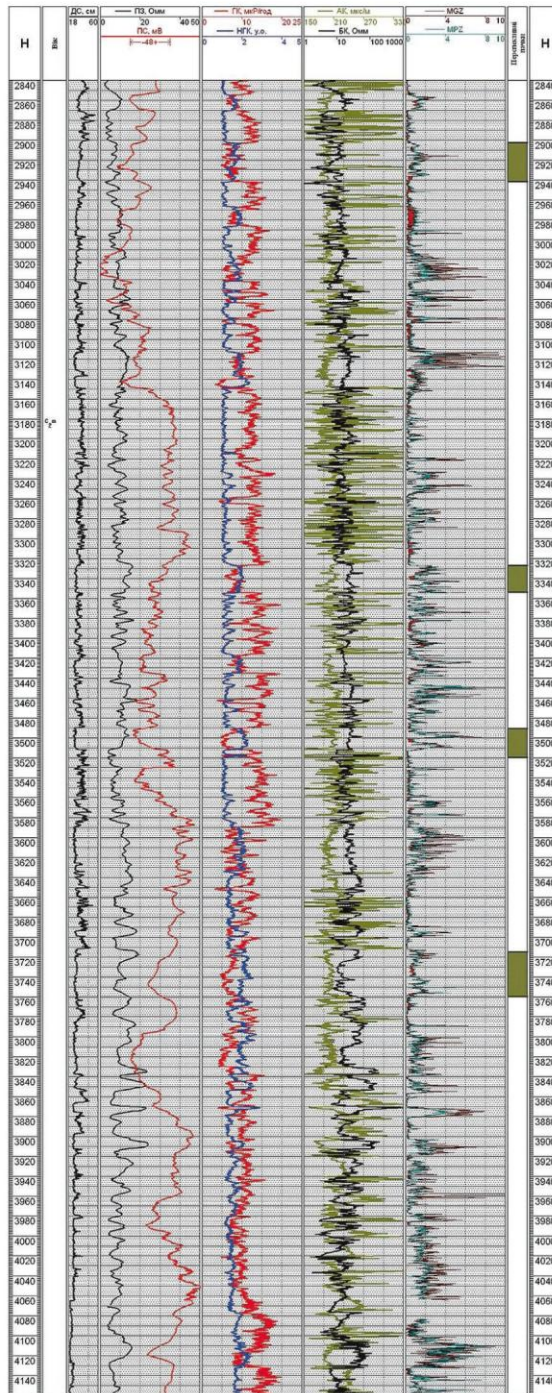


Рисунок 56 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 31-Співаківська (середньокам'яновугільний комплекс).

Пісковик сірий, тонкозернистий, алевритистий, слюдистий. Текстура, в цілому, морфологічно неясна, місцями пологохвилястошарувата, орієнтована під кутом 30-20°, підкреслена більш темними, перерваними, нитковидними і листуватими прошарками, складеними вуглисто-слюдистим матеріалом. Відзначаються субвертикальні, пологохвилясті тріщини. Порода міцнозцементована глинистим цементом.

Середня відкрита пористість порід даної пачки змінюється від 3,5-4,0% до 8,0-8,5%. Газопроникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективної пачки становить 30 м.

Четверта пачка (інтервал 3715-3760 м) представлена переважно пісковиками з незначними прошарками темно-сірих алевролітів та аргілітів.

Пісковик сірий, тонкозернистий, алевритистий, слюдистий, міцнозцементований карбонатно-глинистим цементом. Текстура субпаралельно-шарувата з елементами дрібнолінзовидної, місцями перехресна, косохвиляста, шаруватість орієнтована під кутом 20-15° і підкреслена темно-сірими листуватими, перервистими прошарками аргіліту. Відзначаються лінзоподібні світло-сірі стяжіння, складені доломітом, розміром до 0,7×2 см. Відзначаються крутопадаючі та субвертикальні тріщини. Порода ущільнена, міцна.

Середня відкрита пористість пісковика змінюється від 4,5% до 7,5%. Газопроникність не перевищує 0,01 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 45 м.

Комплексний аналіз проведених досліджень дозволив виділити для середньокам'яновугільного комплексу три високоперспективні зони: Веселівську (рисунок 57), Співаківсько-Артемівську (рисунок 58) та Кальміус-Горецьку (рисунок 59). Всі вони, за визначеними геологічними критеріями оцінки перспектив газоносності ущільнених порід, характеризуються найкращими властивостями. До того ж, в межах цих зон значна частина розрізу середнього карбону характеризується аномально високими пластовими тисками [63].

Загальна площа перспективної території поширення газоносних ущільнених порід, у відкладах середньокам'яновугільного комплексу, становить близько 8680 км². Площа Веселівської високоперспективної зони дорівнює – 420 км², Співаківсько-Артемівської – 2390 км², а Кальміус-Горецької – 510 км².



Рисунок 57 – Веселівська високоперспективна зона. 1 – ізогіпси покрівлі C_{2m} ; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 2 – високоперспективна, 3 – перспективна.

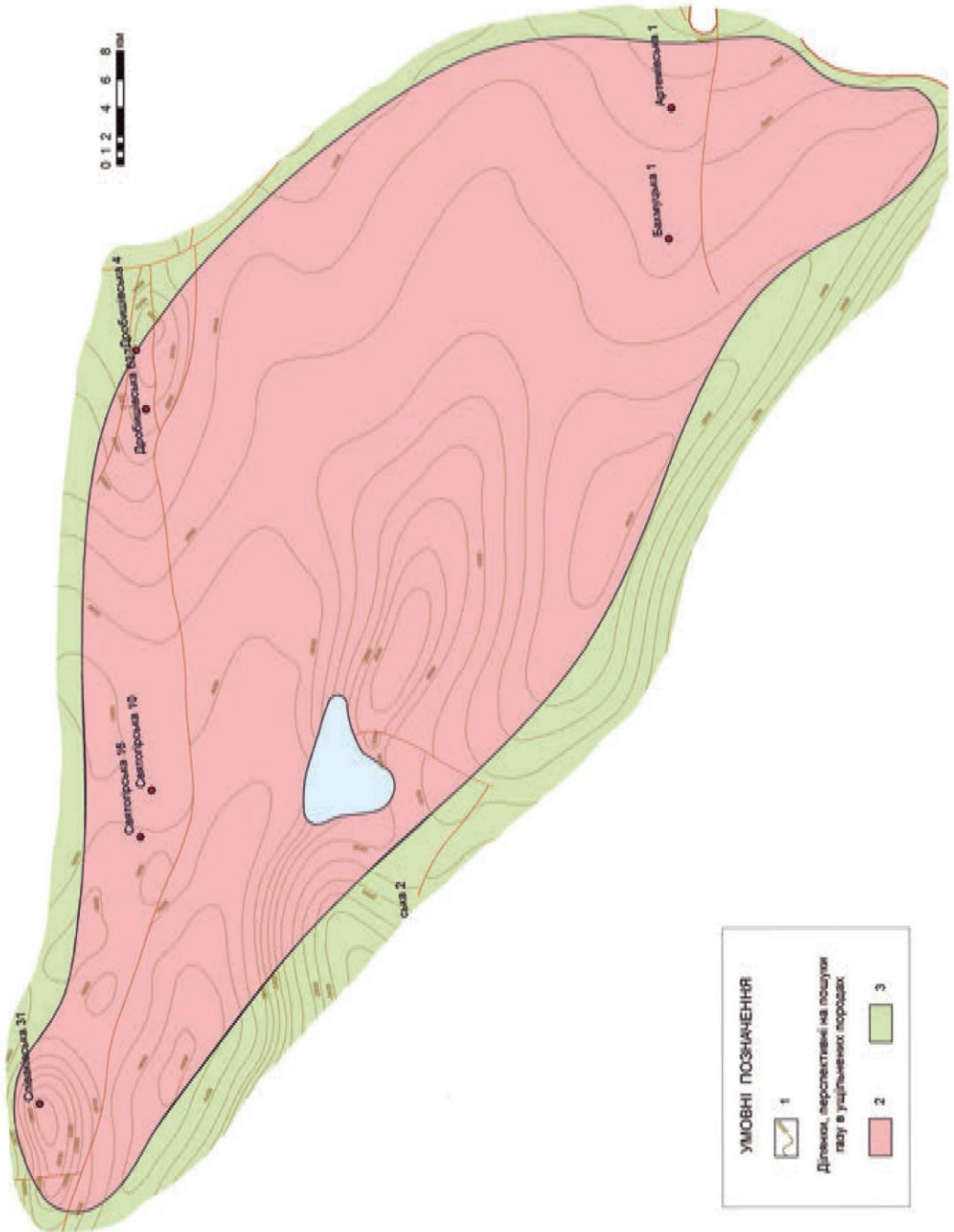


Рисунок 58 – Співаківсько-Артемівська високоперспективна зона. 1 - ізогіпси покрівлі S_{2m} ; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 2 - високоперспективна, 3 - перспективна.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



Рисунок 59 – Кальміус-Торецька високоперспективна зона. 1 – ізогіпси покрівлі C_2m ; ділянки, перспективні на пошуки газу в ущільнених колекторах: 2 – високоперспективна, 3 – перспективна.

Верхньокам'яновугільний комплекс

У верхньокам'яновугільному комплексі на основі аналізу характеру геологічної будови верхньокам'яновугільного комплексу, відповідного літологічного складу порід з кондиційними товщинами, ступеня катагенетичних перетворень порід та розповсюдження зони маловодності виділяється відносно незначна за розмірами Кам'янсько-Артемівська перспективна зона (рисунок 60). Інша частина території, що виділена на карті маловодності, за рахунок водонасиченості верхньої та середньої частин розрізу на даний час може розглядатися лише в ранзі умовно перспективної. Нижче наведена детальна характеристика Кам'янсько-Артемівської зони, яка може бути перспективною на пошуки газу в ущільнених породах верхнього карбону.

Кам'янсько-Артемівська перспективна зона розташована в межах південно-східного сегменту ДДЗ і своєю східною частиною прилягає до Донецької складчастої споруди. Основні перспективи у верхньокам'яновугільних відкладах пов'язуються з касимівським ярусом.

Пісковики переважно сірі, дрібнозернисті, поліміктові, косо- та горизонтально шаруваті, за рахунок тонких вуглисто-слюдисто-глинистих прошарків, міцні.

Середня відкрита пористість цих алевро-піщаних товщ коливається в межах від 3,5% до 8,5%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК_{2,3}. Товщина перспективних пачок коливається в межах 30-70 м. Глибина їх залягання змінюється від 3000 м до 3700 м.

В св. №1-Артемівська (рисунок 61) у касимівському ярусі верхнього карбону (інтервал 3020-3155 м) виділяється пісковик сірий дрібнозернистий з прошарками алевритово-глинистих порід, що може бути перспективним на пошуки газу в ущільнених колекторах.

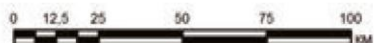
Алевроліт темно-сірий польовошпатово-кварцовий, глинистий, масивний, міцний. Під мікроскопом: алевроліт з домішками псаміту. Структура алевропсамітова, текстура неорієнтована. Порода нерівномірно глиниста. Уламкова частина складена з дрібноалевритових зерен кварцу, польового шпату та прозорих слюд. Уламки різного ступеня обкатаності, але більшість з них необкатані та кутасті. Цемент каолінит-гідрослюдистий; розташований у породі нерівномірно. Порі тріщин не спостерігається.

Пісковик сірий дрібнозернистий поліміктовий косо- та горизонтально шаруватий, за рахунок тонких вуглисто-слюдисто-глинистих прошарків, міцний. Під мікроскопом: пісковик дрібно-середньозернистий (розміри уламків 0,08-0,1 мм, іноді до 0,5 мм) з домішками алевриту. Форма уламків різна, за ступенем обкатаності переважають необкатані та слабообкатані, поодинокі – напівобкатані та добреобкатані. Склад теригенного матеріалу – кварц, хлоритизований чи лімонітизований, інколи з виділенням рудного мінералу, біотит, мусковіт, пелітизовані, серицитизовані, часто озалізнені польові шпати, мікрокварцити. Лусочки слюди часто вигнутої чи звивистої форми, деякі розщеплені чи розірвані, інколи обвивають уламки.

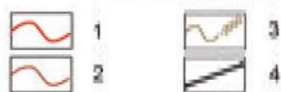


Рисунок 60 – Карта якісної оцінки перспектив газонасності ущільнених порід верхньокам'яновугільного комплексу. 1 - границя грабену та перехідної зони між ВА та ДСС; 2 - границя зчленування ДДЗ та ДСС; 3 - ізогіпси підшови МЗ; 4 - лінія геологічного профілю; території, перспективні на пошуки газу в ущільнених породах: 5 - високоперспективні, 6 - перспективні, 7 - умовноперспективні; 8 - територія з глибинами залягання верхньокам'яновугільних відкладів більше 4,5 км.

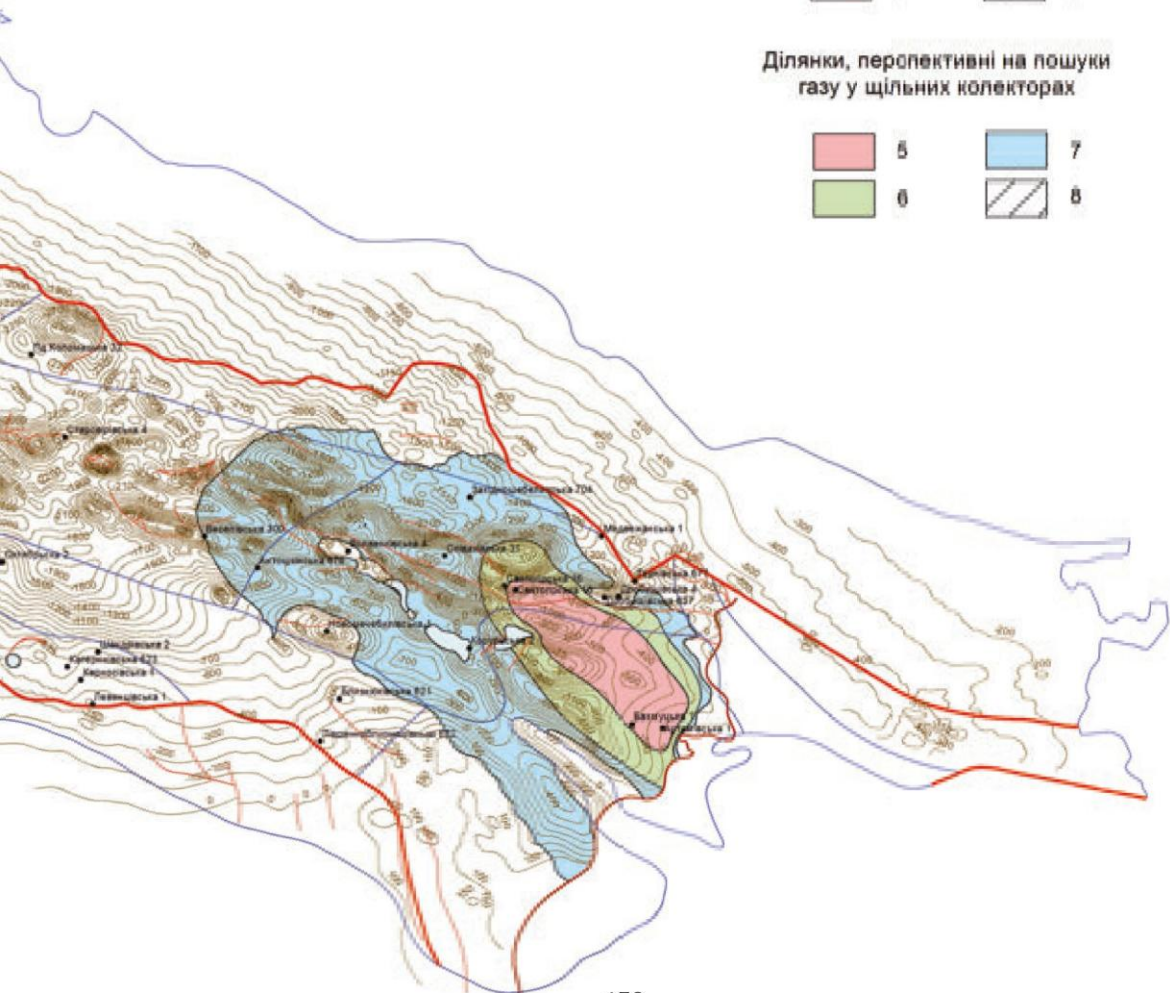
РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Ділянки, перспективні на пошуки газу у щільних колекторах



РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

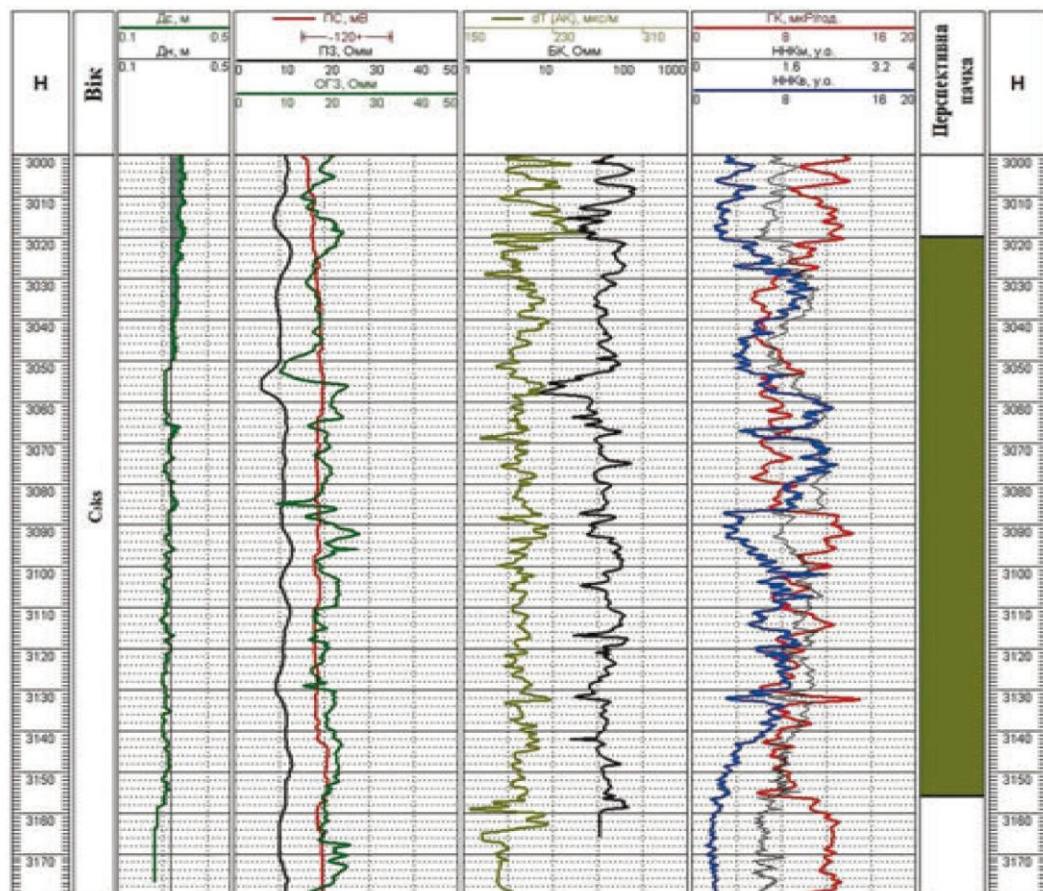


Рисунок 61 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Артемівська (верхньокам'яновугільний комплекс).

Цемент порового типу, складений каолінітом, гідролітою, гніздами – кальцитом, з домішками вуглистою матеріалу, інколи піритизованого.

Відкрита пористість цього пісковика змінюється від 4-5% до 7-8%. Газопроникність змінюється від 0,13 мД до 0,25 мД. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 135 м.

Відносно схожим і перспективним на пошуки сланцевого газу є інтервал 3008-3400 м, що складається з трьох товщ в свердловині № 1-Бахмутська (рисунок 62), що розташована північно-західніше свердловини № 1-Артемівська. Алевро-піщанисті відклади за своїм літологічним характером близькі до порід попередньо описаної свердловини.

Ще одним прикладом може бути св. № 10-Святогірська (рисунок 63). Тут, у розрізі верхнього карбону виділяється три перспективні пачки.

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

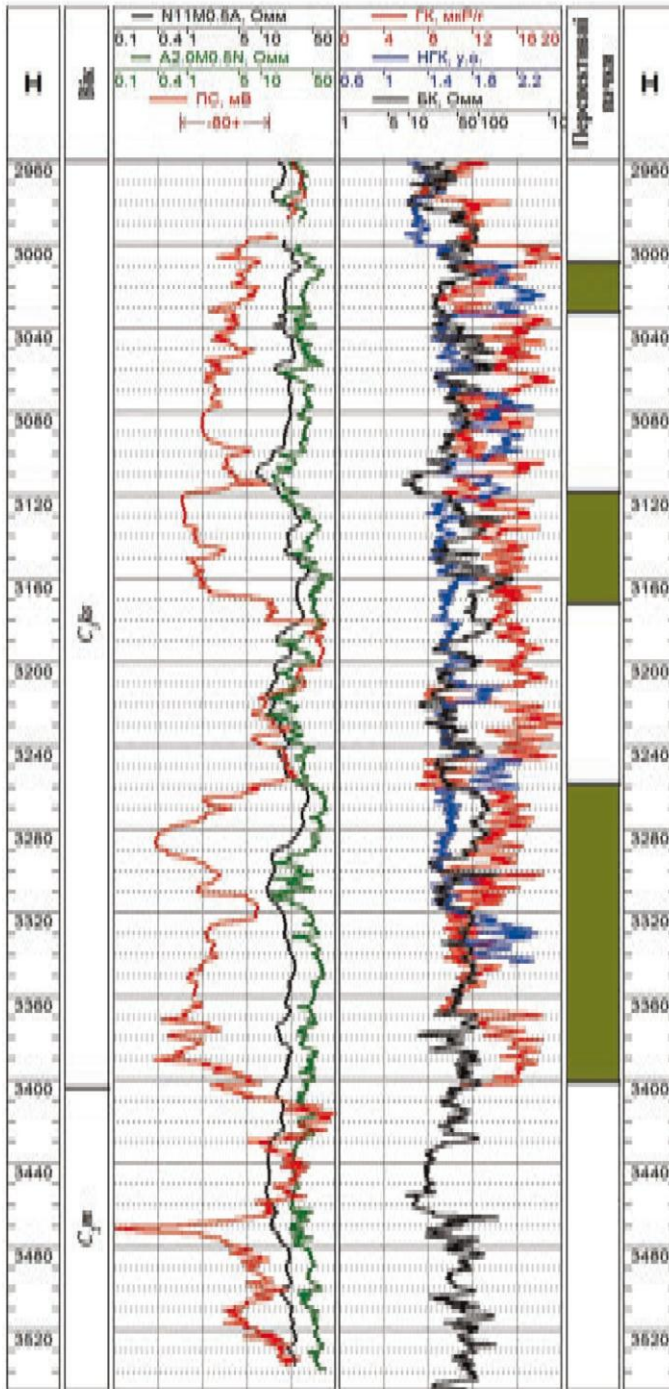


Рисунок 62 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 1-Бахмутська (верхньокам'янувугільний комплекс).

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

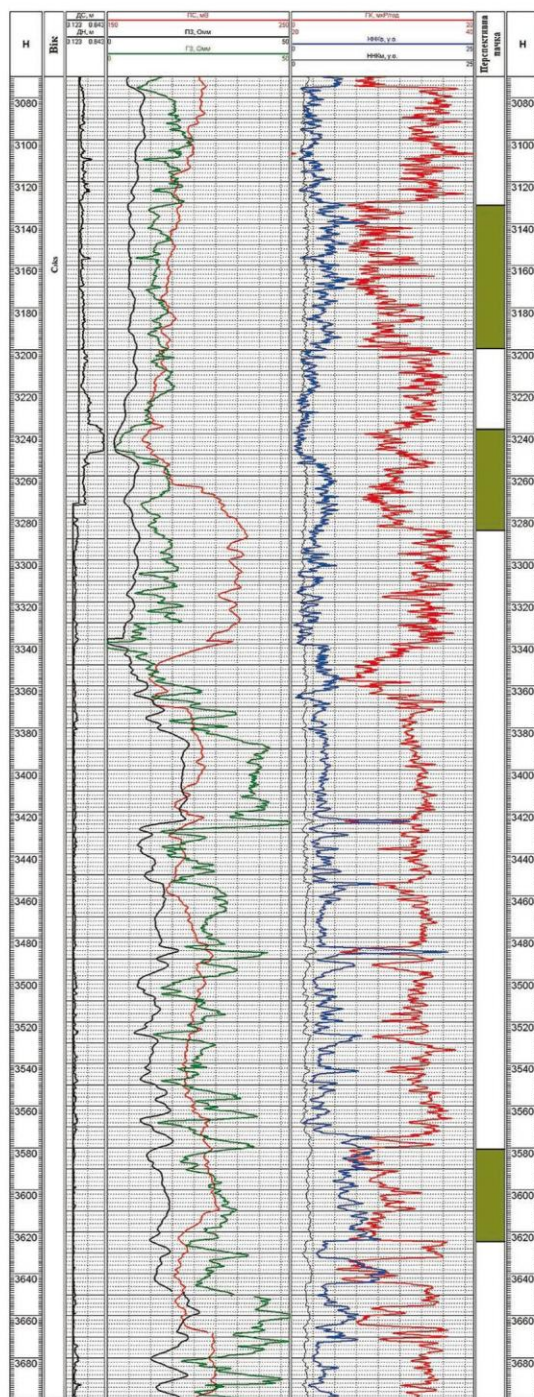


Рисунок 63 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 10-Святогірська (верхньокам'яновугільний комплекс).

Перша (інтервал 3130-3200 м) та друга (інтервал 3240-3285 м) складені перешаруванням пісковиків та алевролітів, з незначними проверстками аргілітів.

Алевроліти темно-сірі, польовошпатово-кварцові, глинисті, масивні, міцні, іноді шаруваті.

Пісковики сірі, дрібно-середньозернисті, з доломітово-глинистим цементом. Шаруватість невиразна, щільність і міцність середні.

Середня відкрита пористість цих алевро-піщаних товщ коливається в межах від 4,0% до 8,0%. Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₂₋₃. Товщина перспективних пачок 70 м та 45 м відповідно.

Третя (інтервал 3580-3625 м) також представлена алевролітами та пісковиками з прошарками темно-сірих аргілітів.

Алевроліти темно-сірі польовошпатово-кварцові, слюдисті, глинисті, горизонтальношаруваті, міцні.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, поліміктові, горизонтально- та косошаруваті, міцні, з домішкою вуглисто-слюдисто-глинистого матеріалу.

Середня відкрита пористість цих алевро-піщаних товщ коливається в межах 4,5%-7,5%. Газопроникність змінюється від 0,05 мД до 0,8 мД.

Катагенетична перетвореність органічної речовини породи знаходиться на стадії МК₃. Товщина перспективної пачки становить 45 м.

Комплексний аналіз проведених досліджень дозволив виділити для верхньокам'яновугільного комплексу одну Святогірсько-Артемівську високоперспективну зону, яка за визначеними геологічними критеріями оцінки перспектив газонасності ущільнених порід характеризуються найкращими властивостями (рисунок 64).

Загальна площа перспективної території поширення газонасних ущільнених порід у відкладах верхньокам'яновугільного комплексу становить близько 2500 км². Площа Святогірсько-Артемівської високоперспективної зони дорівнює – 1170 км².

Проведені дослідження в межах Дніпровсько-Донецької западини відповідно до виділених критеріїв оцінки газонасності ущільнених порід показали, що всі попередньо виділені комплекси палеозою, а саме девонський, нижньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільний характеризуються тими чи іншими перспективами на пошуки газу нетрадиційного типу. Найбільший потенціал на пошуки газу в ущільнених породах має середньокам'яновугільний комплекс, потім нижньокам'яновугільний, верхньокам'яновугільний і девонський комплекси.

Територіально найбільші перспективи пошуку газу в ущільнених породах пов'язуються з південно-східною, значно менше з центральною і ще менше з північно-західною субобластями ДДЗ.

РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ НА СКУПЧЕННЯ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ ТА ВИДІЛЕННЯ НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ СТРАТИГРАФІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ І ЗОН

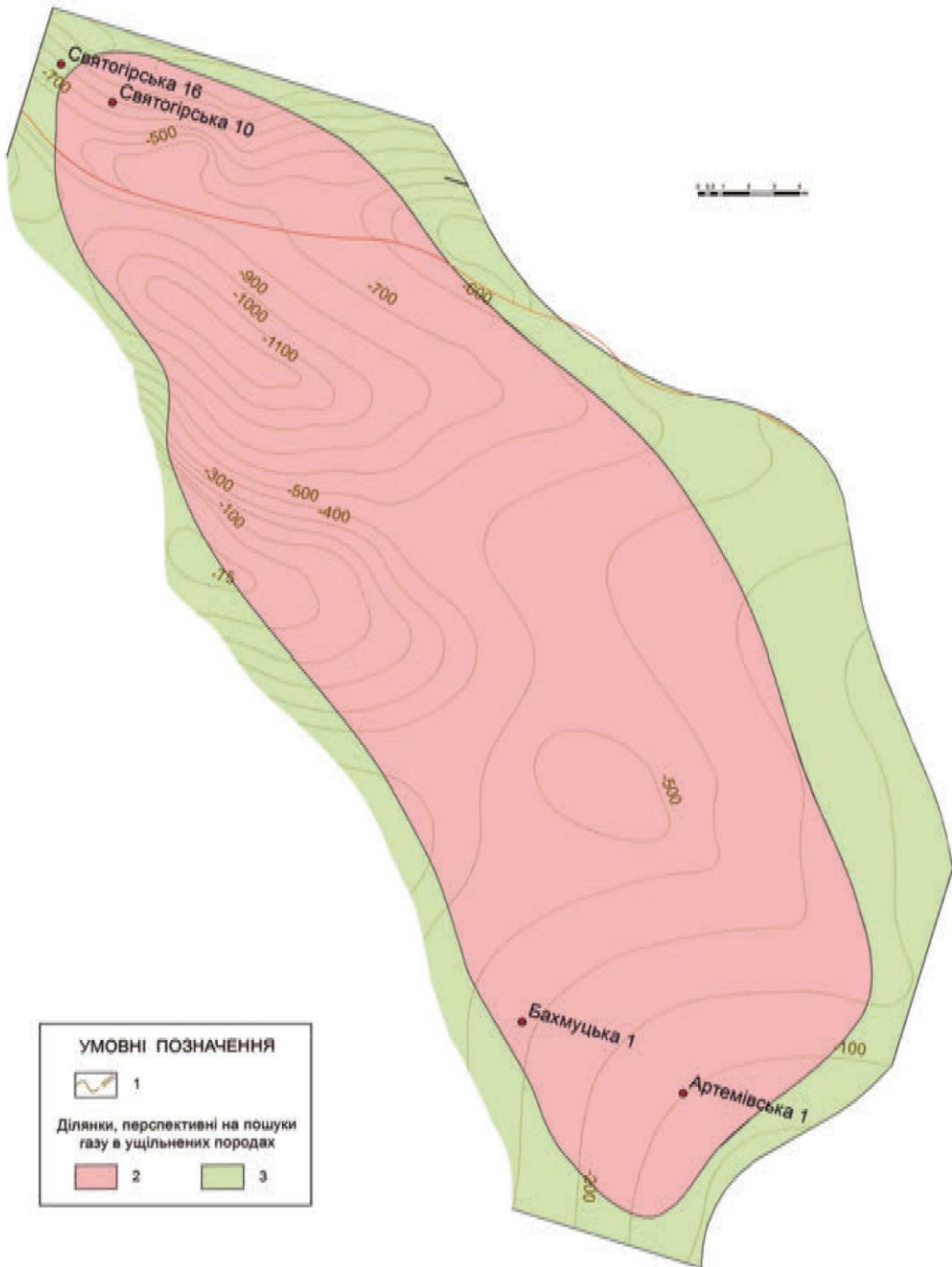


Рисунок 64 – Святогірсько-Артємівська високоперспективна зона. 1 – ізогіпси підшови МЗ; ділянки, перспективні на пошуки газу у щільних колекторах: 2 – високоперспективна, 3 – перспективна.

РОЗДІЛ 4. КІЛЬКІСНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ ГАЗУ НЕТРАДИЦІЙНОГО ТИПУ В УЩІЛЬНЕНИХ ПОРОДАХ У МЕЖАХ ВИСОКОПЕРСПЕКТИВНИХ ЗОН СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

За результатами аналізу геолого-геофізичних матеріалів, лабораторних досліджень, а також за комплексом визначених критеріїв, виділено перспективні зони, територію яких за якісною оцінкою поділено на високоперспективні, перспективні та умовноперспективні ділянки.

Таким чином, перспективи на газ у щільнених колекторів встановлені в девонському, нижньокам'яновугільному, середньокам'яновугільному та верхньокам'яновугільному комплексах ДДЗ.

Для підрахунку ресурсів газу в у щільнених колекторах в межах високоперспективних ділянок застосовано об'ємну формулу підрахунку. Для кожної ділянки вибрані наступні дані [43, 47, 52, 53]:

- площа ділянки;
- середня глибина залягання перспективних відкладів;
- товщина колектора (ефективна);
- коефіцієнт пористості;
- коефіцієнт газонасичення;
- пластова температура;
- пластовий тиск.

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

Підрахунок газу виконувався об'ємним методом за формулою:

$$V_{\text{геол}} = F \times h \times K_{\text{п}} \times K_{\text{г}} \times f \times K_{\text{р}}, \quad (1)$$

де $V_{\text{геол}}$ – геологічні ресурси газу;

F – площа підрахункової ділянки;

h – товщина колектора (ефективна);

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт пористості;

$K_{\text{г}}$ – коефіцієнт газонасиченості;

f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до об'єму за стандартної температури;

$K_{\text{р}}$ – 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 – товщина колектора, $K_{\text{п}}$ – середня пористість, $K_{\text{г}}$ – коефіцієнт газонасиченості визначались за даними каротажних діаграм по окремих сверд-

ловинах 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 0,65.

f – поправка на температуру, визначається за формулою:

$$f = \frac{273 + t_{ст}}{273 + T_{п}} \quad (2)$$

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

Поправка на тиск визначалась за формулою:

$$K_p = \frac{P_{пл} \times \alpha - P_k \times \alpha_k}{P_{ст}} \quad (3)$$

де $P_{пл}$ – пластовий тиск (МПа)

P_k – кінцевий, залишковий пластовий тиск (в кінці розробки, МПа), α – поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для $P_{пл}$ і P_k .

$P_{ст}$ – 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:

$$P_{пл} = \frac{H\gamma}{10}, \quad (4)$$

де H – глибина (м);

γ – питома вага пластової води ($\approx 1,05$).

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

$$\alpha = \frac{1}{Z}, \quad (5)$$

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 Інструкції по дослідженню газових свердловин) [47].

1. Визначаємо псевдокритичний (середньокритичний) тиск P_r і псевдокритичну (середньокритичну) температуру T_r . За відносну питому вагу газу за повітрям беремо питому вагу метану – 0,60. Таким чином, $P_r = 4,69$ 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:

$$P_R = \frac{P_{пл}}{P_T}; T_R = \frac{T_{пл}}{T_T}, \quad (6,7)$$

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 α_K для кінцевого тиску (за тиску на усті свердловини, рівному 0,1 МПа).

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

Для підрахунку видобувних ресурсів газу отримані загальні геологічні ресурси $V_{геол}$ помножуються на коефіцієнт вилучення газу $K_{вил}$, який для традиційних газових родовищ приймається рівним 0,85 [47].

Для газу в ущільнених колекторах коефіцієнт вилучення буде, безсумнівно, меншим. Він приймається авторами на основі методу експертних оцінок серед українських спеціалістів та американського досвіду видобування такого газу. Зокрема, американські дані показують, що для родовищ газу ущільнених порід коефіцієнт вилучення становить 0,25-0,50 [53]. Бажаючи надати оцінкам найбільшої реальності, автори зупинилися на дещо менших від середнього значення коефіцієнтах вилучення – 0,35 для газу ущільнених колекторів. Для відповідних значень коефіцієнту вилучення розраховані і величини щільності ресурсів газу на одиницю площі.

Для кожної виділеної високоперспективної зони, розташованих в межах Східного нафтогазоносного регіону України, був проведений підрахунок ресурсів газу за вказаною вище методикою. Результати даного підрахунку з відповідними вихідними даними щодо кожної високоперспективної зони для девонського, нижньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та верхньокам'яновугільного комплексів наведені в таблиці 4.

Загальні геологічні ресурси газу в ущільнених породах палеозойського комплексу в межах виділених високоперспективних зон для Східного нафтогазоносного регіону України становлять близько 9,7 трлн. м³, з них видобувні оцінюються приблизно в 3,4 трлн. м³. Найбільшими перспективами характеризуються середньокам'яновугільні відклади з геологічними ресурсами 5,8 трлн. м³, далі верхньокам'яновугільні і нижньокам'яновугільні – 1,8 та 1,7 трлн. м³ і, насамкінець, девонські відклади з 0,4 трлн. м³. Видобувні ресурси становлять відповідно 2,0; 0,6 і 0,6 та 0,14 трлн. м³.

РОЗДІЛ 4. КАРБОНАТНА ОЦІНКА РЕСУРСІВ ГАЗУ НЕТРАДИЦІЙНОГО ТИПУ В
УШІВЬНИХ ПОРОДАХ У МЕЖАХ ВИСОКОПЕРСПЕКТИВНИХ ЗОН
СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Таблиця 4 – Оцінка ресурсів газу в ушівських породах основних стратонів палеозойського комплексу в межах високоперспективних зон Східного нафтогазоносного регіону.

Комплекс/ назва високоперспективної зони	Площа, км ²	Глибина середня, м	Товщина колектора ефективна, м	Коефіцієнт пористості	Коефіцієнт газонасиченості	Пластова температура, °С	Пластовий тиск, МПа	Поправка на температуру	Поправка на відхилення від закону Бойля -Мариота	Поправка на тиск	Загальні геологічні ресурси, т	Видобувні ресурси, К _{випл} 0,35, трлн. м ³	Щільність, млн. м ³ / км ²
С ₃													
Святогірсько-Артемівська	1170	3000	130	0,06	0,65	60	31,9	0,880	1,06	338	1,77	0,62	530
С ₂													
Веселівська	420	4000	120	0,06	0,65	90	42,6	0,807	0,93	393	0,62	0,22	524
Співаківсько-Артемівська	2390	3500	150	0,06	0,65	75	37,2	0,842	0,99	367	4,32	1,51	632
Кальміус-Горецька	510	2800	150	0,06	0,65	55	29,8	0,893	1,08	321	0,85	0,30	588
С ₁													
Солохівсько-Опішнянська	860	4200	50	0,05	0,65	100	44,7	0,786	0,89	398	0,87	0,31	360
Катеринівсько-Близнюківська	1060	3800	80	0,05	0,65	90	40,4	0,807	0,93	376	0,84	0,29	274
D													
Колайдинцівська	80	4200	150	0,05	0,65	100	44,7	0,786	0,89	396	0,12	0,04	500
Боярсько-Шедіївська	220	3500	130	0,05	0,65	85	37,2	0,818	0,97	360	0,27	0,10	454
Всього по регіону											9,67	3,39	

РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ КАРБОНАТНИХ ПОРОДАХ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

Успішна практика розвідки та видобутку вуглеводнів із нетрадиційних джерел вуглеводневої сировини, а саме з ущільнених пісковиків та алевролітів, які перешаровуються або заміщуються за падінням газогенеруючими верствами, що представлені чорносланцевими товщами з достатнім вмістом розсіяної органічної речовини та відповідною термічною зрілістю, стимулювала поглиблений аналіз та переосмислення наявної геологічної та промислової інформації щодо нафтогазонасності інших басейнових літотипів – різноманітних вапняків та силіцитів. Одночасно став предметно вивчатися нафтогазовий потенціал перехідних різновидів щільних вапнистих та силіцитових глинистих сланців, а також усього спектру карбонатних порід – від чистих вапняків, їх глинистих та окремєнілих різновидів, до тонкого перешарування кремєністих, глинистих та карбонатних порід (варвітів). За фактом, через газосланцевий бум «під підозрою» на наявність промислового вуглеводневого потенціалу опинились майже всі породи, що містять органіку сапропелевого ряду на рівні понад 1-4%, якщо вони мають значну товщину та латеральне поширення, не зазнали суттєвих складчастих деформацій і наразі перебувають у зоні газового або нафтового «вікна».

Аналіз світового досвіду з видобутку нетрадиційних вуглеводнів свідчить, що його скупчення можуть міститися не лише у алевро-піщаних породах, а і у породах глинисто-карбонатного та карбонатного складу. Глинисті, глинисто-карбонатні, карбонатно-глинисті, кремєністо-глинисті та кремєністо-глинисто-карбонатні тонкозернисті басейнові відклади, що збагачені на органічну речовину (або гідрокарбонеліти за О.Ю. Лукіним), мають колосальний промисловий нафтогазовий потенціал, який протягом останнього десятиліття успішно освоєється в США та Канаді за допомогою вдосконаленого гідророзриву пластів за регулярною сіткою видобувних горизонтальних свердловин, що крок за кроком здренуюють вуглеводні з продуктивного гірського породного масиву [146, 159-161]. Окрім достатнього вмісту органічної речовини відповідного типу та ступеня катагенетичної зрілості, значний за об'ємом гірський масив гідрокарбонелітів з товщинами понад 3-50 м і латеральним поширенням понад тисячу кв. км, повинен мати (винятки підтверджують правило) сприятливі геомеханічні властивості для посилення існуючої і створення штучної тріщинуватості, що забезчується підвищеною полігенетичною карбонатністю чи частковим окремєнінням нафтогазонасних порід. Таким чином, суттєва карбонатність та/або підвищений вміст кремєнезему у матриці гідрокарбонелітів перетворюю-

ють їх на потенційний нафтогазовидобувний об'єкт.

Так, роботи в цьому напрямку розгорнулись у таких басейнах, як Уїллістоун (Williston Basin), Остін Чок Тренд (Austin Chalk trend), Іст Техас - Норт Луїзіана Солт (East Texas - North Louisiana Salt), Ніобрапа (Niobrara), Денвер-Джулісберг (Denver-Julesberg), Аппалачський передовий прогин (Appalachians), Форт-Уорт та ін. [143, 146, 147, 159-161]. Практично всі вони просторово співпадають із загальновідомими, багатими на нафту і газ басейнами, зведеною нафтогазоносністю традиційних колекторів у традиційних пастках, що свідчить про єдність і неперервність нафтогазових систем в надрах.

Стратиграфічний діапазон формування відкладів, перспективних в плані пошуку нетрадиційних вуглеводнів у карбонатних утвореннях зазначених басейнів, достатньо великий – від ордовіка до верхньої крейди. Глибина залягання – 2500-4500 м. Літологічний склад відкладів – вапняки, доломіти, глинисті вапняки, глинисті доломіти, мергелі та сильно вапнисті аргіліти.

Звертає на себе увагу той факт, що значна частина басейнів Північної Америки, продуктивних саме на сланцевий газ, відноситься до інтервалу верхнього фамелу-нижнього карбону (міссісіпію), представленого карбонатами та глинисто-карбонатними тонкозернистими породами (рисунок 65).

Найбільших успіхів у освоєнні газу ущільнених карбонатних порід було досягнуто у басейні Остін Чок Тренд (Austin Chalk trend) у відкладах формації Ігл Форд (Eagle Ford Shale) крейдового віку (сеноман-гурон). У літологічному відношенні відклади даної формації, залежно від положення в басейні, відносяться до сланців, мергелів, глинистих вапняків та порівняно чистих вапняків та доломітів (рисунок 66). Товщина відкладів формації змінюється від 5 до 15 м. Вміст Total Organic Carbon (ТОС), загальний вміст нафтогенеруючого вуглецю – 3-7%,. Пористість порід – 6-11%. Глибина залягання відкладів формації від 1400 м до 3750 м.

З відкладів формації Ігл Форд видобуваються як нетрадиційна нафта, так і нетрадиційний газ. В 2012 році з відкладів формації було видобуто 8,2 млн. т нафти та 12 млрд. м³ газу. Причому, видобуток сланцевої нафти проводиться в межах північно-західної частини басейну (переважно глинисті відклади), а видобуток газу – в межах південно-східної частини (глинисто-карбонатні, карбонатно-глинисті та карбонатні відклади), що напряму пов'язано зі ступенем термальної зрілості порід (для північно-західної частини R^o – 0,55-0,80, в межах південно-східної R^o – 0,7-0,9) (рисунок 67). Слід також зазначити, що у більшості випадків одночасно з видобутком нетрадиційного газу відбувається і видобуток газоконденсату, припливи якого можуть сягати 50-60 м³/добу.

Вивчення нафтогазоперспективності тонкозернистих перехідних різновидів

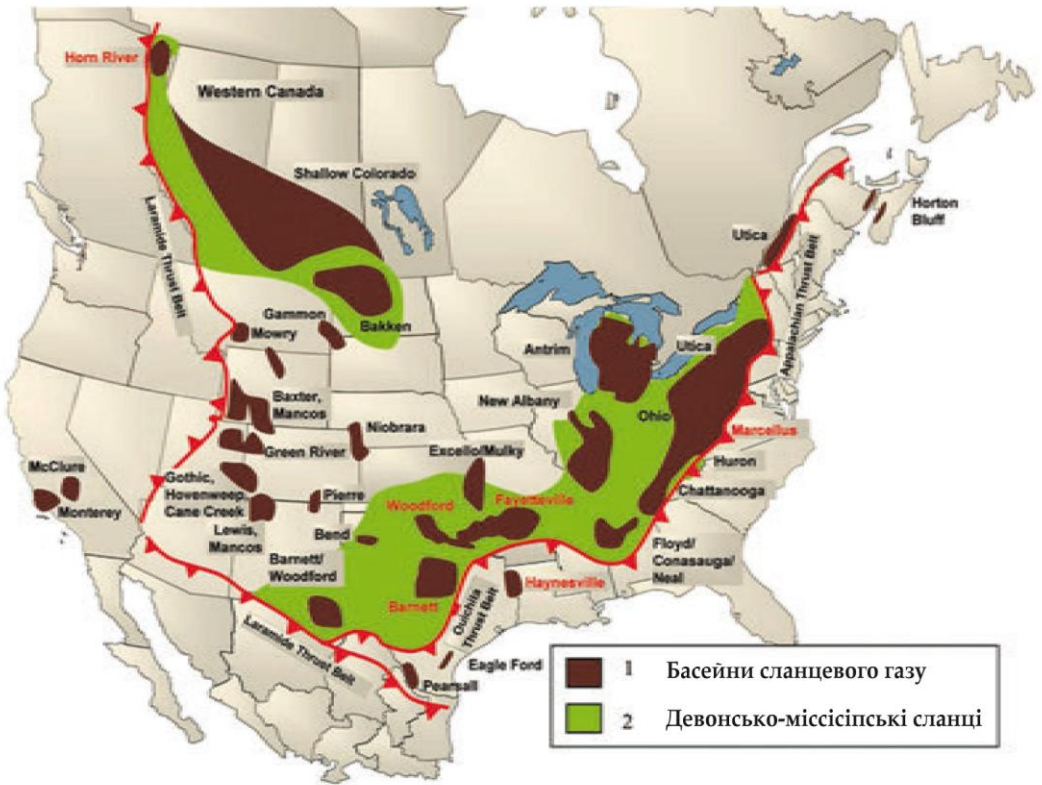


Рисунок 65 – Північноамериканські райони сланцевої газоносності та поширення басейнів морського девон-міссісіпського осадконакопичення [158].
1 - басейни сланцевого газу, 2 - девонсько-міссісіпські сланці.

карбонатно-глинистих, глинисто-карбонатних та кременисто-глинисто-карбонатних порід являє собою передній край досліджень сучасної нафтової геології, тож більша частина узагальнень мають здебільшого емпіричний характер, що вимагає подальших досліджень і теоретичного тлумачення. Поки що не отримав належної інтерпретації той факт, що більшість тонкозернистих сланців із доведеною продуктивністю залягають під поверхнею стратиграфічного, а інколи кутового неузгодження, як це спостерігається у Східно-Техаському басейні (рисунок 68). Ймовірно, що часткова інверсія басейну може призводити до збільшення пористості глинистих порід, внаслідок зменшення літостатичного тиску і певного механізму її збереження під час наступного занурення.

Помірні деформації літифікованого гірського масиву призводять до утворення

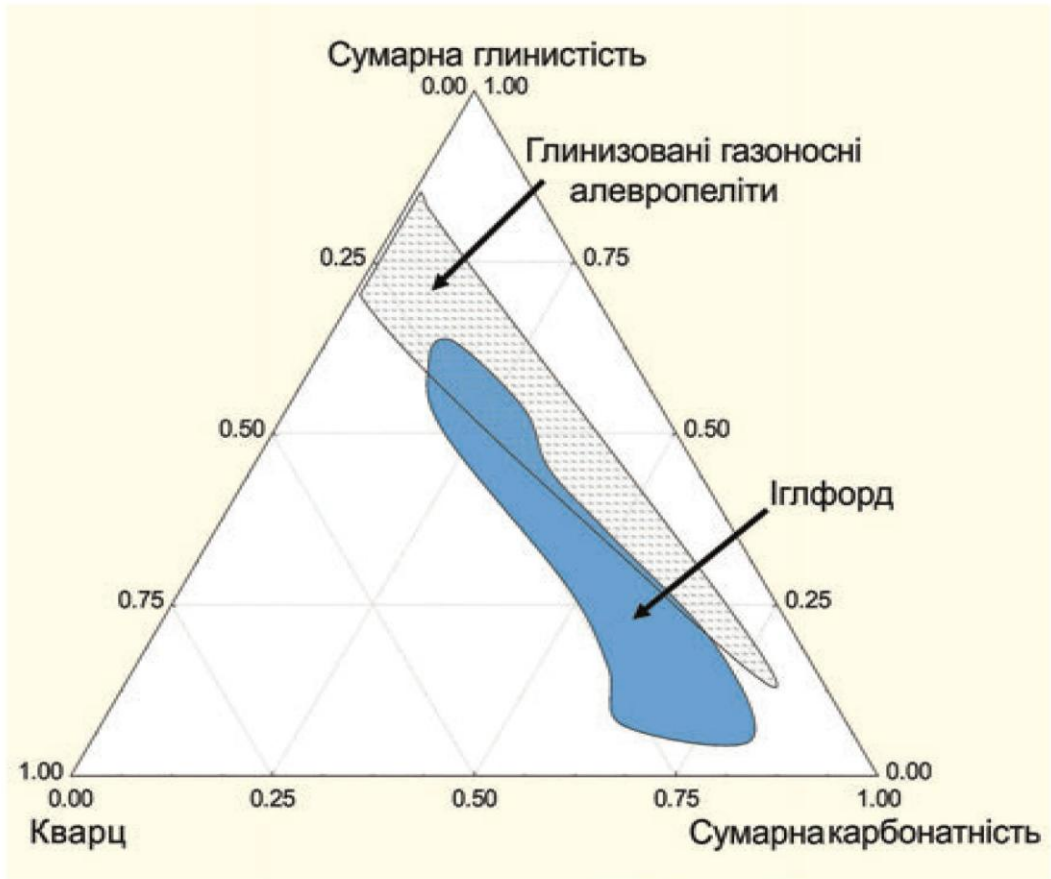


Рисунок 66 – Літологічний склад продуктивних порід формації Ігл-Форд басейну Остін Чок Тренд [148].

регулярної сітки тріщин на кшталт мезокліважу сланцюватості та субвертикальних зон тріщинуватості, які досить рівномірно розтинають сланцевий комплекс порід басейнової седиментації. Наявність таких зон просторової локалізації дилатансії свідчить про можливість крихких деформацій на додачу до пластичних, типових для порід глинистого ряду.

Ця особливість свідчить про певні гіпогенно-катагенетичні зміни в складі глинистих мінералів (ілітізація) та/або підвищеної карбонатності чи силіфікації відкладів. Крім того, диференційні рухи створювали додаткову тріщинуватість як мезокліважу сланцюватості, так і латеральної тріщинуватості гірського масиву, на кшталт мегакліважу, що розтинає останній з певним кроком, і проникність якого

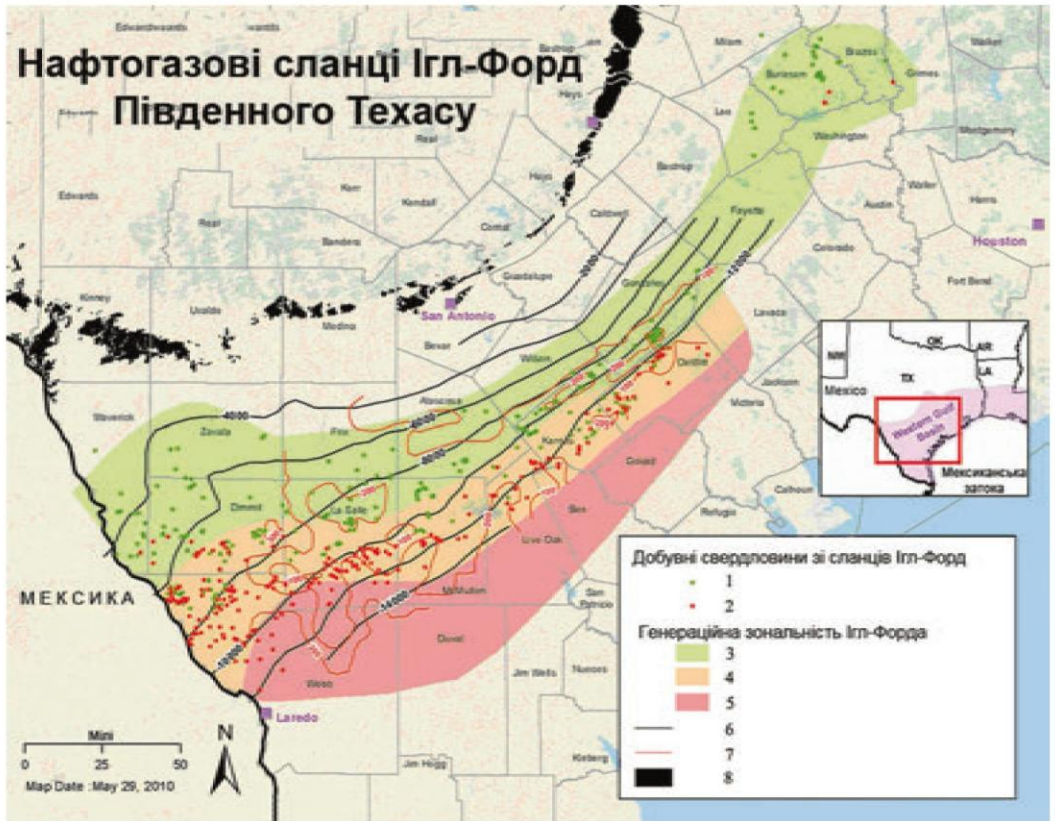


Рисунок 67 – Катагенетична зональність і розподіл нетрадиційних покладів вуглеводнів у відкладах формації Ігл-Форд тренду Остін Чок Тренд [153]. Добувні свердловини зі сланців Ігл-Форд: 1 - нафта, 2 - газ; генераційна зональність Ігл-Форда: 3 - нафта, 4 - жирний газ або конденсат, 5 - сухий газ; 6 - глибина залягання покрівлі Ігл-Форд (фути), 7 - товщина сланців Ігл-Форд (фути), 8 - відслонення порід сланців Ігл-Форд.



Рисунок 68 – Нафтова система Остін Чок - Іглфорд-Вудбайн (показана зеленим) зі стратиграфічним неузгодженням суберцинської фази складчастості (початок сантону) між традиційним резервуаром і генеруючою товщею [133].
1 - Остін-Чок (89-85 млн. р.), 2 - Іглфорд-Вудбайн (99-89 млн.р),
3 - Шулер-Уошита (144-99 млн.р.).

посилиється аномально-високим поровим тиском, внаслідок сучасної генерації вуглеводнів. Вважається, що первинна міграція вуглеводнів з органічної речовини сланців створює планарні тріщини вздовж поверхонь нашарування. Таким чином, у сланцевому масиві існує просторове поширення як субвертикальних, так і субгоризонтальних тріщин, які можуть бути відкриті в сучасному полі тектонічних напружень і додатково розширені завдяки застосуванню технології гідророзриву пластів.

Промислова продуктивність ущільнених карбонатних порід доведена також в Аппалачському басейні. У цьому басейні нетрадиційні поклади вуглеводнів в ущільнених карбонатних породах містяться у відкладах формацій Пойнт Плезант (нижня частина формацій Утіка) та відклади формації Трентон. Вік відкладів – середній-верхній ордовик. Глибина залягання відкладів зазначених формацій змінюється від 1000 м до 4800 м. Товщина відкладів формацій Пойнт Плезант варіює від 25 м до 95 м (рисунок 69). В літологічному відношенні відклади цієї формації представлені товщею вапняків та глинистих вапняків з прошарками аргілітів. Пористість порід – 3,7-11,0%.

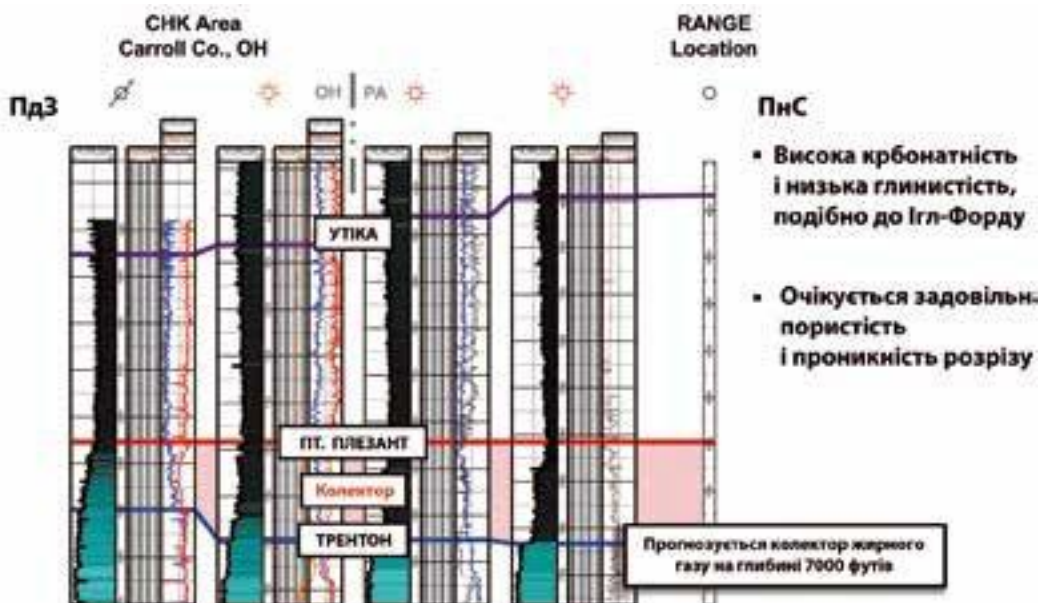


Рисунок 69 – Кореляція продуктивних відкладів формації Утіка-Пойнт-Плезант на північному заході шт. Пенсильванія [150].

Вміст ТОС у глинистих вапняках – 1,6-3,8%, у сланцях – 2,5-7,0%. Товщина відкладів формації Трентон змінюється від 45 м до 260 м. В літологічному відношенні відклади цієї формації представлені товщею щільних вапняків з прошарками аргілітів. Пористість порід у середньому – 2,0%-5,0%. Вміст ТОС у вапняках – 1,2-2,8%, у прошарках сланцю – 2,0-4,5%. Видобуток нетрадиційної нафти здійснюється у східній та північно-східній частинах басейну, а видобуток газу – в центральній, східній та північно-східній частинах (рисунок 70). Понад 75% видобутку газу надходить з карбонатних та глинисто-карбонатних порід формації Пойнт-Плезант.

В окрему науково-пошукову проблематику доцільно вичленити питання промислової нафтогазоносності карбонатних платформ, оскільки в них теж існують поклади нетрадиційного типу, які інтенсивно розвідуються в Північній Америці протягом останнього десятиліття у відкладах ордовіку та нижнього карбону. Пастки тектоно-гідротермальних колекторів (HTD) нафти і газу типу Трентон-Блек Рівер, що пов'язані із вторинною доломітизацією, не є в повному розумінні нетрадиційними, вони чітко локалізовані у підземному просторі, однак наявність

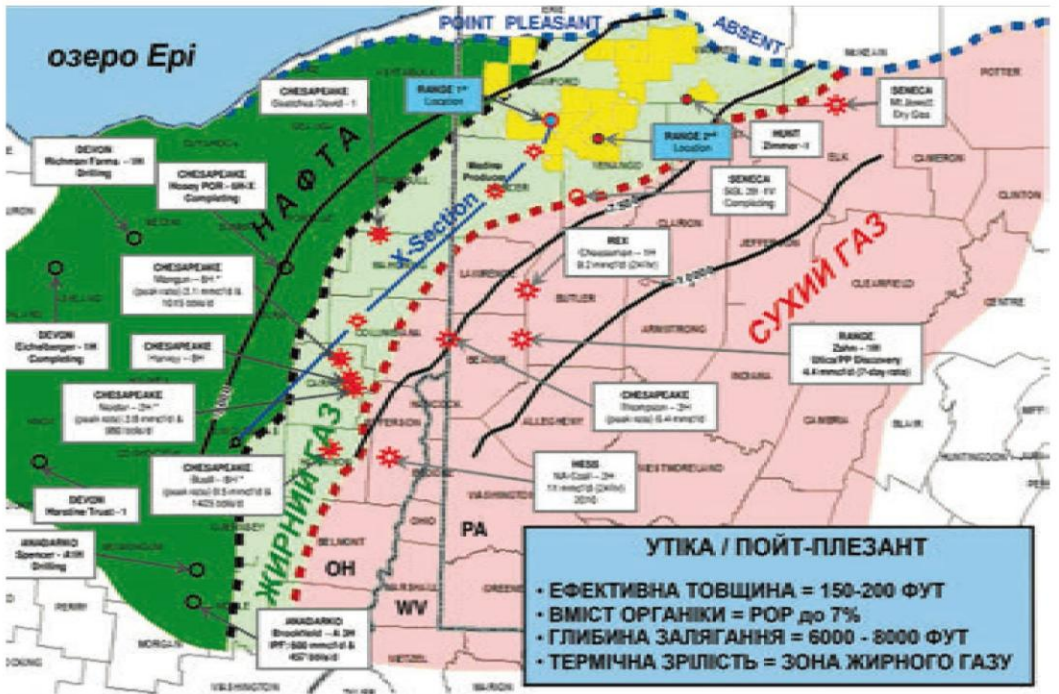


Рисунок 70 – Розподіл нетрадиційних покладів вуглеводнів у відкладах формації Пойнт Плезант Аппалачського басейну [150].

регулярної мережі мезотріщинуватості споріднює їх з полями сланцевої нафтогазоносності [136]. Колектор представлений тріщинуватими та брекчієвими доломітами та вапняками зпластовими кременями, гідротермально зміненими [140].

На основі узагальнення геолого-геофізичних, геолого-промислових та геохімічних матеріалів по осадових басейнах, в яких є об'єкти, перспективні на пошук газу в ущільнених карбонатних породах, на сьогоднішньому рівні знань, можливо попередньо сформулювати наступні положення:

- 1) Газ в ущільнених карбонатних породах міститься як у сорбованому, так і у вільному стані. Сорбований газ генетично пов'язаний з органічною складовою породи, а вільний газ міститься у закритих і відкритих порах та в тріщинах.
- 2) В літологічному відношенні газоперспективні ущільнені карбонатні породи представлені: гідрокарбонепелітами, вапняками глинистими, чистими ущільненими вапняками, глинистими доломітами і доломітами. Найбільш перспективними у газовому відношенні є гідрокарбонепеліти та вапняки глинисті, дещо меншими перспективами характеризуються чисті ущільнені вапняки і доломіти. Важливим аспектом для промислової газоносності ущільнених чистих вапняків і доломітів є знаходження їх у розрізі, у парагенезисі зі власне глинистими утвореннями, збагаченими органічною речовиною.
- 3) Мінімальний вміст органічної речовини в породах повинен перевищувати 1,0%. Ступінь перспективності порід зростає зі збільшенням вмісту $C_{орг}$.
- 4) Ступінь термальної зрілості порід – від 0,8 до 2,5-3,0R^o, що відповідає «газовому вікну».
- 5) Товщина перспективного горизонту від 25-30 м.
- 6) Мінімальні значення пористості порід від 1,5% до 2,5%, проникності – 0,01-0,03 мД.
- 7) Одним із важливих факторів, які впливають на ступінь перспективності ущільнених карбонатних порід в плані газоносності, 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.

На основі зазначених критеріїв в межах Східного нафтогазоносного регіону України попередньо до перспективних відкладів для пошуку газу в ущільнених карбонатних породах можна віднести (рисунок 71):

- 1) Карбонатні та глинисто-карбонатні відклади саргаєвсько-семилуцького горизонту нижньофранського під'ярусу верхньодевонського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ. Перспективні у газовому відношенні відклади представлені зеленувато-сірими, детритовими, перекристалізованими

РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ КАРБОНАТНИХ ПОРОДАХ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

еон	ера	Система	Відділ	Ярус	Під'ярус	Система Дебасу	МФГ	Літологія	Макс. товщина, м	Системні стратиграфічні рівні розповсюдження ущільнених карбонатних порід	
ЄОЦЕО	Кайнозойська	Четвертинно-неогенова							До 100 м		
			Палеогенова	Олігоцен						До 400 м	
	Еоцен-палеоцен										
	Мезозойська	Крейдова	Верхній						До 800 м		
			Нижній						До 180 м		
		Юрська	Верхній						До 800 м		
			Середній								
			Нижній								
	Триасова	Верхній						До 300 м			
		Середній						До 300 м			
	Пермська	Нижній		Сакмарський					До 700 м		
				Асєльський					До 800 м		
	Палеозойська	Кам'яноугільна	Верхній		Гжельський		О1			До 1500 м	
					Казимовський		О2				
			Середній		Московський		О3			До 2000 м	
					Баширський		О4			До 2000 м	
		Нижній	Свердловський				О5			До 2000 м	
							О6				
			Турнейський				О7			До 3000 м	
						О8					
Кіпрська		Верхній		Франський		Верхній			До 4000 м		
						Новий			До 4800 м		
	Середній		Живетський					До 3200 м			
			Ебфельдський					До 100 м			
Археї/Протерозой	Рибей	Венд						До 4-5 км (за соціальними джерелами)			

Рисунок 71 – Основні стратиграфічні рівні розповсюдження відкладів, найбільш перспективних для пошуку газу в ущільнених карбонатних породах у палеозойському комплексі ДДЗ.

- вапняками з прошарками темно-сірих аргілітів та алевролітів. Вміст C_{org} – 0,6-1,1%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від МК₂ до МК₄ (R^o – 0,7-1,50). Товщина перспективних пачок 15-25 м.
- 2) Карбонатні та глинисто-карбонатні відклади задонського горизонту нижньо-фаменського під'ярусу верхньодевонського комплексу в межах прибортових зон північно-західної частини ДДЗ. Перспективні у газовому відношенні відклади представлені вапняками світло-сірими, жовтуватими, органогенно-детритовими, зернистими, перекристалізованими, місцями доломітованими, прошарками глинистими, які чергуються з пачками аргілітів. Вміст C_{org} в карбонатних різновидах – 0,8-2,8%, глинисто-карбонатних – 1,2-3,5%, у глинистих – до 5,8%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від МК₂ до МК₄ (R^o – 0,55-1,5). Товщина перспективних пачок до 35 м.
 - 3) Глинисто-карбонатні відклади верхньофаменського під'ярусу верхньодевонського комплексу в межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ. Вміст C_{org} – до 4,0%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від МК₂ до МК₄ (R^o – 0,80-1,5). Товщина перспективних пачок до 40 м.
 - 4) Нижньотурнейські карбонатні та глинисто-карбонатні відклади в межах південної прибортової зони центральної та південно-східної частин ДДЗ. Перспективні у газовому відношенні відклади представлені вапняками сірими і темно-сірими, шламово-детритовими, часто доломітованими, інколи різною мірою глинистими, з прошарками сірих і темно-сірих аргілітів, алевролітів та карбонатних пісковиків. Вміст C_{org} – до 3,5%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах – МК₂-МК₄ (R^o – 0,65-1,46). Товщина перспективних пачок до 40 м.
 - 5) Карбонатні та глинисто-карбонатні відклади нижньовізейського під'ярусу нижньокам'яновугільного комплексу в межах облямування Срібненської депресії (північно-західна частина ДДЗ), в межах північної і південної прибортових зон центральної частини ДДЗ та в межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ. Перспективні у газовому відношенні відклади представлені вапняками та перешаруванням вапняків, глинистих вапняків та аргілітів. Вміст C_{org} в карбонатних різновидах – до 4,5%, у глинистих – до 8,5%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від МК₁ до МК₄ (R^o – 0,55-1,4). Товщина перспективних пачок до 55 м.
 - 6) Верхньовізейські і нижньосерпуховські глинисто-карбонатні та карбонатні відклади нижньокам'яновугільного комплексу в межах південної та східної частини території північних околиць Донбасу. В літологічному відношенні це різноманітні вапняки (в основному, органогенні, детритові, шламово-де-

тригові і шламіві, дрібно-тонкозерністі та пелітоморфні), різною мірою глинисті, іноді доломітизовані та піритизовані. Вміст $C_{\text{орг}}$ в карбонатних різновидах – до 4,0%, у глинистих – до 5,5%. Ступінь катагенезу порід у розкритих розрізах від МК₁ до МК₄ ($R^{\circ} = 0,55-1,6$). Товщина перспективних пачок до 35 м.

До найбільш перспективних в плані пошуку газу в ущільнених карбонатних породах, на сучасному етапі вивченості, слід віднести карбонатні і глинисто-карбонатні відклади нижньовізейського комплексу в межах облямування Срібненської депресії.

В межах облямування Срібненської депресії нижньовізейський карбонатний комплекс залягає на глибинах від 2500 м до 5500 м. Товщина відкладів нижньовізейського карбонатного комплексу змінюється від 20 м до 200 м і супроводжується зміною літології і фацій [18, 20, 23]. Встановлено, що існуюча фаціальна зональність нижньовізейських карбонатних відкладів, в цілому, характерна для диференційованих рифогенно-карбонатних формацій. [20, 22, 74]. Виділяються наступні фаціальні зони: басейнова (або депресійна), схилова, рифова, шельфова (зони внутрішнього і зовнішнього шельфу) та прибережно-морська [20]. Найбільш перспективними в плані пошуку газу в ущільнених карбонатних породах є відклади депресійної, схилової, міжрифові відклади рифової зон та відклади зовнішнього шельфу. Порооди зазначених зон характеризуються підвищеним вмістом $C_{\text{орг}}$ і знаходяться у так званому «газовому вікні».

В якості прикладу існування потенційно перспективних на газ ущільнених порід північно-західній частині ДДЗ є свердловини №315 - Ісківцівська, №385 - Окопівська, № 6 - Озерянська та № 7 - Артюхівська. Перші три свердловини знаходяться або в південній прибортовій зоні, або в південній частині приосьової зони, остання свердловина відноситься до північної прибортової зони.

Свердловина № 315 - Ісківцівська знаходиться на південному схилі Лохвицького прогину.

Перспективи на пошуки нетрадиційного газу тут пов'язуються з нижньовізейською карбонатною «плитою» та глинисто-карбонатними породами XIV МФГ, на яких вона і залягає. Сама «плита» розкрита в інтервалах глибин 4662-4734 м із загальною товщиною 72 м. В карбонатній «плиті» виділяються три глинисті прошарки в інтервалах глибин 4715,1-4719,3 м, 4722,4-4727,7 м, 4730,6-4731,9 м. Глинистість карбонатної товщі змінюється в межах від 3% до 56% із середнім значенням – 21,6%. Пористість вапняків змінюється від 0,3% до 8,6%, за середнього значення 3,8%. Порооди XIV МФГ характеризуються середньою глинистістю 18,3% та середньою пористістю 5,2% (рисунок 72).

РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ГАЗУ В УЩІЛНЕНИХ КАРБОНАТНИХ ПОРОДАХ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

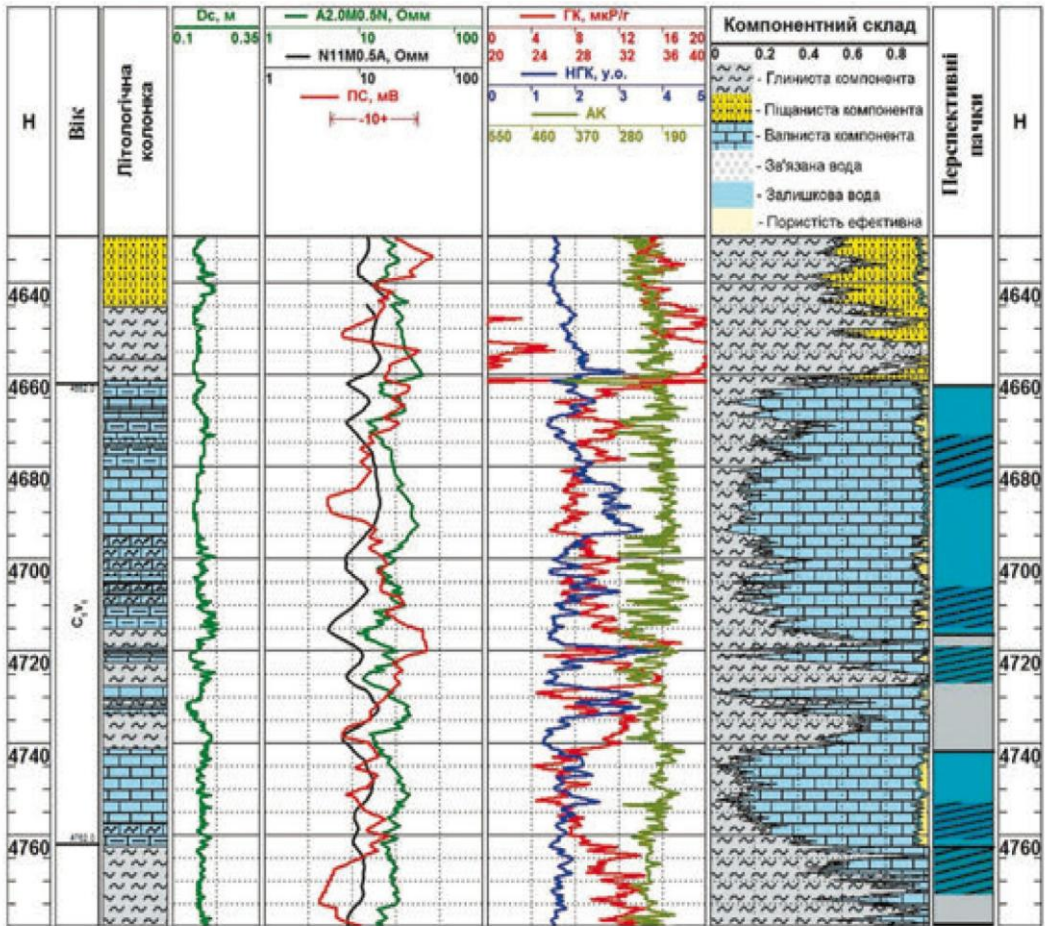


Рисунок 72 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 315-Ісківцівська (фрагмент).
Перспективний інтервал: 4662-4762 м. 1 - глини, 2 - вапняки, 3 - вапняки глинисті, 4 - мергелі, 5 - пісковики та алевроліти, 6 - щільні вапняки, 7- глинисто-карбонатні відклади, 8 - ділянки із підвищеними колекторськими властивостями (sweet-point).

Термальна зрілість порід на даній ділянці коливається в межах $R^0=1,05-1,1$, вміст органічної речовини коливається в межах 2,5-3,5%, досягаючи 4% і більше в більш глинистих різновидах.

Свердловина № 385 - Окопівська розташована на південному схилі Жданівського прогину, південніше Яблунівського газоконденсатного родовища. В даній свердловині, перспективні на пошуки газу нетрадиційного типу карбонатні та глинисто-карбонатні відклади розкриті в інтервалі глибин 3296-3435 м (рисунок 73). Карбонатна «плита» розкрита в інтервалі глибин 3296-3405 м із загальною товщиною 109 м. В «плиті» виділяється глиниста товща в інтервалі глибин 3376,7-3398 м. Глинистість вапняків змінюється від 0,3% до 65%, за середнього значення 9,5%. Пористість карбонатної «плити» варіює в межах від 0,2% до 14,9%, за середнього значення 2,8%. Під карбонатною «плитою» в інтервалі глибин 3405-4343,5 м, із глинистим прошарком в інтервалі глибин 3413-3417 м, аналогічно попередньому прикладу залягають глинисто-карбонатні породи XIV МФГ. Глинистість даних вапняків коливається в межах від 12,3% до 25,4%, за середнього значення 21,1%. Пористість коливається в межах від 0,1% до 14,8%, за середнього значення 8,1%.

Термальна зрілість порід коливається в межах $R^0 = 0,85-0,9$, вміст органічної речовини змінюється в межах 2,0-3,2%, досягаючи 3,5-4% у більш глинистих різновидах. Свердловина № 6 - Озерянська в тектонічному відношенні знаходиться в межах Леляківсько-Озерянської групи структур. В даній свердловині перспективна на пошуки газу нетрадиційного типу карбонатна «плита» (рисунок 74) розкрита в інтервалах глибин 4440-4532 м із загальною товщиною 92 м. Глинистість карбонатної плити змінюється від 0% до 92%, за середнього значення 11,8%. Пористість карбонатної плити варіює в межах від 0,2% до 17,5%, за середнього значення 3,2%.

Термальна зрілість порід на даній ділянці коливається в межах $R^0=1,1-1,15$, вміст органічної речовини коливається в межах 3,0-3,5%, досягаючи 4,5% в більш глинистих різновидах.

Свердловина № 7 - Артюхівська розташовується на південно-західному крилі однойменного підняття над Талалаївським виступом кристалічного фундаменту. Перспективи на пошуки нетрадиційного газу тут пов'язуються з нижньовізейською карбонатною «плитою» (рисунок 75), що розкрита в інтервалах глибин 4400-4479 м із загальною товщиною 79 м. В карбонатній плиті нараховуються три глинисті прошарки в інтервалах глибин 4427,8-4429,2 м, 4456,6-4461,3 м, 4465,9-4473,6 м. Глинистість карбонатної товщі змінюється в межах від 4,3% до 53% із середнім значенням – 22,7%. Пористість вапняків змінюється від 0,4% до 9,3%, за середнього значення 3,5%.

Термальна зрілість порід на даній ділянці коливається в межах $R^0 = 0,95-1,0$,

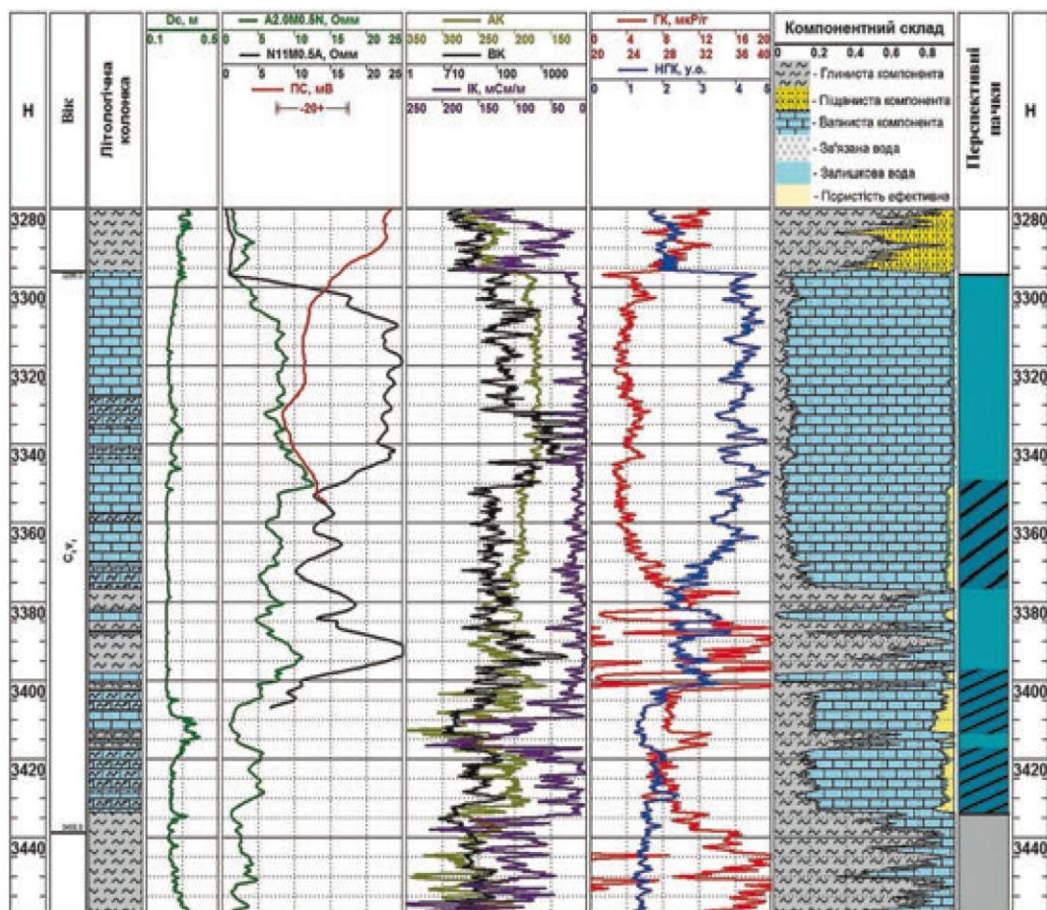


Рисунок 73 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 385-Окопівська (фрагмент). Перспективний інтервал: 3296-3435 м. 1 - глини, 2 - вапняки, 3 - вапняки глинисті, 4 - мергелі, 5 - пісковики та алевроліти, 6 - щільні вапняки, 7- глинисто-карбонатні відклади, 8 - ділянки із підвищеними колекторськими властивостями (sweet-point).

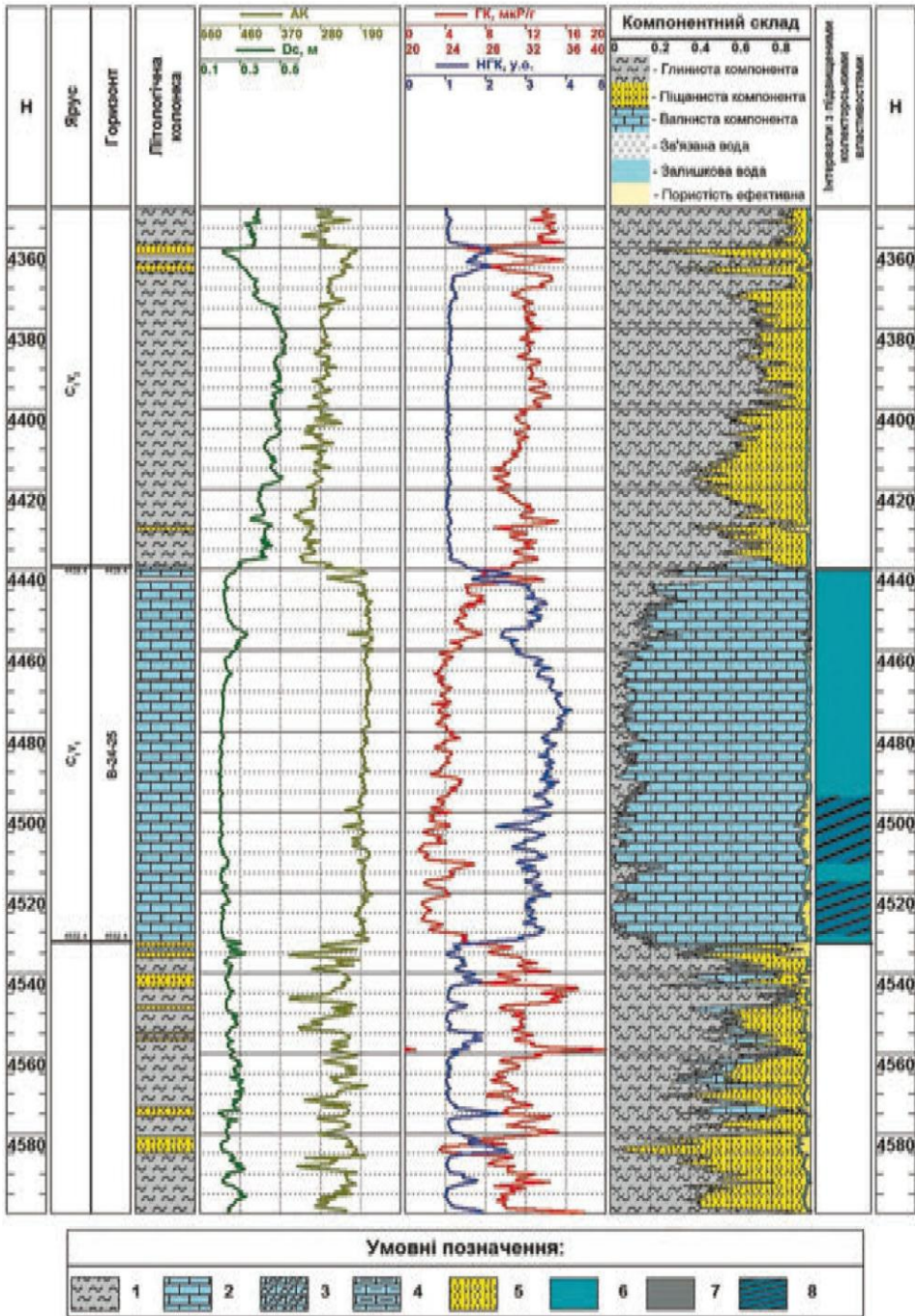


Рисунок 74 – Геолого-геофізичний планшет свердловини № 6-Озерянська (фрагмент). Перспективний інтервал: 4440-4532 м. 1 - глини, 2 - вапняки, 3 - вапняки глинисті, 4 - мергелі, 5 - пісковики та алевроліти, 6 - щільні вапняки, 7- глинисто-карбонатні відклади, 8 - ділянки із підвищеними колекторськими властивостями (sweet-point).

РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ КАРБОНАТНИХ ПОРОДАХ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

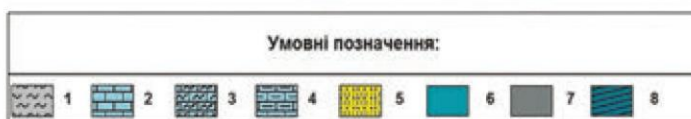
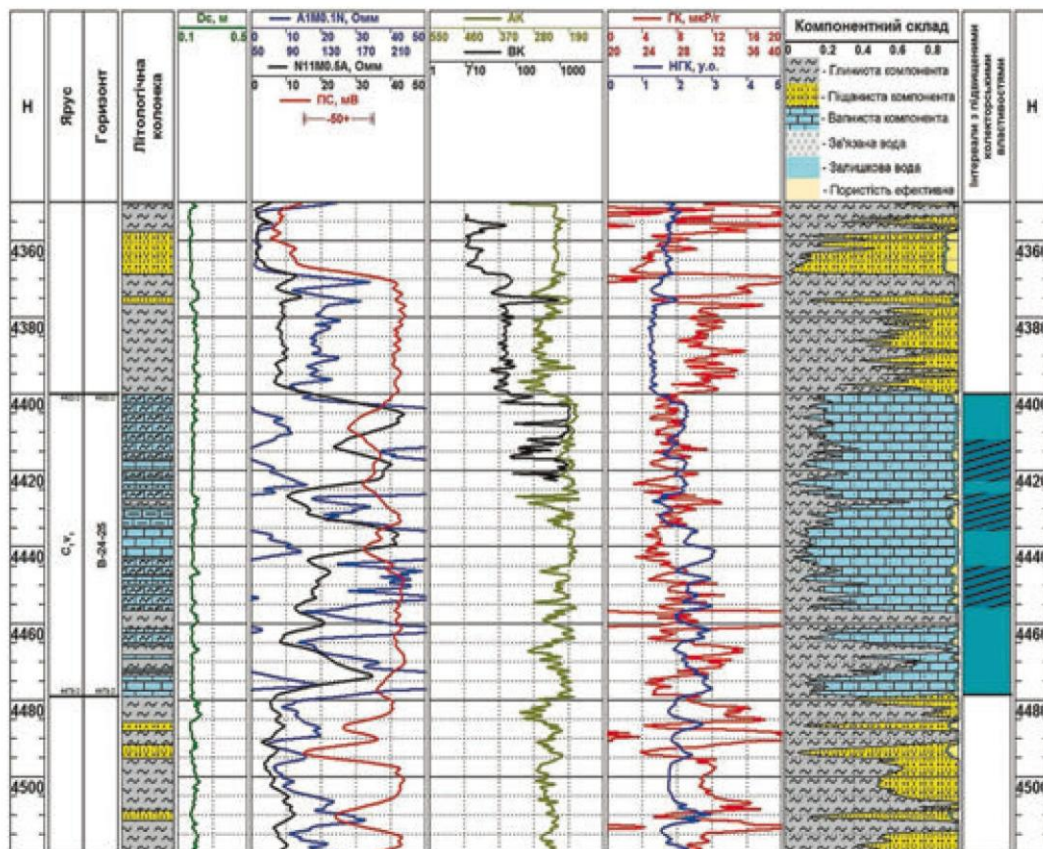


Рисунок 75 – Геолого-геофізичний планшет свердловини №7-Артюхівська (фрагмент). Перспективний інтервал: 4400-4479 м. 1 – глини, 2 – вапняки, 3 – вапняки глинисті, 4 – мергелі, 5 – пісковики та алевроліти, 6 – щільні вапняки, 7- глинисто-карбонатні відклади, 8 – ділянки із підвищеними колекторськими властивостями (sweet-point).

вміст органічної речовини коливається в межах 2,5-3,0%, досягаючи близько 4,0% в більш глинистих різновидах.

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 розповсюдження ущільнених карбонатних порід, перспективних для пошуку нетрадиційного газу у нижньовізейських відкладах північно-західної частини ДДЗ (рисунок 76).

За попередніми оцінками видобувні ресурси нетрадиційного газу в ущільнених карбонатних породах нижньовізейського комплексу Дніпровсько-Донецької западини можуть становити від 350 млрд. м³ до 450 млрд. м³. Крім того, як свідчить світовий досвід та наявні геолого-промислові матеріали, разом із видобутком нетрадиційного газу можна очікувати і на видобуток значних обсягів газоконденсату.

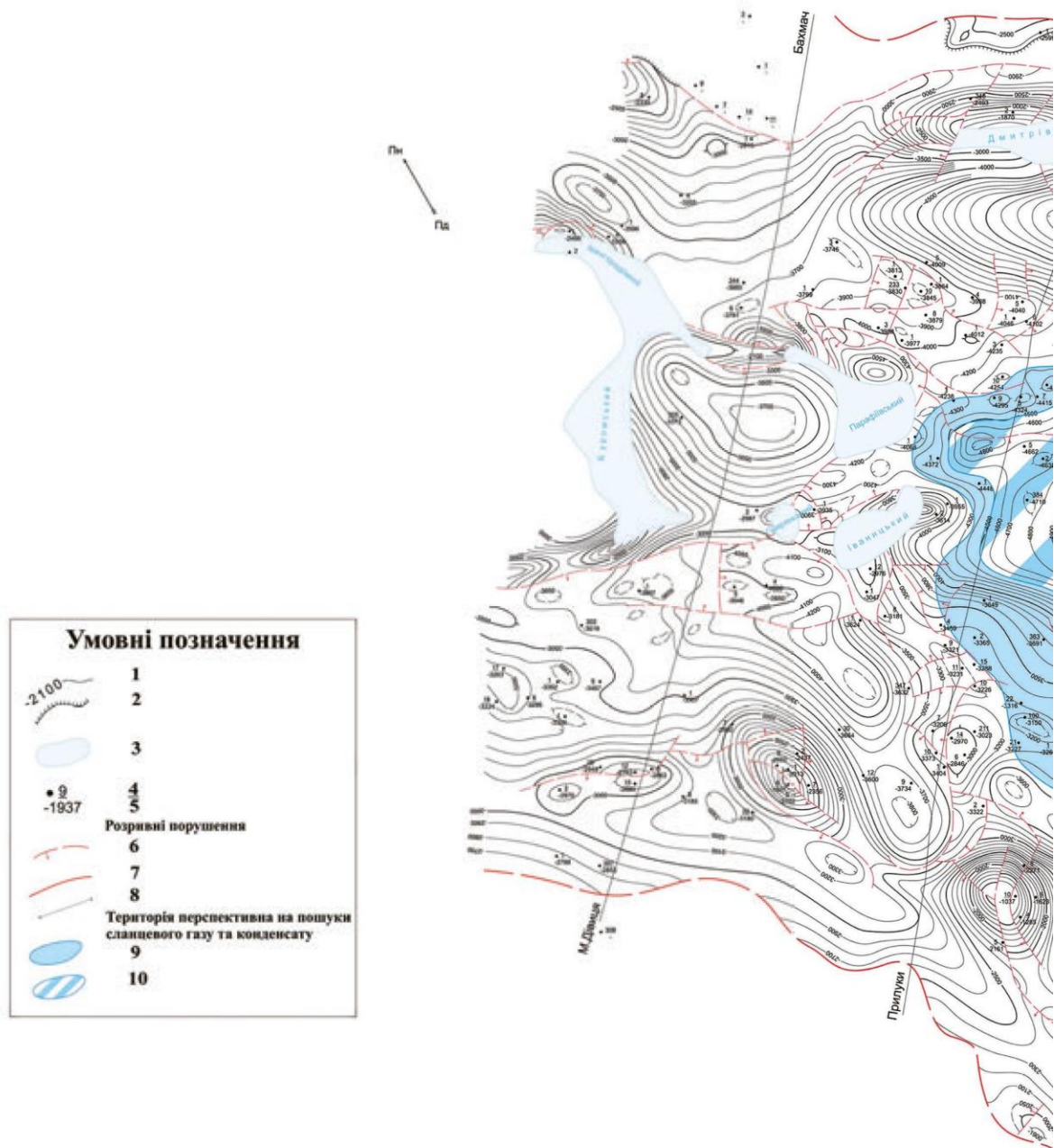
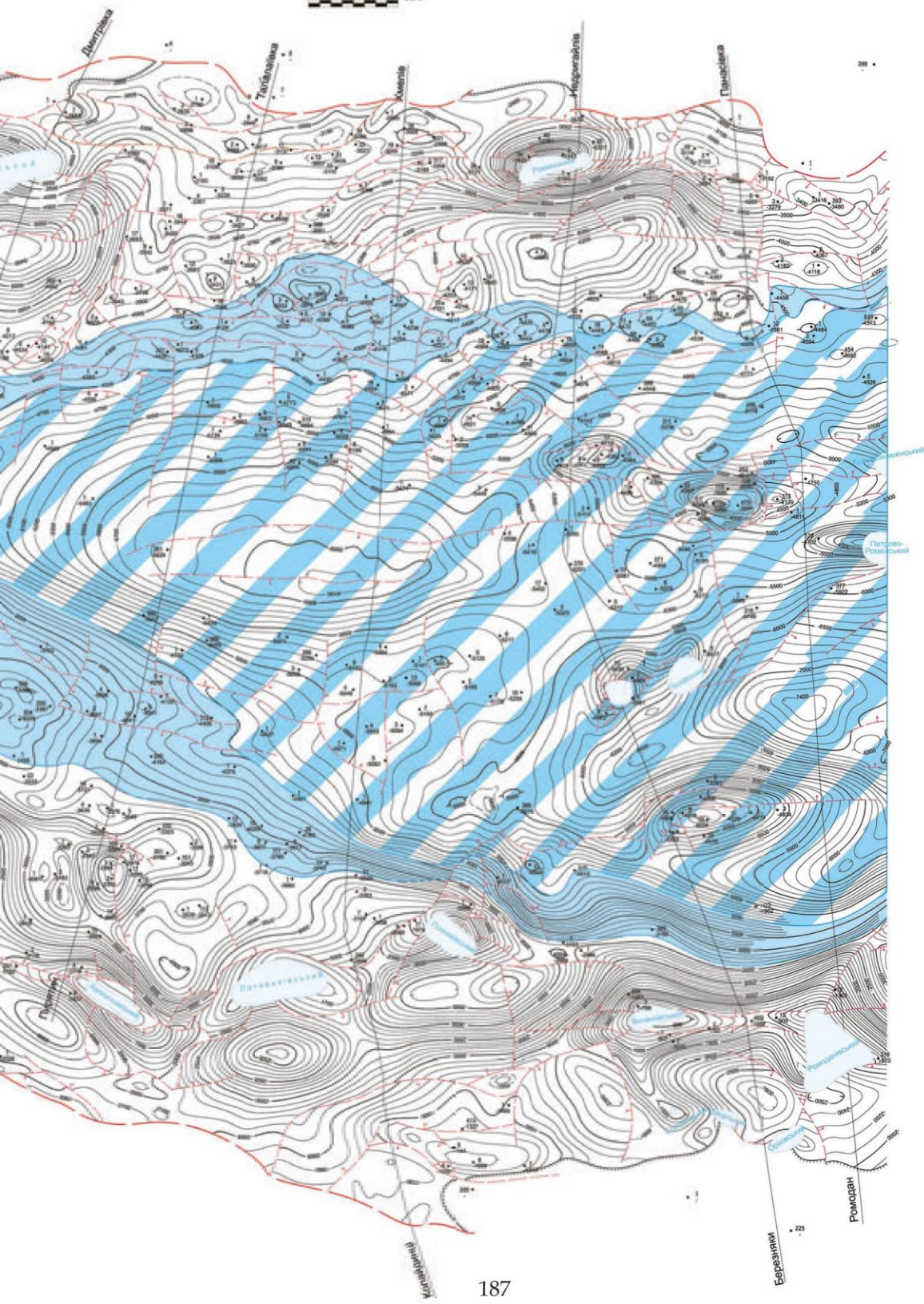


Рисунок 76 – Карта розповсюдження карбонатних порід нижньовізейського комплексу перспективних на нетрадиційний газ в межах північно-західної частини ДЦЗ. 1 – ізогіпси покрівлі нижньовізейських відкладів, 2 – границя розповсюдження нижньовізейських відкладів, 3 – соляні діапіри, 4 – номер свердловини, 5 – абсолютна відмітка закартованої поверхні; розривні порушення: 6 – в осадовій товщі (стрілкою показані напрямки їх площин), 7 – зони крайових розломів; 8 – регіональні профілі; територія перспективна на пошуки сланцевого газу та конденсату: 9 – до глибини 4500 м, 10 – більше глибини 4500 м.

0 4 8 KM



РОЗДІЛ 6. ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРШОЧЕРГОВИХ ОБ'ЄКТІВ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА ПОШУКИ ГАЗУ В УЩІЛЬНЕНИХ ПОРОДАХ У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ

Вибір першочергових об'єктів для постановки геологорозвідувальних робіт (ГРР) ґрунтувався на наступних критеріях:

- 1) величина ресурсної бази;
- 2) щільність ресурсів газу на 1 км²;
- 3) глибина залягання відкладів;
- 4) ступінь геолого-геофізичної вивченості ділянки.

За визначеними критеріями першочерговими об'єктами визначені Співаківсько-Артемівська, Веселівська та Колайдинцівська високоперспективні зони.

Співаківсько-Артемівська високоперспективна зона (середнькам'яновугільний комплекс порід). Дана зона в просторовому відношенні в значній мірі співпадає зі Святогорівсько-Артемівською високоперспективною зоною по верхньокам'яновугільному комплексу. Площа високоперспективних земель складає 2390 км². Загальні видобувні ресурси газу разом з двома комплексами оцінюються у 2,13 трлн. м³. Щільність становить 891 млн.м³/км².

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсмозвідувальних робіт 3D на площі 2390 км², геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень на площі 2390 км²;
2. Буріння 80 пошукових свердловин з проектними глибинами 3500-4500 м.

Веселівська високоперспективна зона (середнькам'яновугільний комплекс порід). Дана зона має площу 420 км². Видобувні ресурси газу оцінюються у 0,22 трлн. м³. Щільність становить 524 млн.м³/км².

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсмозвідувальних робіт 3D на площі 420 км², геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень на площі 420 км²;
2. Буріння 12 пошукових свердловин з проектними глибинами 3800-4500 м.

Колайдинцівська високоперспективна зона (девонський комплекс порід). Зона має площу 80 км². Видобувні ресурси газу оцінюються у 40 млрд. м³. Щільність становить 500 млн.м³/км².

Програма проведення ГРР передбачає:

1. Проведення сейсмозвідувальних робіт 3D на площі 80 км², геофізичних, геохімічних та гравіметричних досліджень на площі 80 км²;
2. Буріння 3 пошукових свердловин з проектними глибинами 4000-4500 м.

Наявність Колайдинцівської високоперспективної зони серед першочергових об'єктів пояснюється тим, що в разі отримання позитивних результатів при проведенні ГРР, можливе значне нарощування території за рахунок виділеної перспективної зони.

Всі інші прогностичні високоперспективні зони також є потенційно перспективними для проведення в їх межах геологорозвідувальних робіт з метою пошуку скупчень газу в ущільнених породах, але на думку авторів враховуючи сукупність ряду факторів, як-то параметри шарів порід, більш складна геологічна будова території та ін. ніж у описаних вище дозволяє віднести їх лише до об'єктів другої черги.

ВИСНОВКИ

Східний нафтогазоносний регіон є найбільш перспективним серед регіонів України на пошуки неконвенційного газу в ущільнених породах.

1. Комплексний аналіз і узагальнення геолого-геофізичних та геолого-промислових матеріалів по північноамериканських нафтогазоносних басейнах з промисловою газоносністю ущільнених порід (Анадарко, Грін-Рівер, Сан-Хуан, Східно-Техаський, Апалацький, Пермський, Вал-Верде, Форт-Уорт, Західно-Канадський, Північно-Луїзіанський, Денвер, Піанс, Уїллістонський та ін.), дозволив визначити основні геологічні критерії оцінки перспектив газоносності ущільнених порід, а саме:

Літологічний склад порід та їх фаціальна приуроченість (ущільнені вторинно-зміннені пісковики та алевrolіти, в першу чергу мілководно-морського, дещо менше дельтового, прибережно-морського та алювіального генезису). Перспективними породами є ущільнені вторинно-зміннені пісковики та алевrolіти з вмістом глинистої домішки до 15%. В фаціальному відношенні промислово газоносними є практично всі генетичні типи відкладів, що вміщують ущільнені породи. В той же час, ступінь перспективності різних генетичних типів відкладів значною мірою залежить від їх сучасного структурно-тектонічного положення в басейні. Так, в межах центральних частин прогинів найбільшими перспективами характеризуються мілководно-морські відклади, дещо меншими перспективами характеризуються прибережно-морські і руслові утворення. В межах бортових і схилових частин найбільш перспективними є дельтові, авандельтові і прибережно-морські відклади, які утворюють серії локальних піщаних тіл.

Ступінь термальної зрілості порід: інтервал від кінця MK_2 ($R^0 - 0,80$) до початку AK_1 ($R^0 - 2,0$). Ступінь термальної зрілості порід є одним із найбільш важливих критеріїв. По-перше, саме процеси катагенетичних перетворень первинно пористих і проникних пісковиків та алевrolітів і обумовили утворення ущільнених порід, структура пустотного простору яких є сприятливою для акумулювання і утримання газу в ізольованих і напівізольованих порах. Широкий розвиток таких катагенетичних процесів є характерним саме для порід з термальною зрілістю від MK_2 ($R^0 - 0,80$) до AK_1 ($R^0 - 2,0$). По-друге, скупчення газу в ущільнених породах генетично пов'язані з породними комплексами, оскільки газ в ущільнені колектори потрапив з контактуючих нафтогазоматеринських відкладів. Найбільш сприятливими умовами для продукування газоподібних вуглеводнів характеризуються нафтогазоматеринські породи з термальною зрілістю $R^0 - 0,80-2,0$, які перебувають в головній зоні газотворення («газовому вікні»).

Пористість і проникність (пористість не менше 2%, проникність не менше — 0,009 мД). Загальна пористість промислово газоносних ущільнених порід за наяв-

ними даними змінюється від 1,5-2,5% до 17-18%. Однак середні значення в більшості випадків не перевищують 5%. Причому значення відкритої пористості змінюються від 0,5% до 16%, і в середньому становлять – 3-4%. Проникність коливається в більш значних межах від 0,001 до 0,5 мД, однак в більшості випадків не перевищує 0,1 мД. Причому слід враховувати, що ущільнені породи з проникністю менше 0,009 мД і пористістю до 2% є малопродуктивними (низький дебіт до 1000 м³/д) навіть після проведення повного комплексу робіт з стимулювання припливу.

Вміст органічної речовини у парагенетичних глинистих відкладах (більше 1,0%).

Необхідною умовою для формування скупчень газу в товщах ущільнених порід є залягання їх в парагенезисі з глинистими породами, збагаченими органічною речовиною (нафтогазоматеринськими породами). За аналогією з визначенням газонасиченості сланцевих утворень мінімальне значення Сор_г в глинистих породах має становити 1% і з його зростанням перспективність контактуючих ущільнених колекторів збільшується.

Маловодність розрізу (ущільнені породи повинні знаходитись у зоні маловодності). Відклади, що містять газ в ущільнених колекторах, характеризуються маловодністю продуктивної товщі. Формування зон маловодності напряму пов'язано з процесом утворення скупчень газу нетрадиційного типу в ущільнених породах. Пояснюється це тим, що за рахунок генерації газу водночас з ущільненням порід і гідрофобізацією пустотного простору, виникають умови при яких вода витісняється, а вуглеводні утримується в мікропорах за рахунок капілярних сил.

Товщина горизонту (мінімальна товщина продуктивної товщі становить 40 м, або групи пластів (2-3 пласта) з товщиною від 15-20 метрів кожний). Для проведення ефективного гідророзриву та економічно вигідної розробки покладів газу нетрадиційного типу необхідно, щоб товщина пласта, що складений газонасиченими ущільненими алевро-піщаними породами, була не менше 40-50 м або, щоб це була група пластів меншої товщини (від 15-20 м кожний).

Максимальна глибина залягання перспективних відкладів (до 4,5 км). Аналіз розробки скупчень нетрадиційного газу в ущільнених породах у Північній Америці показує, що глибина залягання пластів, з яких здійснюється промисловий видобуток, змінюється від 200 м до 4700 м. Виходячи з досвіду розробки скупчень газу в ущільнених породах у США, економічно обґрунтованою є глибина залягання порід до 4500 м.

До додаткових критеріїв оцінки ступеня перспективності ущільнених піщано-алевритових порід на нетрадиційний газ слід віднести: однорідність літологічного складу, помірний розвиток тріщинуватості; знаходження порід в зоні з АВПД та (або) наявність в породах аномально високих порових тисків. Всі ці параметри можуть значно підвищувати ступінь перспективності промислової газонасиченості ущільнених порід.

2. Відповідно до визначених критеріїв виділено 8 основних стратиграфічних рів-

нів розповсюдження ущільнених порід, перспективних в газоносному відношенні.

У верхньодевонському комплексі виділено два рівня розповсюдження перспективних ущільнених порід: верхня частина нижньофаменського під'ярусу (відклади елецького горизонту) та верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади).

В нижньокам'яновугільному комплексі виділено три рівня розповсюдження перспективних ущільнених порід: середня та верхня частини верхньотурнейського під'ярусу, середня частина верхньовізейського під'ярусу (середня частина відкладів XII МФГ, нижня частина XI МФГ), середня і верхня частини верхньосерпуховського під'ярусу.

В середньокам'яновугільному комплексі виділено два рівня розповсюдження перспективних ущільнених порід: середня і верхня частини верхньобашкирського під'ярусу, середня і нижня частини московського ярусу.

В верхньокам'яновугільному комплексі виділено один рівень розповсюдження перспективних ущільнених порід: нижня частина касимівського ярусу.

Слід також зазначити, що скупчення газу в ущільнених породах можуть локалізуватися і на інших стратиграфічних рівнях, однак в переважній більшості вони будуть характеризуватися невеликими розмірами внаслідок відсутності витриманих пластів, і їх слід розглядати, як об'єкти другої черги, або як супутні об'єкти у доповненні до основних. Насамперед до об'єктів другої черги слід віднести ущільнені піщано-алевритові утворення у нижній частині верхньовізейського під'ярусу, у нижній частині серпуховського ярусу і у нижній частині башкирського ярусу.

3. За результатами аналізу просторового розподілу основних прогнозних параметрів (літологічний склад порід та їх фаціальна приуроченість, ступінь термальності зрілості порід, пористість і проникність, вміст органічної речовини у парагенетичних глинистих відкладах, маловодність розрізу, товщина перспективного горизонту та глибина залягання перспективних відкладів) для верхньодевонського (верхня частина нижньофаменського під'ярусу та верхня частина фаменського ярусу), нижньокам'яновугільного (середня та верхня частини верхньотурнейського під'ярусу, середня частина верхньовізейського під'ярусу, середня і верхня частини верхньосерпуховського під'ярусу), середньокам'яновугільного (середня і верхня частини верхньобашкирського під'ярусу, середня і нижня частини московського ярусу) та верхньокам'яновугільного (нижня частина касимівського ярусу) комплексів було визначено межі перспективної території для пошуку нетрадиційного газу в ущільнених породах, виділені високоперспективні зони і побудовані карти якісної оцінки перспектив газоносності ущільнених порід.

Загальна площа перспективної території поширення газоносних ущільнених порід у відкладах верхньодевонського комплексу становить 1150 км². Виділяється дві високоперспективні зони: Боярсько-Шедіївська площею 220 км² і Колайдинцівська площею 80 км².

Загальна площа перспективної території поширення газоносних ущільнених порід у відкладах нижньокам'яновугільного комплексу становить близько 4880 км². Виділяється дві високоперспективні зони: Катеринівсько-Близнюківська площею 1060 км² і Солохівсько-Опішнянська площею 860 км².

Загальна площа перспективної території поширення газоносних ущільнених порід у відкладах середньокам'яновугільного комплексу становить близько 8680 км². Виділяється три високоперспективні зони: Веселівська площею 420 км², Співаківсько-Артемівська площею 2390 км² і Кальміус-Торецька площею 510 км².

Загальна площа перспективної території поширення газоносних ущільнених порід у відкладах верхньокам'яновугільного комплексу становить близько 2500 км². Виділяється одна високоперспективна зона: Святогірсько-Артемівська площею 1170 км².

Територіально найбільші перспективи пошуку газу в ущільнених породах пов'язуються з південно-східною, значно менше з центральною і ще менше з північно-західною частинами ДДЗ.

4. Кількісна оцінка ресурсів газу в ущільнених породах проведена об'ємним методом на основі визначених параметрів: площа ділянки, середня глибина залягання перспективних відкладів, товщина колектора (ефективна), коефіцієнт пористості, коефіцієнт газонасичення, пластова температура і пластовий тиск. Коефіцієнт вилучення для газу ущільнених порід прийнятий 0,35. Оцінка ресурсів газу проводилася лише для високоперспективних зон.

Загальні геологічні ресурси газу в ущільнених породах палеозойського комплексу в межах виділених високоперспективних зон для Східного нафтогазонасного регіону України складають 9,67 трлн. м³. Видобувні ресурси газу в ущільнених породах в межах цих зон оцінюються у 3,39 трлн. м³, в т.ч.

- Колайдинцівська зона (девон) – 40 млрд. м³, щільність ресурсів 500 млн. м³/км²;
- Боярсько-Шедіївська зона (девон) – 100 млрд. м³, щільність ресурсів 454 млн. м³/км²;
- Солохівсько-Опішнянська зона (нижній карбон) – 310 млрд. м³, щільність ресурсів 360 млн. м³/км²;
- Катеринівсько-Близнюківська зона (нижній карбон) – 290 млрд. м³, щільність ресурсів 274 млн. м³/км²;
- Веселівська зона (середній карбон) – 220 млрд. м³, щільність ресурсів 524 млн. м³/км²;
- Співаківсько-Артемівська зона (середній карбон) – 1510 млрд. м³, щільність ресурсів 632 млн. м³/км²;
- Кальміус-Торецька зона (середній карбон) – 300 млрд. м³, щільність ресурсів 588 млн. м³/км²;

- Святогірсько-Артемівська зона (верхній карбон) – 620 млрд. м³, щільність ресурсів 530 млн. м³/км².

В стратиграфічному відношенні найбільш перспективними є ущільненні породи середньокам'яновугільного комплексу, геологічні ресурси якого становлять 5,8 трлн. м³ (видобувні – 2,03 трлн. м³), далі верхньокам'яновугільні і нижньокам'яновугільні – 1,77 трлн. м³ (видобувні – 0,62 трлн. м³) та 1,71 трлн. м³ (видобувні – 0,60 трлн. м³) відповідно та замикають девонські відклади з 0,4 трлн. м³ (видобувні – 0,14 трлн. м³).

5. Аналіз світового досвіду з видобутку нетрадиційного газу свідчить, що його скупчення можуть міститися не лише у алевро-піщаних породах, а і у породах глинисто-карбонатного та карбонатного складу. Газ в ущільнених карбонатних породах міститься як у сорбованому, так і вільному стані. Сорбований газ генетично пов'язаний з органічною складовою породи, а вільний газ міститься у закритих та відкритих порах та тріщинах.

На основі узагальнення геолого-геофізичних, геолого-промислових та геохімічних матеріалів по осадових басейнах, в яких є об'єкти, перспективні на пошук газу в ущільнених карбонатних породах, можливо попередньо сформулювати наступні критерії перспектив газонасності:

В літологічному відношенні газоперспективні ущільнені карбонатні породи представлені: гідрокарбонатними, вапняками глинистими, чистими вапняками, глинистими доломітами і доломітами. Найбільш перспективними на пошуки нетрадиційних ВВ є гідрокарбонатні та вапняки глинисті, дещо меншими перспективами характеризуються чисті ущільнені вапняки і доломіти. Важливим аспектом для промислової газонасності ущільнених чистих вапняків і доломітів є знаходження їх у розрізі у парагенезисі з глинистими утвореннями, що збагачені органічною речовиною.

Мінімальний вміст органічної речовини в породах повинен перевищувати 1,0%, ступінь перспективності порід збільшується при зростанні вмісту $C_{орг}$.

Ступінь термальності зрілості порід – від 0,8 до 2,5-3,0 R°, що в цілому відповідає «газовому вікну».

Мінімальна товщина перспективного горизонту 25-30 м.

Мінімальні значення пористості порід 1,5%-2,5%, проникності – 0,01-0,03 мД.

Одним із важливих факторів, що впливають на перспективність ущільнених карбонатних порід є наявність тріщинуватості, яка сприяє з'єднанню та об'єднанню в єдину систему прошарків порід, що збагачені органічною речовиною, з прошарками порід, які характеризуються наявністю певної кількості пустот і відносяться до розряду напівколекторів.

На основі зазначених критеріїв в межах Східного нафтогазоносного регіону

Україні попередньо до перспективних відкладів для пошуку газу в ущільнених карбонатних породах можливо віднести відклади:

- саргаєвсько-семилуцького горизонтів нижньофранського під'ярусу верхньодевонського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ;
- задонського горизонту нижньофаменського під'ярусу верхньодевонського комплексу в межах прибортових зон північно-західної частини ДДЗ;
- озерсько-хованського горизонтів верхньофаменського під'ярусу верхньодевонського комплексу в межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ;
- нижньотурнейського під'ярусу в межах південної прибортової зони центральної та південно-східної частин ДДЗ;
- нижньовізейського під'ярусу нижньокам'яновугільного комплексу в межах облямування Срібненської депресії (північно-західна частина ДДЗ), в межах північної і південної прибортових зон центральної частини ДДЗ та в межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ;
- верхньовізейського і нижньосерпуховського під'ярусів нижньокам'яновугільного комплексу в межах південної та східної частини території північних околиць Донбасу.

Найбільш перспективними і відповідно першочерговими на пошуки газу в ущільнених карбонатних породах є відклади нижньовізейського комплексу. За попередніми оцінками видобувні ресурси нетрадиційного газу в ущільнених карбонатних породах нижньовізейського комплексу Дніпровсько-Донецької западини можуть становити від 350 до 450 млрд. м³. Крім того, як свідчить світовий досвід та наявні геолого-промислові матеріали, разом із видобутком нетрадиційного газу можливо очікувати і на видобуток значних обсягів газоконденсату.

6. На основі геолого-промислових критеріїв (величина ресурсної бази, щільність ресурсів газу на 1 км², глибина залягання відкладів, ступінь геолого-геофізичної вивченості ділянки тощо) визначені першочергові об'єкти для постановки геологорозвідувальних робіт на пошук нетрадиційних скупчень газу в ущільнених породах. За визначеними критеріями першочерговими об'єктами визначені Співаківсько-Артемівська, Веселівська та Колайдинцівська високоперспективні зони.

Всі інші прогнози високоперспективні зони також є потенційно перспективними для проведення в їх межах геологорозвідувальних робіт з метою пошуку скупчень газу в ущільнених породах, але на думку авторів, враховуючи сукупність ряду факторів, як-то параметри шарів порід, більш складна геологічна будова території та ін. ніж у описаних вище дозволяє віднести їх лише до об'єктів другої черги.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Айзенверг Д.Е., Бражникова Н.Е. Проект схемы корреляции основных разрезов каменноугольных отложений юго-западной части Русской платформы (Объяснительная записка) // Проект схемы корреляции основных разрезов девонских, каменноугольных и пермских отложений юго-запада Русской платформы. – Киев: Изд-во АН УССР. – 1963. – 51 с.
2. 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. – М.: Недра. – 1975. – С. 70-76.
3. Аналіз нафтогазоносного потенціалу фундаменту Охтирського нафтогазопромислового району Дніпровсько-Донецької западини / В.П. Ключко, Є.М. Довжок, Т.Є. Караваєва та ін. – К.: УНГІ, 1995. – 71 с. (Препринт/Укр. нафтогаз. ін-т; 1995-1).
4. Аналітичні дослідження сланцевих порід, перспективних на неконвенційний газ / В.А. Михайлов та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 178 с.
5. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Под ред. Ю.А. Арсирия А.А. Билька и др. МингеоУССР, УкрНИГРИ, К. 1984. – 190 с.
6. Атлас родовищ нафти і газу України / за загальною ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі та ін. – Львів: «Центр Європи», 1998, в 6 т. Т. 1-3: Східний нафтогазоносний регіон: Т.1. – 496 с., Т.2. – 924 с., Т.3 – 1024 с.
7. Баранов И.Г. Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность. – М.: «Недра», 1965. – 243 с.
8. Берченко О.І. Про спірні питання стратиграфії девонських та суміжних девонсько-кам'яновугільних відкладів Дніпровсько-Донецької западини // Геол. журнал. – 2003. – №3. – С.150 – 151.
9. Бескровный Н.С. Рациональные пути освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. – С.-Петербург. -1993. - 223 с.
10. Бильк А.А. К стратиграфии нижневизейских отложений ДДВ // Геол журнал. – 1986. – Т.46. – №4. – С.42–52.
11. Бондарчук В.Г. Нарис тектонічної будови території України // Геол. журн. – 1955. – 15, Вип. 3. – С. 7-29.
12. Вакарчук Г.И. Литолого-фаціальна характеристика карбонатних порід середнього карбона северо-западной части ДДВ // Геол. журнал. – 1977. – 37, №3. – С. 33-43.
13. Вакарчук Г.И. Маркирующие реперы каменноугольных отложений северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1976. – Вып. 46. – С. 93-101. 79-94.
14. Вакарчук Г.И., Вакарчук С.Г. Рифогенно-карбонатные комплексы палеозоя – но-

- вое направление поисков нефти и газа в ДДВ. Материалы 6-й Международной конференции “Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа”. – Москва. – 2002. – С. 98-101.
15. Вакарчук Г.И., Винниченко Л.Г., Кононенко Л.П. Новая схема индексации и корреляции продуктивных горизонтов нижнего карбона ДДВ // Геол. журнал. – 1990. – № 6. – С. 109-115.
 16. Вакарчук Г.И., Гавриш В.К. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журнал. – 1991. – № 1. – С. 119 – 129.
 17. Вакарчук Г.И., Вакарчук С.Г., Філюшкін К.К. Перспективи пошуків покладів вуглеводнів в пастках літолого-стратиграфічного типу в відкладах нижнього карбону північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини. Матеріали 5-ї Міжнародної конференції “Нафта і газ України 98” Полтава, 1998р, с. 139-141.
 18. Вакарчук Г.И., Нестор Р.М., Сіліч Г.О. Карбонатні колектори нижнього карбону Кампансько-Липоводолинської зони північно-західної частини ДДз. // Геол. журнал. 1989р. №6, с. 124-129.
 19. Вакарчук С.Г. Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини // Мін. ресурси України. – 2003. – № 2, – С. 23-27.
 20. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. – Чернігів: ЦНТЕІ, 2003. – 163с.
 21. Вакарчук С.Г. Перспективи нафтогазоносності пасток неантиклінального типу Срібненської депресії і зон її облямування // Збірник наукових праць УкрНДІ-газ. – Харків. – 2000. вип. VII. – С. 50-56.
 22. Вакарчук С.Г. Будова і перспективи нафтогазоносності нижньовізейських карбонатних відкладів Озерянсько-Бакумівської дуги Дніпровсько-Донецької западини // Зб. наук. пр. – Полтава: УНГА. – 1998. – Т.1. – С. 138-139.
 23. Вакарчук С.Г., Мачулина С.А. Некоторые особенности раннекаменноугольного рифообразования в Днепровско-Донецком палеорифте Геология рифов. Материалы Международного совещания Сыктывкар, Республика Коми, Россия 4-6 июля 2005г. – Сыктывкар, 2005. – с.187-192.
 24. Виділення газоперспективних сланцевих об'єктів при інтерпретації матеріалів ГДС / В. Острянін, Г Башкіров та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. 220с.
 25. Визначення геологічних передумов газонасності сланцевих відкладів України / В.А. Михайлов, Ю.З. Крупський, О.М. Карпенко та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 178с.
 26. Визначення пріоритетних напрямків та об'єктів освоєння ресурсів газу нетрадиційного типу в ущільнених породах в межах Східного та Західного регіонів України / А. Омельченко, С. Вакарчук, Ю. Кабишев та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2012. – 210с.
 27. Виконати кількісну оцінку прогнозних ресурсів нетрадиційного газу централь-

- нобасейнового типу та зональний прогноз нафтогазоносності актуальних ділянок ДДЗ / Т.М. Пригаріна, Б.П. Кабишев, Ю.Б. Кабишев та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. - ЧВ УкрДГРІ. - Чернігів, 2002.
28. Височанський І.В. До проблеми пошуків покладів вуглеводнів у несклепінних пастках Дніпровсько-Донецької западини // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України під ред В.Г. Омельченка. - Івано-Франківськ: Факел, 2006. - С. 25-29.
 29. Витенко В.А. История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Витенко, Б.П. Кабышев. - М.: Недра, 1977. - 192 с.
 30. Войцицький З.Я., Лисинчук В.М., Редколіс В.А. Роль сучасної сейсмостратиграфічної інтерпретації у вирішенні карбонатної проблеми на Північному заході ДДЗ // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. - Т. 2. - Київ. - 2000. - С. 114-129.
 31. Вуглеводневі ресурси рифогенно-карбонатних комплексів нафтогазоносних регіонів України та перспективи їх освоєння / О.Ю. Лукін, П.Ф. Шпак, С.О. Лизун та ін. // Геол. журнал. - 1999. - № 5. - С. 7-16.
 32. Височанский И.В. Новые представления о развитии и перспективах нефтегазоносности солянокупольных поднятий // Геол. журнал. - 1991. - № 2. - С. 109-116.
 33. Гавриш В.К. Проблема тектонического районирования ДДВ и прогнозирование ее нефтегазоносности // Геол. жур. - 1986. - № 6. - С. 97-104.
 34. Гавриш В.К.. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов. К.: Наукова думка, 1975. - 160 с.
 35. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (глубинное строение и геотектоническое развитие) / Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др. - К.: Наукова думка, 1988. - 203 с.
 36. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (стратиграфия) / Е.Ф. Шнюков, Д.Е. Айзенберг, В.А. Витенко и др. - К.: Наукова думка, 1988. - 147 с.
 37. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины (нефтегазоносность) / Кабышев Б.П., Шпак П.Ф., Билык О.Д. и др. - К.: Наук. думка, 1989. - 204 с.
 38. Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. - К.: Наук. думка, 2001. - 323 с.
 39. Гладун В.В. Обґрунтування шляхів освоєння нафтогазового потенціалу України // Доповіді НАН України. - 2011. - № 7. - С. 95-101.
 40. Гладун В.В. Основні критерії прогнозування нафти і газу Східного газонафтоносного регіону України: Дис...док. геол.наук: 04.00.17. - К., 2013. - 608 с.
 41. Гладун В.В. Перспективи нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області // Доп. НАН України. - 2011. - № 8. - С. 91-96.
 42. Гладун В.В., Довжок Т.Є., Цьоха О.Г. Нафтогазоносність докембрійського кристалічного комплексу Дніпровсько-Донецької западини // Геологія горючих копалин України: Міжнар. наук. конф., Львів, 13-15.11.2001 р.: тези доп. - Львів: Інст. геол. і геохім. горюч. копалин НАН України, 2001. - С. 56-57.
 43. Гришин Ф.А. Подсчёт запасов нефти и газа в США. - М.: Недра, -1993, -351 с.

44. Дем'яненко І.І. Гіпсометричні поверхи нафтогазоносності фанерозою Дніпровсько-Донецької западини. – Чернівці: Чернігівський ЦНТЕІ, 2001. – 156 с.
45. Довжок Т. Є. О нефтегазоносности докембрийского кристаллического фундамента северного борта Днепровско-Донецкой впадины // Międzynarodowa konferencja naukowo-techniczna GEOPETROL 2006 nt. „Problemy techniczne i technologiczne pozyskiwania węgłowodorow a zrownowazony rozwój gospodarki” – Zakopane, 18-21.09.2006, Prace Instytutu Nafty i Gazu nr 137 – с.293-298.
46. Євдощук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. – К.: Наук. думка, 1997. – 277 с.
47. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. 2-е изд., перераб. и доп.-М.: Недра, -1981.-453 с.
48. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Н.И. Евдощук, Б.П. Кабышев, Т.М. Пригарина и др. – К.: Наук. думка, 1998. – 207 с.
49. Зарицкий А.П., Зиненко И.И., Лизанец А.В. Соотношение основной и глубинной зон нефтегазонакопления Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журн. – 2007. – №1. – С. 27-32.
50. Зарицкий А.П., Зиненко И.И., Лизанец А.В. Формирование и газоносность резервуаров разуплотнения в глубоких горизонтах Днепровско-Донецкой впадины // Вторинні природні резервуари та неструктурні пастки як об'єкти істотного приросту запасів вуглеводнів в Україні. 24-26 травня 2006 р. – Харків: УкрНДІГаз. - 2006. – С. 32-34.
51. Зарицкий А.П., Зиненко И.И., Тердовидов А.С. Генетическая схема вертикальной зональности основных элементов осадочной системы // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. Мат. Международн. конф., посвящ. 80-летию А.А. Карцева. – М.: ГЕОС. -2005. – С. 86-90.
52. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева. – М.: Недра, -1980.
53. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу. Київ, 1999, 67 с.
54. К нефтегазразведке докембрийского кристаллического комплекса на востоке Украины / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Ключко и др. // Геол. журн. – 2002. – №1. – С. 15-24.
55. Кабишев Ю.Б. Закономірності генерації і прогноз скупчень газу центрально-басейнового типу в Дніпровсько-Донецькій западині: Дис...канд. геол.наук: 04.00.17. – К., 2003. – 181 с.
56. Кабышев Б.П. Крупномасштабная тектоническая карта Днепровско-Донецкой впадины // Геол. журн. – 1980. – № 6. – С. 10-19.
57. Кельбас Б. І., Лазарук Я. Г. Принципи кореляції та уніфікація продуктивних горизонтів нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини / Львівське відділення Українського держ. геологорозвідувального ін-ту. – К. : УкрДГРІ, 2005. – 82 с.
58. Кількісний прогноз перспектив нафтогазоносності надр Дніпровсько-Доне-

- цької западини станом на 01.01.2004 р. як основа для перспективного планування і визначення напрямків ГРП / Т.М. Пригаріна та ін. Звіт за договором 864/2. Книга 4. Текст. ЧВ УкрДГРІ. – Чернігів, 2007.
59. Комплексні геолого-геофізичні дослідження складнопобудованих порід-колекторів нафтогазоносних провінцій України / С.О. Лизун, І.М. Куровець, О.В. Шеремета, О.С. Зубко // Матер. 5-ої Міжнар. Конференції «Нафта-Газ України-98». – Полтава, 15–17 вересня 1998. – УНГА – С. 77–78.
 60. Комплексні геолого-петрофізичні дослідження складнопобудованих порід-колекторів нафтогазоносних провінцій України Д-7/98 / С.О. Лизун, І.М. Куровець, О.В. Шеремета та інші // Звіт про науково-дослідну роботу. Ін-т геології і геохімії горюч. копалин НАН України. – Львів, 1999. – 159 с.
 61. Кривошесєв 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.
 62. Кривошесєв 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.
 63. Кривошесєв В.А., Пашова Н.Т., Еремін В.И. Геотермобарическое поле ДДВ // Матеріали конференції “Нафта і газ України.” - Полтава: УНГА, -1998. -Т.1. -С.69-70.
 64. Лизун С.О. Нарощування ресурсної бази вуглеводнів в Україні – запорука її енергетичної безпеки // Геолог України – 2008. – №1-2. – С. 26-27.
 65. Лукин А. Е. Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журн. – 2011. - №1 – С.21–41.
 66. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геол. журн. - 2010. - №3 - С. 17 – 33.
 67. Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Вольно-Подольи и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. - 2010. - №4 - С. 7–24.
 68. Лукин А.Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – К.: Наук. думка, 1997. – 225 с.
 69. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доповіді НАН України – 2011. - №3 – С.114–123.
 70. Лукин А.Е. Перспективы поисков неантиклинальных ловушек нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Советская геология. – 1976. – №8. – С. 14-25.
 71. Лукин А.Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины в связи с нефтегазоносностью. – М.: Недра, 1977. – 102 с.
 72. Лукин А.Е., Вакарчук Г.И. О бобривском горизонте визейского яруса Днепровско-Донецкой впадины // ДАН СССР. – М.: 1976. – Т.227. - №4. – С. 939-942.
 73. Лукин А.Е., Вакарчук С.Г., Коржнев П.М. Турнейско-ранневизейский текто-

- но-седиментационный комплекс Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журнал. - 2001. - № 1. - С. 7-16.
74. Лукин А.Е., Вакарчук С.Г. Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования ранне-каменноугольных нефтегазоносных рифов // Геол. журнал. - 1999. - № 2. - С. 21-33.
 75. Лукін О.Ю., Шукін М.В. Проблема нафтогазоносності великих глибин // Перспективи нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів осадових басейнів України. Під. ред. Б.Й. Маєвського. - Івано-Франківськ: Факел, 2005. - С. 18-21.
 76. Мачужак М.И. Новые данные о нижневизейско-турнейском нефтегазоносном комплексе южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины // Советская геология. - 1991. - № 4. - С. 19-27.
 77. Методи пошуків неантиклинальних залежій углеводородів на Україні / В.А. Бабадаглы, Г.И. Вакарчук, Б.И. Кельбас и др. - М.: Недра, 1982. - 232 с.
 78. Микрофаунистические маркирующие горизонты каменноугольных и пермских отложений Днепровско-Донецкой впадины / Н.Е. Бражникова, Г.И. Вакарчук, М.В. Вдовенко и др. - К.: Наук. думка, 1967. - 224 с.
 79. Наукове обґрунтування освоєння вуглеводневих ресурсів карбонатних формацій України / О.Ю. Лукін, М.В. Шукін та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. - ЧВ УкрДГРІ. - Чернівці, 2005.
 80. Нафтогазоносність кристалічного фундаменту Дніпровсько-Донецької западини / І.І. Чебаненко, В.П. Клочко, Б.П. Кабишев та ін. // Вісник АН УРСР. - 1990. - № 7. - С 23-27.
 81. Нестеренко М.Ю. Теоретичні та методичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: дис... д-ра геол. наук: 04.00.17 -Л., 2007. - 297.
 82. Нетрадиционные скопления газа центральнобассейнового типа - критерии выделения и перспективы в ДДВ / Б.П. Кабышев, Б.Е. Лоу, А.Ю. Полутранко и др. // Нетрадиционные источники УВ сырья и проблемы его освоения. - С.-Петербург: ВНИГРИ, -1997. -С.121-122.
 83. Нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов осадочных пород Днепровско-Донецкой впадины / Шпак П.Ф., Дем'янчук О.В., Курилюк Л.В. и др. - Киев, 1984. - 59 с. - (Препринт/ АН УССР. Ин-т геологических наук; 1984-13).
 84. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов / И.И. Чебаненко, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко и др. - Киев: Наук. думка, 2002. - 296 с.
 85. Нова реалізація нафтогазового потенціалу України / М.П. Деркач, Б.Л. Крупський, В.В.Гладун, Т.Є. Довжок та ін. // Нафт. і газ. пром-сть. - 2001. - № 6. - С. 6-12.
 86. 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: Наук. думка, 1989. - вып. 30, с. 53-60.
 87. Обґрунтування пріоритетних напрямків геологорозвідувальних робіт з пошуків газу неконвенційного типу у відкладах турнейсько-нижньовизейського комплексу в межах північно-західної частини ДДЗ / О. Топчий та ін. Звіт про

- надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 181 с.
88. Объекты и объемы поиска нефти и газа на Северном борту Днепровско-Донецкой впадины (материалы Комплексной программы на 1989-1995 г.г. / В.Г. Демьянчук, И.И. Чебаненко, В.П. Клочко и др. – Киев, 1989. – 47 с. – (Препринт/ АНУСССР. Ин-т геологических наук; 1989-12).
 89. Оценка перспектив нефтегазоносности продуктивных комплексов ДДВ / Б.П. Кабышев, И.С. Рослый, Т.М. Пригарина и др. – Киев, 1990. – 61 с. (Препринт / АН Украины. Ин-т геологических наук; 1990-23).
 90. Оцінка перспектив пошуку газу неконвенційного типу у карбонатних утвореннях палеозойського комплексу Східного та Південного регіонів України / В.Острянін, С.Вакарчук та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. 220 с.
 91. Оцінка перспектив та визначення нових прогнозно-пошукових об'єктів в межах центральної, східної та південно-східної частин Дніпровсько-Донецької западини / Ю.Б. Кабишева та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. - ЧВ УкрДГРІ. - Чернівці, 2007.
 92. Оцінка прогнозних ресурсів сланцевого газу Східного регіону України / В. Острянін, С. Вакарчук, Ю. Кабишев та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. 220 с.
 93. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей / И.И. Аммосов, В.И. Горшков и др. - М.: Недра, 1977.- 158 с.
 94. Перспективи газонасності сланцевих відкладів України / В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан, В.В. Гладун та ін. // Нафтогазова промисловість. - 2012.-№2 -С.42-45.
 95. Перспективи газонасності ущільнених порід нафтогазоносних басейнів України / Ю.З. Крупський, В.А. Михайлов, І.М. Куровець та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2010. – 178с.
 96. Перспективність ДДЗ на нетрадиційний газ центральнобасейнового типу / Б.П. Кабишев, Б.Е. Лоу, Т.М. Пригаріна, Ю.Б. Кабишев // Нафтова і газова промисловість. -2000. -№2. -С.8-11.
 97. Перша кількісна оцінка прогнозних ресурсів нетрадиційних скупчень газу центрально-басейнового типу в ДДЗ / Т.М. Пригаріна, Б.П. Кабишев, Ю.Б. Кабишев та ін. // Мін. ресурси України. - 2003. - №4 – С. 25-28.
 98. Перше нафтове родовище, відкрите Національною акціонерною компанією “Нафтогаз України” в Дніпровсько-Донецькій западині / О.Ю. Зейкан, В.В. Гладун, П.Я. Максимчук та ін. // Геол. журн. – 2013. - №3. – С. 26-32.
 99. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых / И.И. Аммосов, В.И. Горшков, Н.П. Гречишников и др.- М.: Наука, 1987.
 100. Пограничные отложения девона и карбона Днепровско-Донецкой впадины / Л.П. Алексева, А.А. Бильк и др. // XIV Тихоокеанский научный конгресс: Путеводитель научной экскурсии по туру IX. – Магадан, 1979. – С. 5 – 22.
 101. Пограничные отложения и границы девона-карбона в Днепровско-Донецкой впадине / А.А. Бильк, А.Е. Лукин и др. // Сб. Границы девона и карбона на

- территории СССР / Материалы к всесоюзн. совещ. – Минск, 1986. – С. 22 – 23.
102. Полетаев В.И. К стратиграфическому расчленению зоны С1тс Донбасса // Геол. журнал. – 1972. – Т.32, Вып. 4. – С. 49 – 55.
103. 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.: ИГННАН УССР, 1991. – 51 с.
104. Принципове відкриття родовища вуглеводнів в Дніпровсько-Донецькій газонафтоносній області / В.В. Гладун, Т.Є. Довжок, М.Г. Єгурнова та ін. // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць. – Випуск XXVIII (ювілейний до 50-річчя свердловини-першовідкривача Шебелинського газоконденсатного родовища). – Харків: УкрНДІгаз, 2000. – С. 79-81.
105. Прогнозна оцінка газоносності сланцевих відкладів силуру та олігоцену Західного регіону, девону та карбону ДДЗ / О. Топчий, С. Вакарчук, К. Філюшкін та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 207 с.
106. Прогнозні ресурси вуглеводнів Східного нафтогазозносного регіону / Т.М. Пригаріна, О.Ю. Лукін, Б.П. Кабишев та ін. // Нафтова і газова пром-сть. – 2005. – № 1. – С. 15-18.
107. Развитие, взаимосвязь и закономерности нефтегазозносности составных элементов западного сегмента Сарматско-Туранского линеамента / Ю.А. Арсирий, Б.П. Кабышев, В.И. Савченко, А.К. Цыпко // Рифтогенез и нефтегазозносность. Сборник научных трудов, 1993. – С. 65-76.
108. Разломно-блоковая тектоника и нефтегазозносность фундамента Анастасьевско-Липоводолинского выступа ДДА / Г.И. Вакарчук, И.И. Чебаненко, В.П. Ключко и др. // Тектоника и стратиграфия. – 1992. – Вып. 32. – С. 27-38.
109. Разницын В.А., Онуфришин С.В. Проблема границы девона и карбона в Днепровско-Донецкой впадине. / Препр., №1763 / АН СССР. Сев. Вост. комплекс НИИ ДВНЦ. – Магадан, 1982. – с. 16.
110. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / В.И. Полетаев, Г.И. Вакарчук, Л.Т. Винниченко и др. – К.: ИГННАН УССР, 1991. – 51 с.
111. Ресурсний потенціал Східного газонафтоносного регіону України (перспективи освоєння) / О.Ю. Лукін, Т.М. Пригаріна, В.В. Гладун // Нафтова і газова пром-сть. – 2011. – № 4. – С. 7-12.
112. Розробити технологію розкриття та освоєння складно побудованих колекторів на розвідувальних площах України / М.В. Щукін, О.І. Лукіна, С.Г. Вакарчук та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. – ЧВ УкрДГРІ. – Чернігів, 2000.
113. Розробка петрофізичних моделей складно побудованих колекторів вуглеводнів на літогеодинамічній основі / І.М. Куровець, Г.Й. Притулка, О.В. Шеремета та ін. Звіт про науково-дослідну роботу. Ін-т геології і геохімії горюч. копалин НАН України. – Львів, 2005. – 291 с.
114. Розробка структурно-тектонічної основи для пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу у палеозойських відкладах Дніпровсько-Донецької западини

- та виділення першочергових ділянок для проведення ГРП / В. Острянін та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2013. 220 с
115. Сланцевий газ і проблеми енергообеспечення України / Д. С. Гурський, В. А. Михайлов, П. М. Чепиль та ін. // Мінеральні ресурси України. – 2010. – №3. – С. 3–8.
 116. Стратегія пошуків сланцевого газу в Україні / О. Топчий, С. Вакарчук, К. Філюшкін та ін. Звіт про надання послуг. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 191 с.
 117. Стратиграфическая схема восточных областей Украины. – Киев: Изд-во АН УССР, Киев, 1993.
 118. Стратиграфічна приуроченість, літологічна характеристика та територіальна поширеність осадових відкладів палеозою, перспективних на пошуки газу нетрадиційного типу у Східному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін, А.М. Вертюх // Збірник наукових праць інституту геологічних наук НАН України. Вип.5. 2012. – С. 174-178.
 119. Стратиграфія УРСР т. V, карбон. – Вид. АН УРСР, Київ, 1969. – 412 с.
 120. Строения кряжа Карпинского / Ю.А. Волож, П.М. Антипов, Ю.Г. Леонов и др. // Геотектоника, 1999, №1. – С. 28-43.
 121. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини: Пояснювальна монографія до карти М 1:200 000 / Є.С Дворянин. – Київ: ДГП Укргеофізика, 1996. – 43 с.
 122. Схема корреляции и унифицированная синонимика нефтяных и газовых пачек нижнего, среднего, верхнего карбона и перми окраин Донбасса и Днепроовско-Донецкой впадины / Г.И. Вакарчук, Л.Г. Винниченко, В.А. Погребняк и др. – Харьков: Изд-во УкрНИИГаз, 1977. – 52 с.
 123. Тектонічна карта України. Частина I. / Відпов. виконавці Д.С. Гурський, С.С. Круглов. К.: УкрДГРІ 2007. – С. 52-58.
 124. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. -М.: Мир. -1981.
 125. Три етапи побудови тектонічних карт середніх та крупних масштабів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини) / Ю.О. Арсірій, О.Ю. Лукін, А.Б. Холодних, К.К. Філюшкін // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів України. Збір. наукових праць. Івано-Франківськ: Факел, 2006. С. 19-24.
 126. Федішин В. О., Нестеренко М. Ю., Іванишин В. С. Проблеми вивчення та освоєння колекторів з низькими фільтраційно-ємкісними властивостями // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1998. – № 2 (103). – С. 3–8.
 127. Федішин В. О., Нестеренко М. Ю., Ципенюк Т. М. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкісних властивостей теригенних колекторів // Нові дані з методики і технології геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні. Зб. наук. пр. – Львів: УкрДГРІ, 1993. – С. 69–77.
 128. Федішин В.О. Низькопористі породи - колектори газу промислового значення. -К.: УкрДГРІ, 2005. - 148 с.
 129. Харченко М.В., Довжок Т.Є., Маслюк О.О. Стан і перспективи нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини // Нафтова і газова пром-сть. – 2008, №1 – С. 11-14.

130. Харченко М.В., Попова Т.Л., Пономаренко Л.С. Пріоритетні напрями освоєння ресурсів вуглеводнів Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району Дніпровсько-Донецької западини // Нафтогазова галузь України - 2013. - № 3. - С. 6-9.
131. Червинская В.М, Сологуб В.Б. Глубинное структура Днепровско-Донецкого авлокогена по геофизическим данным / К.: Наук. думка, 1980 - 178с.
132. Шпак П.Ф. Некоторые закономерности формирования и размещения скопленных УВ в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. -1983. -№7. -С. 36-41.
133. Ambrose W.A., Hentz T.F., Bonnaffé F., Loucks R.G., Brown Jr. L.F., Wang F.P., Potter E.C. Sequence-stratigraphic controls on complex reservoir architecture of highstand fluvial-dominated deltaic and lowstand valley-fill deposits in the Upper Cretaceous (Cenomanian) Woodbine Group, East Texas field: Regional and local perspectives // AAPG Bulletin, v. 93, no. 2 (February 2009). - p. 231-269.
134. Atlas of major low-permeability sandstone gas reservoirs in the continental United States / S.P.Dutton, S.J.Clift, D.S.Hamilton, else- Austin Texas: -1993. - 460p.
135. 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.
136. Davies, G.R., Smith Jr., L.B. [2006] Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: An overview. AAPG Bulletin, 90(11), 1641-1690.
137. Davis H.G., Northcutt R.A. The Greater Anadarko basin: an overview of petroleum exploration and development. // Oklahoma Geol. Survey Circular 90. -1989. -P.13-23.
138. Estimates of gas resources in overpressured low-permeability cretaceous and tertiary sandstone reservoirs, Greater Green River basin, Wyoming, Colorado, and Utah / B.E.Law, C.W.Spenser, R.R.Charpentier, R.A.Crovelli, else -J.L.Eisert ed. / Gas resources of Wyoming: Wyoming Geological Association Field Conference, 40th, Casper, Wyo. -1989. -Guidebook. -P.39-62.
139. Famennian-Tournaisian-Lower Visean shale sequences as prospective shale gas plays for the Dnieper-Donets basin, Ukraine / O. Shvydkyy, T. Dovzhok, S. Vakarchuk et.al. // Abs. CD-ROM 34th IGC, Brisbane, Australia, 5-10 August 2012.
140. Kitchka A.A., Vakarchuk S.G., Dovzhok T.E., Prykhodchenko O.E. Hydrothermal Reservoirs - New Exploration Life for the Mississippian Carbonate Platform, the Dnieper-Donets Basin. Ext. Abs. 75th EAGE Conf., London. - 4p.
141. Law B.E., Dickinson W.W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulation in low-permeability reservoirs // AAPG Bulletin. -1985. -v.69. -P.1295-1304.
142. Law B.E., Spencer C.W. Gas in tight reservoirs - an emerging major source of energy // The future of energy gases. -US Government Printing office, Washington: -1993. - P.233-252.
143. Lawrence H. Wickstrom, Ronald Riley, Matthew Erenpreiss, and Christopher Perr. Geologic Overview and Activity Update for the Utica-Point Pleasant Shale Play in Ohio // Search and Discovery Article #10409, 2012. C. 72-101.
144. Masters I.A. Deep Basin gas trap Western Canada // AAPG Bulletin. -1979. -v.63, №2. - P.152-186.

145. Megacompartiment Complex in the Anadarko Basin: a Completely Sealed Overpressured Phenomenon / Z. Al-Shaieb, J.O. Puckette, A.A. Abdalla, P.B. Ely - AAPG Memoir 61 "Compartment and seals". -1994. -P.55-68.
146. Modern Shale Gas Development in the United States, 2009. A Primer // U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. - 98 p.
147. Namrita Sondhi. Petrophysical characterization of Eagle Ford Shale // University of Oklahoma, Norman, Oklahoma - 2011. - C. 176.
148. 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.
149. Pressure Compartments and Seals in the Anadarko basin / Z. Al-Shaieb, J. Puckette, P. Ely, V. Tigert / Oklahoma Geol. Survey Circular 93. -1992. -P.210-228.
150. Range Resources Corporation Company Presentation, 1Q 2012. - 79 p.
151. Rice D.D., Threlkeld C.N., Vuletich A.K. Characterisation and origin of natural gases of the Anadarko basin // Anadarko basin symposium. -The University of Oklahoma, -1989. -P.47-52.
152. Schmoker J.W. Thermal maturity of the Anadarko basin // Oklahoma Geol. Survey Circular 90. -1989. -P.25-31.
153. Shale gas is a global phenomenon // U.S. Energy Information Administration, April 5, 2011. - <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=811>.
154. Shale Gas Opportunities in Ukraine: Geological Settings, Reserves Assessment and Exploration Problems / S. Vakarchuk, V. Gladun, T. Dovzhok et. al. // Abs. CD-ROM 34th IGC, Brisbane, Australia, 5-10 August 2012.
155. Spenser C.W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in Western United States / AAPG Bulletin. -1989. -v.73. №5. -P.613-628.
156. Three levels of compartmentation within the overpressured interval of the Anadarko basin / Z. Al-Shaieb, J.O. Puckette, A.A. Abdalla, P.B. Ely / AAPG Memoir 61 "Compartments and seals". -1994. -P.69-83.
157. Tight sands gain as U.S. gas source / V.A. Kuuskraa, T.E. Hoak, J.A. Kuuskaa, J. Hansen / Oil and Gas Journal. -1996. -March #18. -P.102-107.
158. Understanding Canadian Shale Gas. Energy Brief. National // Energy Border, Nov. 2009 – 3 p.
159. Vanderfort C. Data and Drilling Methods from Horizontal Mississippian Reservoirs Across Northern Oklahoma // Mississippi Lime Conf., Oklahoma, 2011. - 36 p.
160. 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.
161. Wickstrom L., Perry C., Riley R., Erenpreiss M. The Utica-Point Pleasant Shale Play of Ohio // Ohio Department of Natural Resources Division of Geological Survey Presentation, 2012. –41 p.

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

БАКАРЧУК Сергій Григорович – завідувач Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”, кандидат геологічних наук.

ДОВЖОК Тетяна Євгенівна – перший заступник директора з наукової роботи Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”, кандидат геолого-мінералогічних наук.

ФІЛЮШКІН Костянтин Костянтинович – завідувач відділу Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”.

КАБИШЕВ Юрій Борисович – завідувач відділу Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”, кандидат геологічних наук.

ГЛАДУН Василь Васильович – заступник директора департаменту, начальник управління надрокористування та освоєння нетрадиційних ресурсів газу Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”, доктор геологічних наук.

МАКСИМЧУК Петро Ярославович – заступник начальника управління - начальник відділу департаменту з видобування газу та нафти Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”, кандидат геологічних наук.

ХАРЧЕНКО Микола Васильович – заступник завідувача Центру, завідувач відділення геології нафти і газу Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”, кандидат геолого-мінералогічних наук.

БАШКІРОВ Георгій Леонідович – завідувач відділення Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”, кандидат геолого-мінералогічних наук.

ВЕРТЮХ Анатолій Миколайович – завідувач відділу Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”.

ДАНИШУРКА Наталія Анатоліївна – провідний науковий співробітник Центру нафтогазогеологічних досліджень Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”, кандидат геологічних наук.

КИЧКА Олександр Анатолійович – завідувач відділу Центру сейсмічних досліджень та комплексування нафтогазопошукових методів Дочірнього підприємства “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”.

ХОЛОДНИХ Андрій Борисович – завідувач сектору Українського державного геологорозвідувального інституту.

ΙΑΟΕΙΑΑ ΑΕΑΑΙΙΣ
ΙΑΟΔΑΑΕÖ²ΕΙ² ΑÆΑΔΑΕÄ Ä ÓÄΕÄÄÄΙΑ²Ä ÓΕΔΑ⁻ΙΕ
Ιιιιαδαο³ÿ
Ó äñüìè éìèääö
Εìèää V²

ΙΑΔΝΙΑΕÖÈÄÈ ΙΝΑΙΑΙ²ΙΙΣ ΔΑΝÓΔΝ²Ä
ÄÄÇÓ ÖÜ²ÈÜΙΑΙΕÖ ΙΙΔ²Ä ÓΝÖ²ÄΙΙΙÓ
ΙΑÖÖΙΑΑÇΙΙΙΝΙΙΙÓ ΔÄÄ²ΙΙ² ÓΕΔΑ⁻ΙΕ

ΒΑΚΑΡÇΥΚ Σεργίη Γριγοροβιç
ΔΟΒÇΟΚ Τετÿα Σβγενίβνα
ΦΙΛΥΟШΚΙΝ Κοσταντίν Κοσταντινοβιç
ΚΑΒΙШЕВ Υορί Βορισοβιç
ΓΛΑΔΥΝ Βασίλÿ Βασίλÿοβιç
ΜΑΧΣΙΜÇΥΚ Πετρο Υορσλαβοβιç
ΧΑΡÇΕΝΚΟ Μιçολα Βασίλÿοβιç
ΒΑШΚΙРОВ Γεοργίη Λεοníδοβιç
ΒΕΡΤΥΟХ Ανατολίη Μιçολαίοβιç
ΔΑΝΙШΥΡΚΑ Ναταλίη Ανατολίίβνα
ΚΙÇΚΑ Ολεξανδρ Ανατολίοβιç
ΧΟΛΟΔΝΙΧ Ανδρίη Βορισοβιç

Πíδπìσασο δο δρυκυ 7.7.2014. Φορματ 70x100/16
Παπíρ κρευδοβανίη. Γαρνίτυρα NewtonС. Δρυκ οφσετνίη.
Υμ. δρυκ. αρκ. 16,9. Γυραζ 100 πρìμ. Ζαμ.№4619

Βυδαβνίçτςυο ΤΟΒ "ΒΤС ΠΡΙΝΤ"
03067, μ.Κιίβ, βυλ. Βυβορζÿκα, 84,
τελ. (044) 227 78 17
σβίδοцτςυο πρìο βνεσεννίη δο δερζαβνίçο ρεεστρυ βυδαβτςίβ
ΔΚ №4541 βίδ 14.05.2013

Βίδδρυκοβασο β ΤΟΒ "ΒΤС ΠΡΙΝΤ"

