Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України
ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України»
Львівський національний університет імені Івана Франка

ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ ЗА РАХУНОК НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

Київ, 2018

Творчим колективом співробітників НАК «Нафтогаз України», ДП «Науканафтогаз», КНУ імені Тараса Шевченка, Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львівського національного університету імені Івана Франка, інших установ і підприємств, починаючи з 2010 р., проведено дослідження проблеми пошуку та освоєння нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні.

Основною метою досліджень було вивчення особливостей формування родовищ вуглеводнів нетрадиційних (неконвенційних) типів та критеріїв їхнього прогнозування, виявлення об’єктів, найбільш перспективних на пошуки скупчень сланцевого газу, газу щільних порід, сланцевої нафти, метану вугільних пластів, газогідратів, покладів вуглеводнів в межах імпактних структур на території України, а також оцінки їхніх ресурсів.

Об’єктом досліджень були геологічні структури і стратони України, перспективні на виявлення покладів нафти і газу в породах (сланцях, аргілітах, алевролітах, пісковиках, карбонатах), які раніше вважалися флюїдоупорами або неколекторами, і не розглядалися як можливе джерело вуглеводнів.

В результаті проведених досліджень зібрано та проаналізовано великий обсяг фактичних матеріалів щодо геологічної будови, структурних особливостей, літологічного, мінерального і петрографічного складу потенційно нафтогазоносних порід, їх петрофізичних властивостей і нафтогазогенераційного потенціалу, компонентного складу вуглеводнів і співвідношення їхніх ізотопів.

Результатом проведених досліджень стало встановлення високих перспектив нарощування нафтогазоресурсної бази України за рахунок вуглеводнів нетрадиційних типів (скупчень сланцевого газу, газу ущільнених порід-колекторів, сланцевої нафти, метану вугільних родовищ, нафти і газу імпактних структур).

Основні результати досліджень викладені в численних звітах та наукових працях, зокрема, у 8-томній монографії «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України»

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
КНИГА I
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ: ОГЛЯД ПРОБЛЕМИ
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
КНИГА II
ЗАХІДНИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
КНИГА III
ПІВДЕННИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
КНИГА IV
СХІДНИЙ НАФТОГАЗОНОСНИЙ РЕГІОН
АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
Книга V
ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ ТА СЛАНЦЕВОЇ НАФТИ У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
Книга VI
ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ГАЗУ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД У СХІДНОМУ НАФТОГАЗОНОСНОМУ РЕГІОНІ УКРАЇНИ
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
КНИГА VII
МЕТАН ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ, ГАЗОГІДРАТИ, ІМПАКТНІ СТРУКТУРИ І НАКЛАДЕНІ ЗАПАДИНИ УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА
НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ УКРАЇНИ
КНИГА VIII
ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ УКРАЇНИ

1. АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ

Забезпечення паливно-енергетичними ресурсами є найважливішою економічною проблемою України, має важливе соціальне та політичне значення

Реальні запаси вуглеводнів, які можуть розглядатися як ресурсна база видобутку, складають близько 600 млрд $м^3$ газу та 100 млн т нафти

Ці запаси не можуть забезпечувати стабільне нарощування власного видобутку вуглеводнів в Україні, тому приріст розвіданих запасів вуглеводнів є найсуттєвішою стратегічною задачею нафтогазової промисловості України

За останні роки провідні розвинені країни світу досягли значних успіхів в розробці ресурсів вуглеводнів нетрадиційного типу, що містяться в сланцевих та щільних породах, вугільних товщах, газогідратах

Саме тому питання пошуків, розвідки та розробки родовищ вуглеводнів нетрадиційного типу набули для нашої країни особливо важливого значення

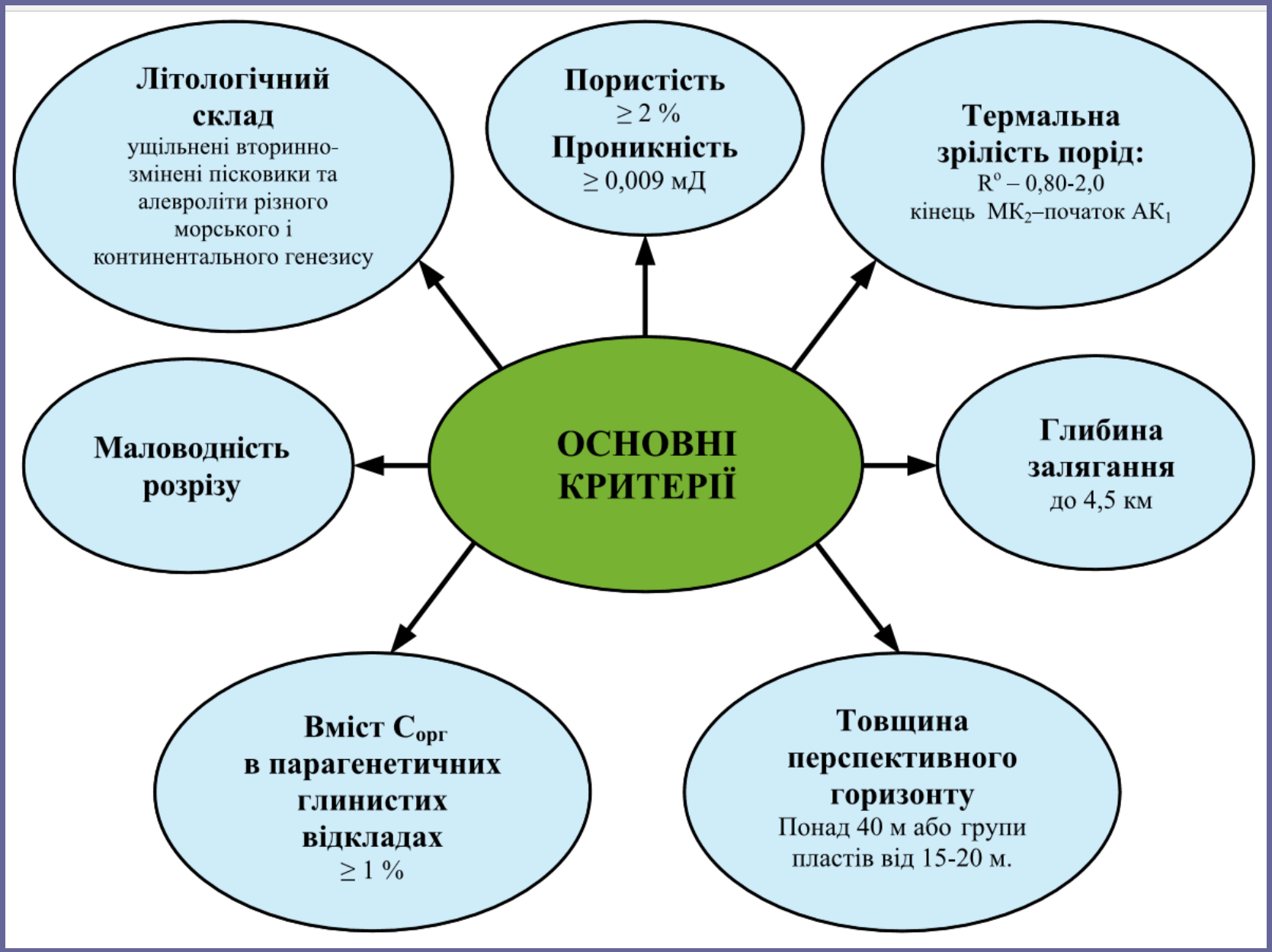
2. НАУКОВА НОВИЗНА

2.1 Вперше для України визначено комплекс факторів локалізації та критеріїв оцінки перспектив виявлення покладів вуглеводнів нетрадиційних типів

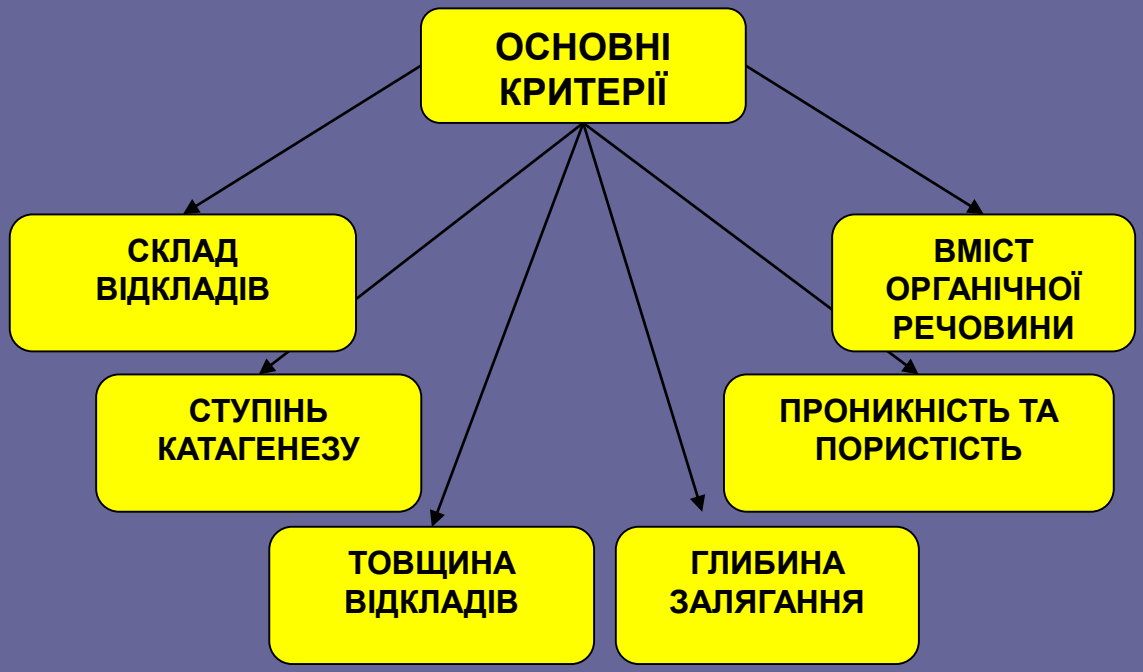
Основні критерії оцінки перспектив вуглеводненосності сланцевих товщ:

- ***площа сланцевого басейну*** – тисячі км^2;
- ***глибина залягання продуктивних товщ*** – не більше 3–4,5 тис. м;
- ***потужність сланцевих горизонтів*** – десятки, до сотень метрів;
- ***умови утворення*** – морські осадові породи, рідше озерні сланці;
- ***вік вмісних порід*** – PZ, зрідка MZ, KZ;
- ***залягання*** – горизонтальне, інколи пологоскладчасте;
- ***структурні особливості*** – наявність системи трищінуватості;
- ***літологічний склад*** – сланці, чорні сланці, аргіліти, алевроліти;
- ***мінералого-геохімічні особливості*** – підвищений вміст піриту і мікроелементів (Cu, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V, Zn, U, Th, Ra, Rn);
- ***термічна зрілість порід*** – середня (R_o = від 0,8 до 3 %);
- ***вміст органічної речовини*** – високий, понад 1 %;
- ***кількість органічного вуглецю*** – значна, понад 1 %;
- ***загальна пористість і проникність*** – низькі

Основні критерії оцінки перспектив нафтогазоносності ущільнених алевро-піщаних порід:



Критерії оцінки ущільнених карбонатних порід, перспективних на пошуки газу неконвенційного типу



Основні критерії

- **Склад: вапняки, вапняки глинисті, глинисті доломіти і доломіти;**
- **Вміст органічної речовини: понад 1%;**
- **Катагенез: інтервал від нижньої частини $МК_2$ (Ro – 0,80) до середньої частини $АК_2$ (Ro – 2,5);**
- **Пористість: більше 1,5 %;**
- **Проникність: більше 0,01мД;**
- **Товщина: не менш ніж 50 м;**
- **Глибина залягання: до 4500 м.**

Додаткові критерії

- ***більш перспективні глинисті зернисті і детритові вапняки;***
- ***збільшення товщини перспективної пачки;***
- ***збільшення вмісту Сорг;***
- ***ступінь катагенезу порід (високоперспективна – середня частина стадії $МК_4$ - нижня частина стадії $МК_5$ (Ro – 1,35-2,00);***
- ***низька та помірна інтенсивність розвитку розривних порушень.***

Основні критерії оцінки перспектив метаноносності вугільних порід:

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

Розрахунки ресурсів метану проведено виходячи з таких положень:

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

Критерії оцінки перспектив метаногідратів:

Формування скупчень гідратів контролюється тиском та температурним полем (зумовлюють розчинність газу в воді), полем проникання (зумовлює умови міграції флюїдів), соленосністю вод (впливає на розчинність газу), умовами генерації газу.

Для формування скупчень газогідратів повинні існувати джерела газу, умови для газогенерації та геологічні умови, сприятливі для газогідратоутворення (у першу чергу – певні температура і тиск).

Крім того до пошукових ознак газогідратоносності слід віднести виходи газів, поля поширення так званих «газових факелів» та сипів, карбонатні утворення на морскому дні та так звані «газові курці».

***Критерії оцінки перспектив нафтогазоносні імпактних структур*:**

Скупчення вуглеводнів в імпактних структурах, як правило, приурочені до зон тріщинуватості порід основи імпактних кратерів в їх периферійних частинах, зокрема, крайових підняттів, які оточують центральну кальдеру. Дещо меншими перспективами характеризуються центральне підняття і зони радіальних і кільцевих розломів, які перетинають імпактні структури.

Перспективи порід основи імпактних кратерів оцінюються відповідно до критеріїв встановлених для щільних порід.

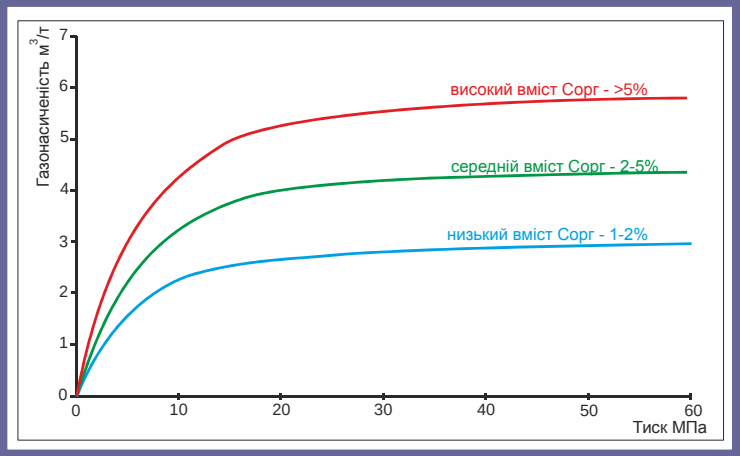
Перспективи осадочних утворень імпактних структур, що збагачені органічною речовиною, оцінюються відповідно до критеріїв встановлених для нафтогазових сланцевих утворень.

2.2 Розроблено рекомендації з методики досліджень ресурсів нетрадиційних вуглеводнів, яка повинна включати такі складові частини:

- вивчення світового досвіду досліджень нафтогазоносних сланцевих порід;
- аналіз матеріалів раніше проведених досліджень, включаючи сейсморозвідувальні роботи та буріння;
- вивчення і опробування керну свердловин;
- вивчення мінерального і петрографічного складу порід (опис шліфів і аншліфів);
- петрофізичні дослідження порід (густина; пористість; проникність тощо);
- вивчення вмісту та закономірностей розподілу ОР та інших компонентів;
- вивчення ступеню термічної переробки порід (відбивна здатність вітриніту);
- вивчення компонентного та ізотопного складу газів;
- переінтерпретація матеріалів ГДС;
- вивчення особливостей геологічної будови нафтогазоперспективних територій та умов залягання потенційно нафтогазоносних відкладів.

2.3 Обгрунтовано рекомендації щодо методики підрахунку ресурсів нетрадиційного газу, де передбачені такі параметри підрахунку:

- площа газоносності;
- ефективна та газонасичена товщини;
- коефіцієнти пористості, газонасиченості;
- початкові і поточні пластові тиски ;
- поправки на температуру і відхилення від закону Бойля-Маріотта;
- середній вміст конденсату у газі;
- коефіцієнт, що враховує мольну частку "сухого" газу;
- для підрахунку сорбованого газу сланцевих товщ застосовується формула Ленгмюра



<u>Крім цього на основі аналізу закордонного досвіду, пропонується приймати до уваги наступні додаткові показники та коефіцієнти:</u>

- коефіцієнт заповнення пастки;
- коефіцієнт тріщинуватості;
- показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови
- ризик / ймовірність підтвердження

2.4 Визначено стратиграфічні комплекси, які є перспективними стосовно ресурсів вуглеводнів нетрадиційних типів в НГР України:

СХІДНИЙ РЕГІОН:

верньодевонський, нижньокам’яновугільний, середньокам’яновугільний, верхньокам’яновугільний;

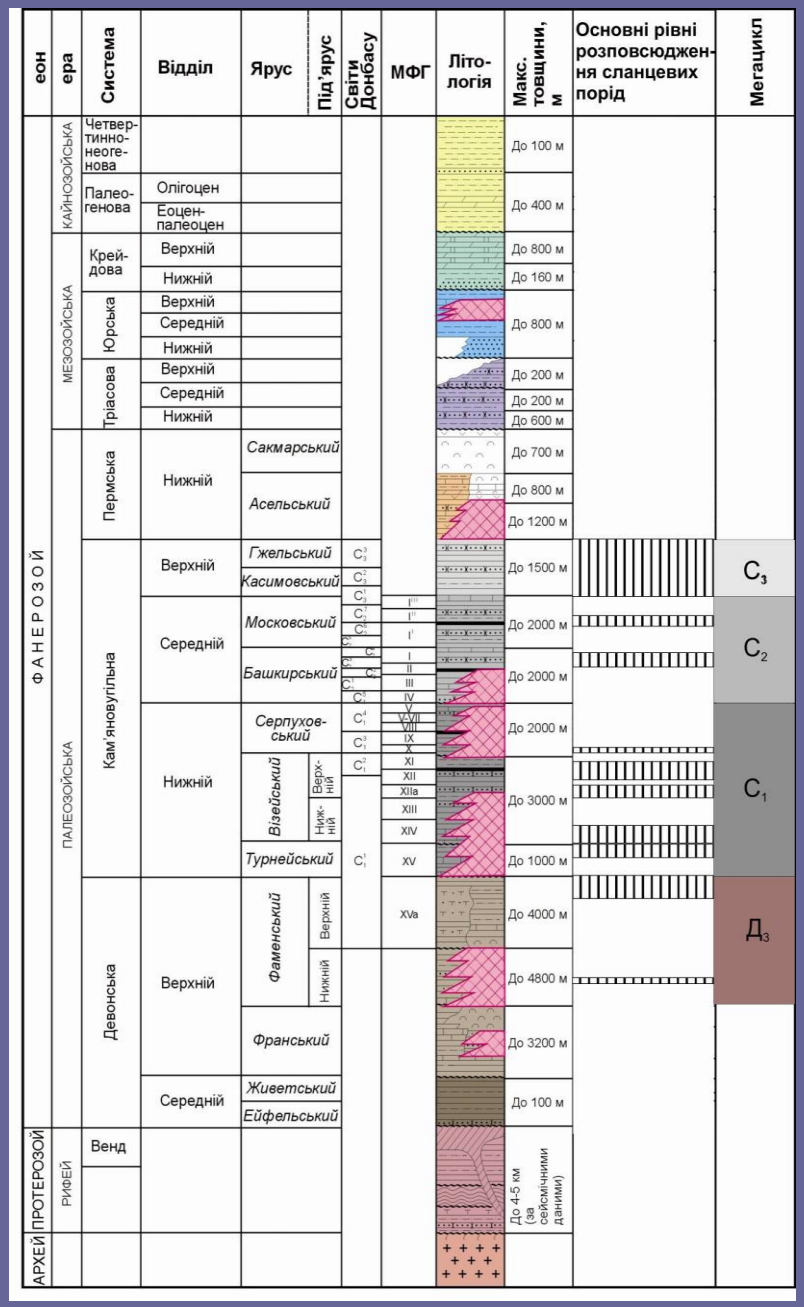
ЗАХІДНИЙ РЕГІОН:

кембрійський, силурійський, олігоцен-міоценовий;

ПІВДЕННИЙ РЕГІОН:

силурійський, нижньодевонський, верхньодевонський, кам’яновугільний, верхньоюрський, апт-альбський, олігоцен-міоценовий та четвертинний (для газогідратів)

Основні стратиграфічні рівні розповсюдження порід, перспективних для пошуку сланцевого газу в Східному НГР України



Верхньокам'яновугільний комплекс :

- *нижня частина гжельського ярусу;*
- *середня частина касімовського ярусу.*

Середньокам'яновугільний комплекс:

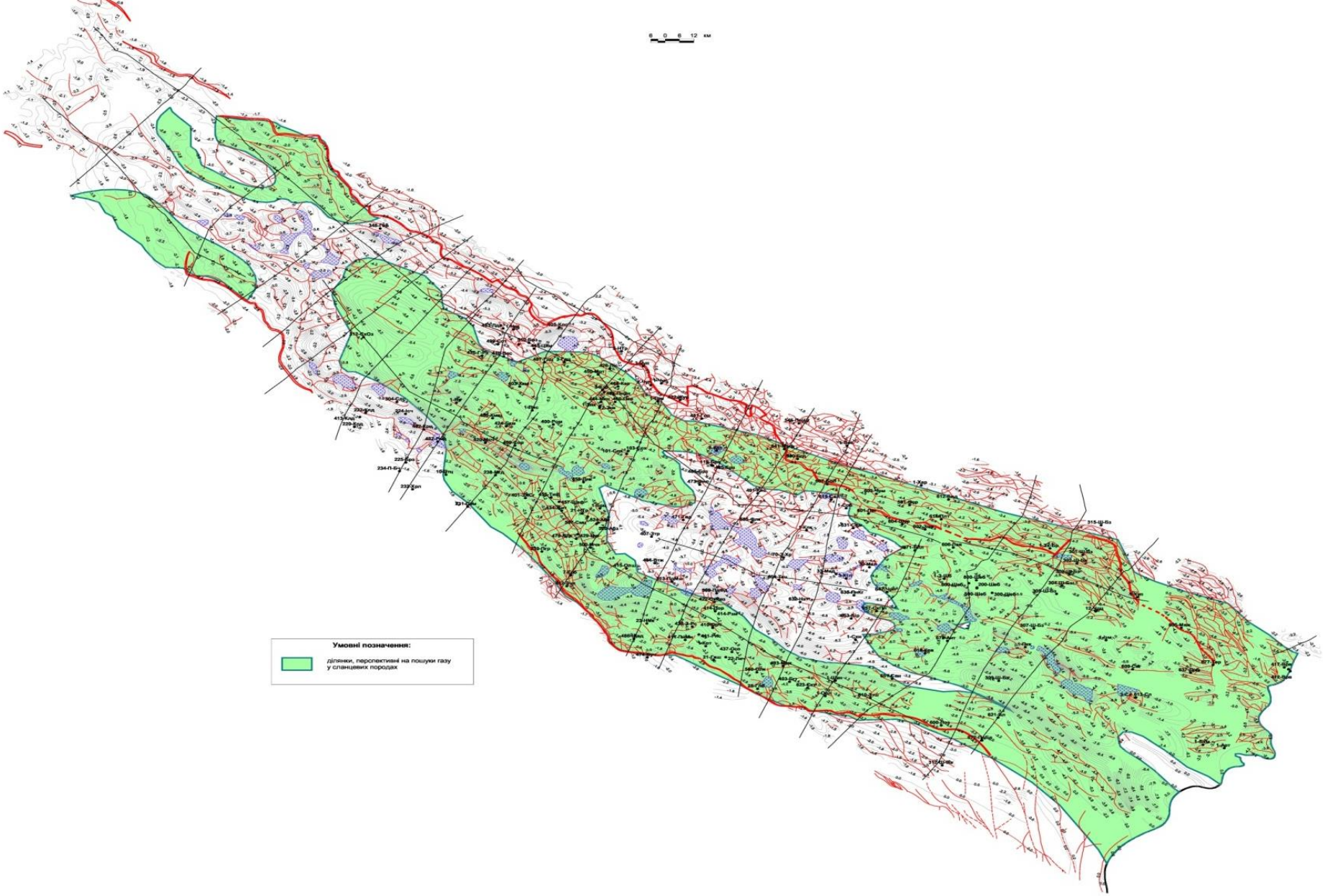
- *середня частина московського ярусу;*
- *середня та верхня частини*
- *верхньобашкирського під'ярусу.*

Нижньокам'яновугільний комплекс:

- *нижня частина серпуховського ярусу;*
- *верхня частина верхньовізейського під'ярусу*
- *(XI МФГ);*
- *середня та верхня частини XIIa МФГ (нижня частина верхньовізейського під'ярусу);*
- *базальні верстви XIIa МФГ (рудівські шари);*
- *нижня частина нижньовізейського під'ярусу.*

Верхньодевонський комплекс:

- *нижня частина фаменського ярусу (задонський горизонт).*



Карта загальних перспектив виявлення покладів вуглеводнів в сланцевих відкладах ДДЗ

Основні стратиграфічні рівні розповсюдження ущільнених піщано-алевролітових порід, перспективних на пошуки скупчень газу неконвенційного типу

Верхньокам'яновугільний комплекс :

- ***верхня частина касимівського ярусу.***

Середньокам'яновугільний комплекс:

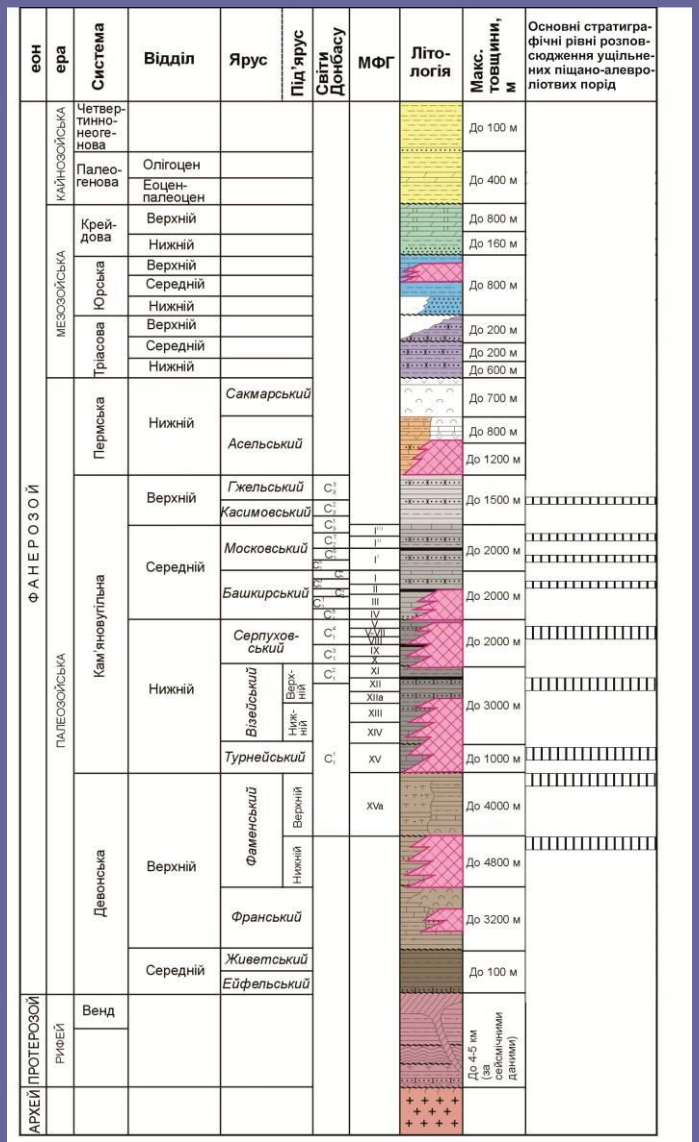
- ***нижня та верхня частина московського ярусу;***
- ***нижня частина верхньобашкирського під'ярусу.***

Нижньокам'яновугільний комплекс:

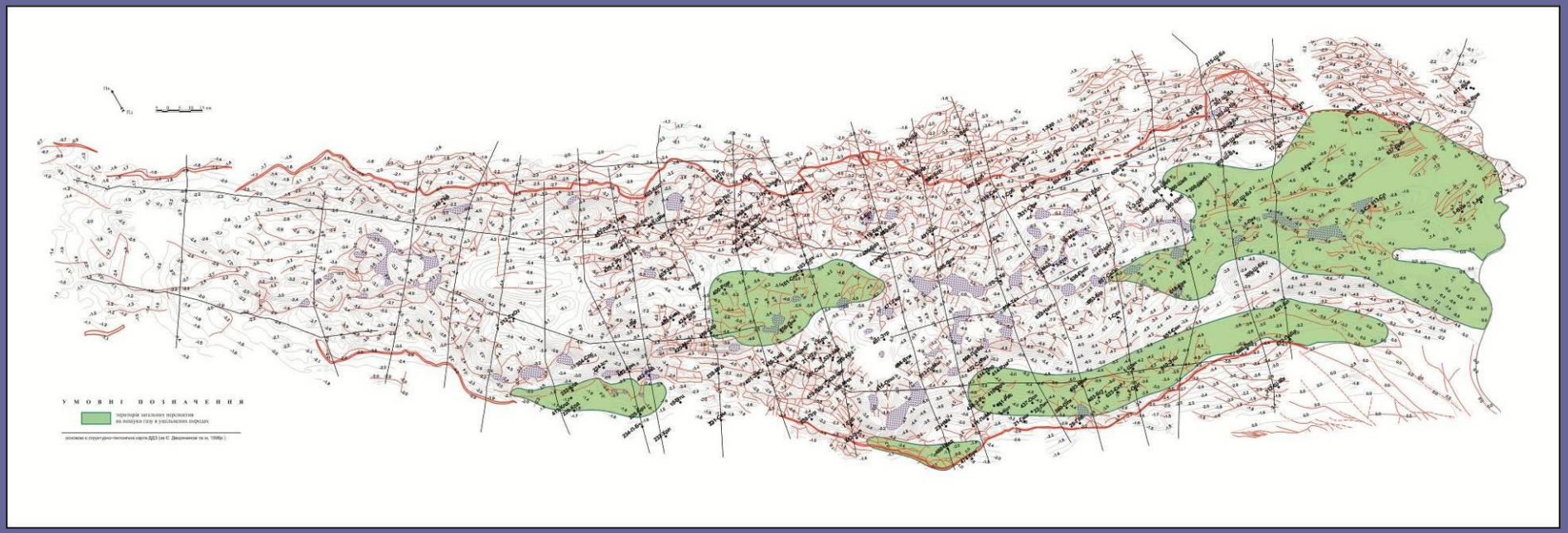
- ***верхня частина серпуховського ярусу;***
- ***середня частина верхньовізейського під'ярусу (XII МФГ);***
- ***верхня частина турнейського ярусу.***

Верхньодевонський комплекс:

- ***верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованський горизонт);***
- ***нижня частина фаменського ярусу (середня та верхня частини єлецького горизонту)***



Карта загальних перспектив ущільнених піщано-алевролітових порід, перспективних на пошуки неконвенційного газу



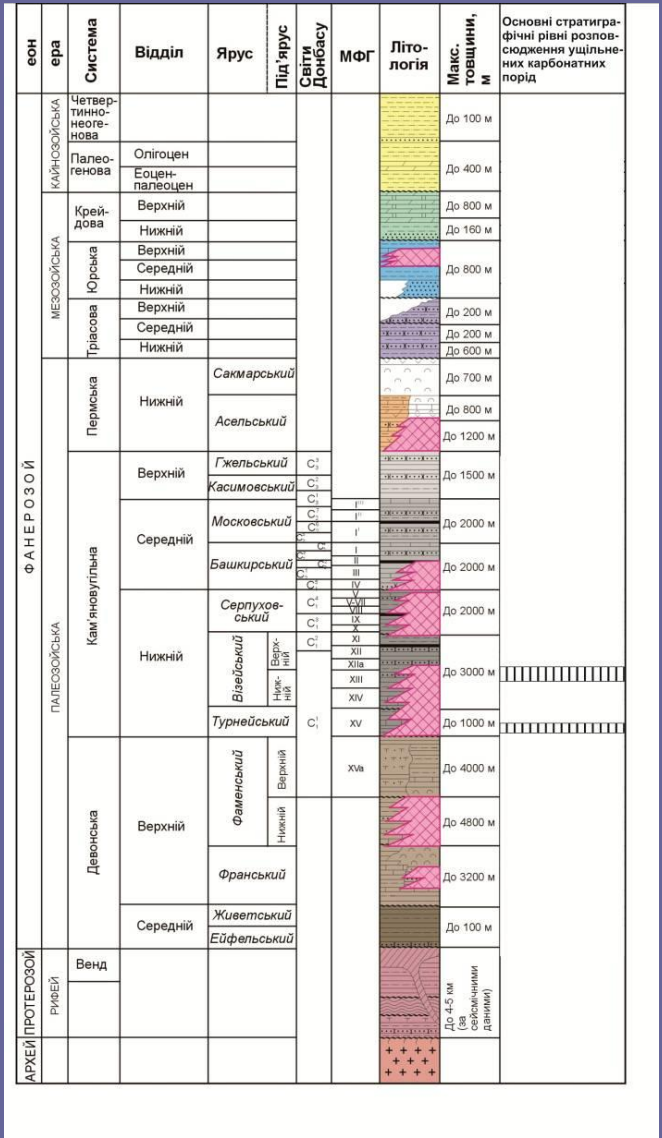
Перспективна територія на пошуки газу неконвенційного типу у піщано-алевролітових породах охоплює, переважно, південно-східну частину ДДЗ і центральні та східні райони південної прибортової зони.

Сумарна площа перспективної території по всіх чотирьох комплексах в межах Східного нафтогазоносного регіону складає 13,5 тис. км^2

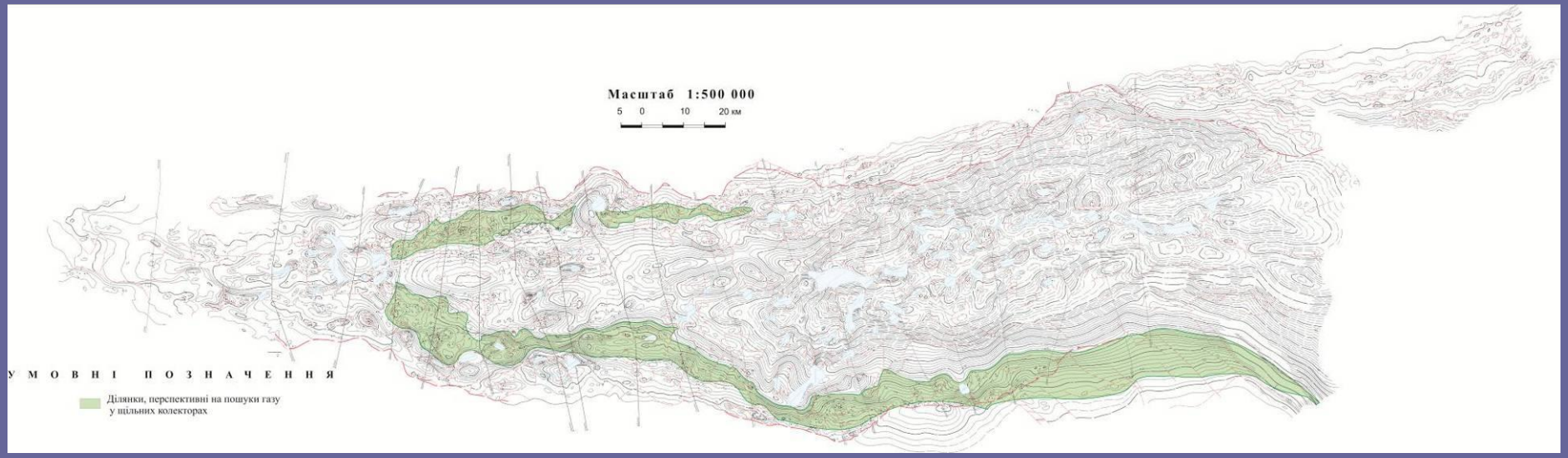
Основні стратиграфічні рівні розповсюдження ущільнених карбонатних порід, перспективних на пошуки скупчень газу неконвенційного типу

Нижньокам'яновугільний комплекс:

- ***нижньовізейський під'ярус;***
- ***нижньотурнейський під'ярус.***

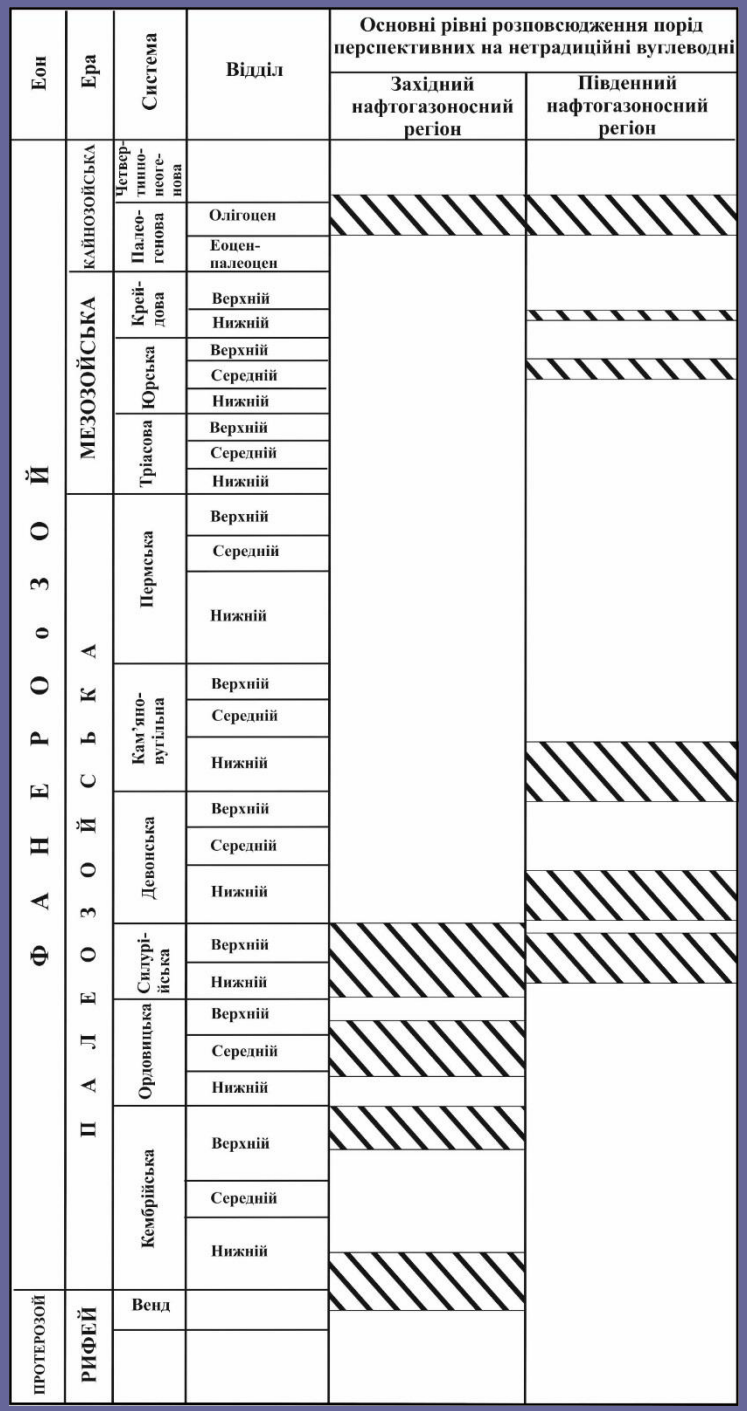


Карта загальних перспектив карбонатних порід, перспективних на пошуки неконвенційного газу в межах ДДЗ

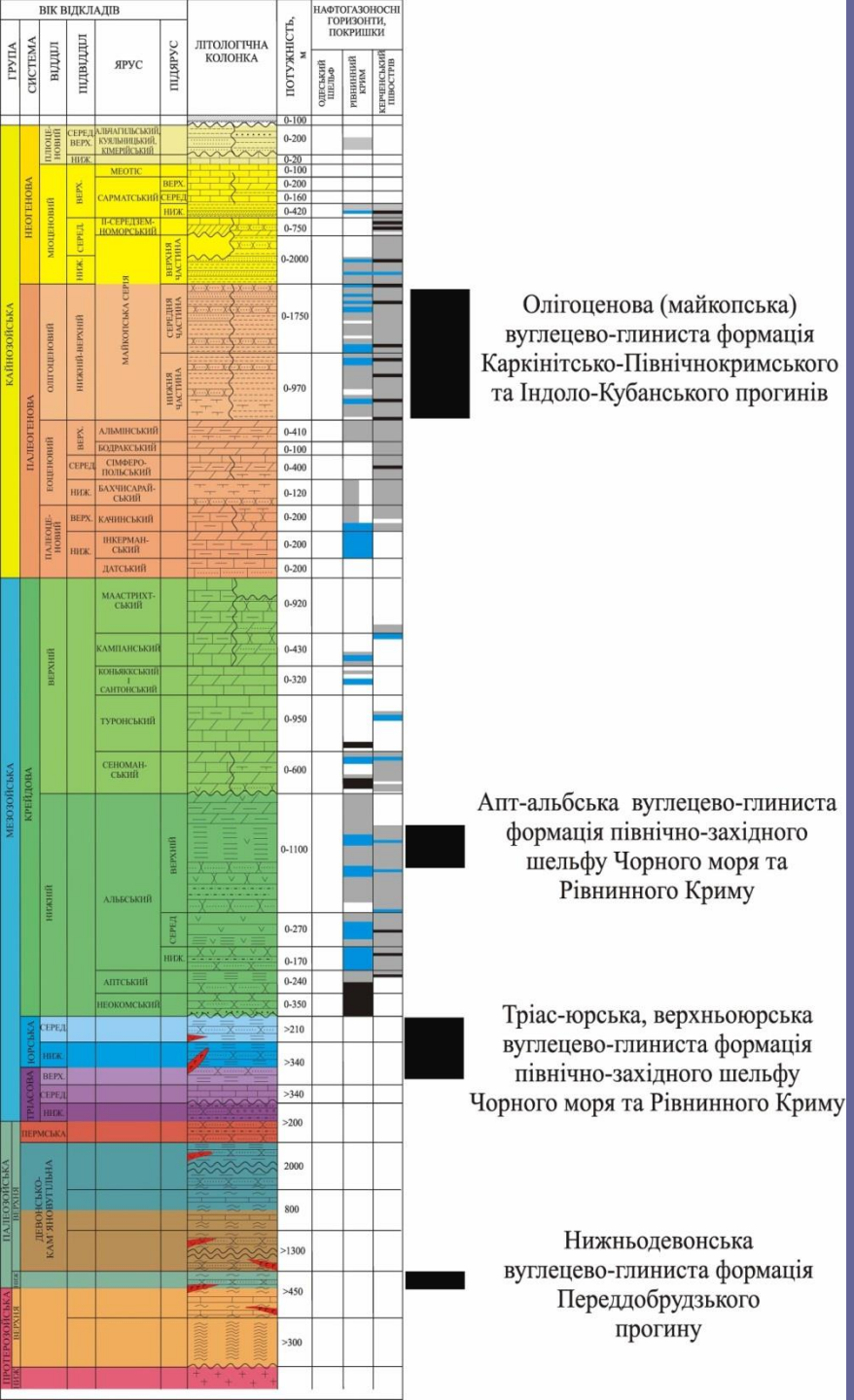


Перспективна територія на пошуки газу неконвенційного типу у карбонатних породах охоплює зони облямування Срібненської депресії, центральну й східну частини південної прибортової зони та центральну частину північної прибортової зони ДДЗ.

Сумарна площа перспективної території складає 6,2 тис. км^2



Основні стратиграфічні рівні розповсюдження сланцевих та щільних порід, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів в в межах Західного та Південного нафтогазоносних регіонів України



Основні стратиграфічні рівні розповсюдження сланцевих та щільних порід, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів в Південному НГР

2.5 Проведено дослідження температурної зрілості порід, визначено інтервали глибин, на яких збагачені органікою відклади здатні генерувати вуглеводні:

нафту – від 900 до 3100 м,

жирний газ з конденсатом – від 2100 до 4000 м

сухий газ – від 2300 до 4000 м і глибше

Південно-Коломацька площа,
С-33, інт. 5476–5484 – чорний сланець

Гашинівська площа,
С-3, інт. 3544–3553, D_3fr – чорний сланець

Збагачений органічною речовиною чорний сланець (св. Ніжинська-338, обр. 61НЖ, інт. 3075–3084 м, візейський ярус)

3. ПРАКТИЧНА ЦІННІСТЬ

3.1. В межах Східного НГР виділено перспективні зони, в межах яких підраховано прогнозні ресурси сланцевого газу:

Західно-Михайлівсько-Південно-Близнюківська – площа 3000 км^2, ресурси сланцевого газу нижньокам'яновугільних глинистих відкладів – 1758 млрд м^3;

Червонодонецько-Дробишівська – площа 1700 км^2, ресурси сланцевого газу середньокам'яновугільних глинистих відкладів – 1050 млрд м^3;

Юзівська - площа 7623 км^2. ресурси сланцевого газу верхньо- та середньокам'яновугільних глинистих відкладів - 5361,6 млрд м^3

Борківсько-Великозагорівська – площа 1300 км^2*, ресурси сланцевого газу девонських глинистих відкладів – 523* млрд м^3

Крім цього в Східному НГР виділені інші перспективні зони для пошуків сланцевого газу (Зачепилівсько-Ливенська, Окопівська, Миргородсько-Ливенська, Римарівсько-Більська, Веселівсько-Новомечибилівська, Артемівська, Євгенівська, Мелихівсько-Шебелинська), але вони за своїми характеристиками поступаються першим, тому вони розглядаються як об'єкти другої черги.

3.2. В межах Східного НГР виділено перспективні зони, в межах яких підраховано ресурси газу ущільнених піщано-алевритових порід:

Колайдинцівська (девон) – 40 млрд м^3, щільність ресурсів 500 млн м^3/км^2;
Боярсько-Шедіївська (девон) – 100 млрд м^3, щільність ресурсів 454 млн м^3/км^2;
Солохівсько-Опішнянська (нижній карбон) – 310 млрд. м^3, щільність ресурсів 360 млн м^3/км^2;
Катеринівсько-Близнюківська (нижній карбон) – 290 млрд. м^3, щільність ресурсів 274 млн м^3/км^2;
Веселівська (середній карбон) - 220 млрд. м^3, щільність ресурсів 524 млн м^3/км^2;
Співаківсько-Артемівська (середній карбон) – 1510 млрд. м^3, щільність ресурсів 632 млн м^3/км^2;
Кальміус-Торецька (середній карбон) – 300 млрд. м^3, щільність ресурсів 588 млн м^3/км^2;
Святогірсько-Артемівська (верхній карбон) – 620 млрд. м^3, щільність ресурсів 530 млн м^3/км^2

3.3. В північно-західній частині ДДЗ виділено ряд площ і горизонтів, перспективних на виявлення покладів сланцевої нафти:

візейська товща чорних аргілітів Ніжинської площі товщиною 41 м, вміст ОР – 4,23 %, $C_{орг.}$ – 6,13–7,77 %, R_o – 0,95–1,70, пористість – 0,7–2,2 %;

серпухівська товща аргілітів Хорольської площі товщиною 42–183 м, вміст $C_{орг.}$ – 2,99–3,54 %, R_o – 1,00–1,08, пористість – 8,0–8,2 %;

візейська товща аргілітів Хорольської площі товщиною 42–115 м, вміст ОР – 4,08–5,93 %, $C_{орг.}$ – 3,95–5,53 %, R_o – 1,03–1,74, пористість – 10,5 %;

фаменська товща аргілітів Кінашівської площі товщиною 23–124 м, ОР – 1,75–5,39 %, $C_{орг.}$ – 1,15–4,43 %, R_o – 1,07, пористість – 3,2–8,9 %.

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного НГР за аналогією з формацією Баккен Північної Америки оцінюються в 2–2,5 млрд бар. (280–350 млн т)

3.4. Встановлено, що структура перспективних територій являє собою подібність «слоєного пирога», з неодноразовим повторюванням у розрізі продуктивних комплексів лінзоподібної форми, які можуть стоншуватися і виклинюватися по простяганню, з такими частинами розрізу, де вміст газу порівняно низький і не являє економічного інтересу

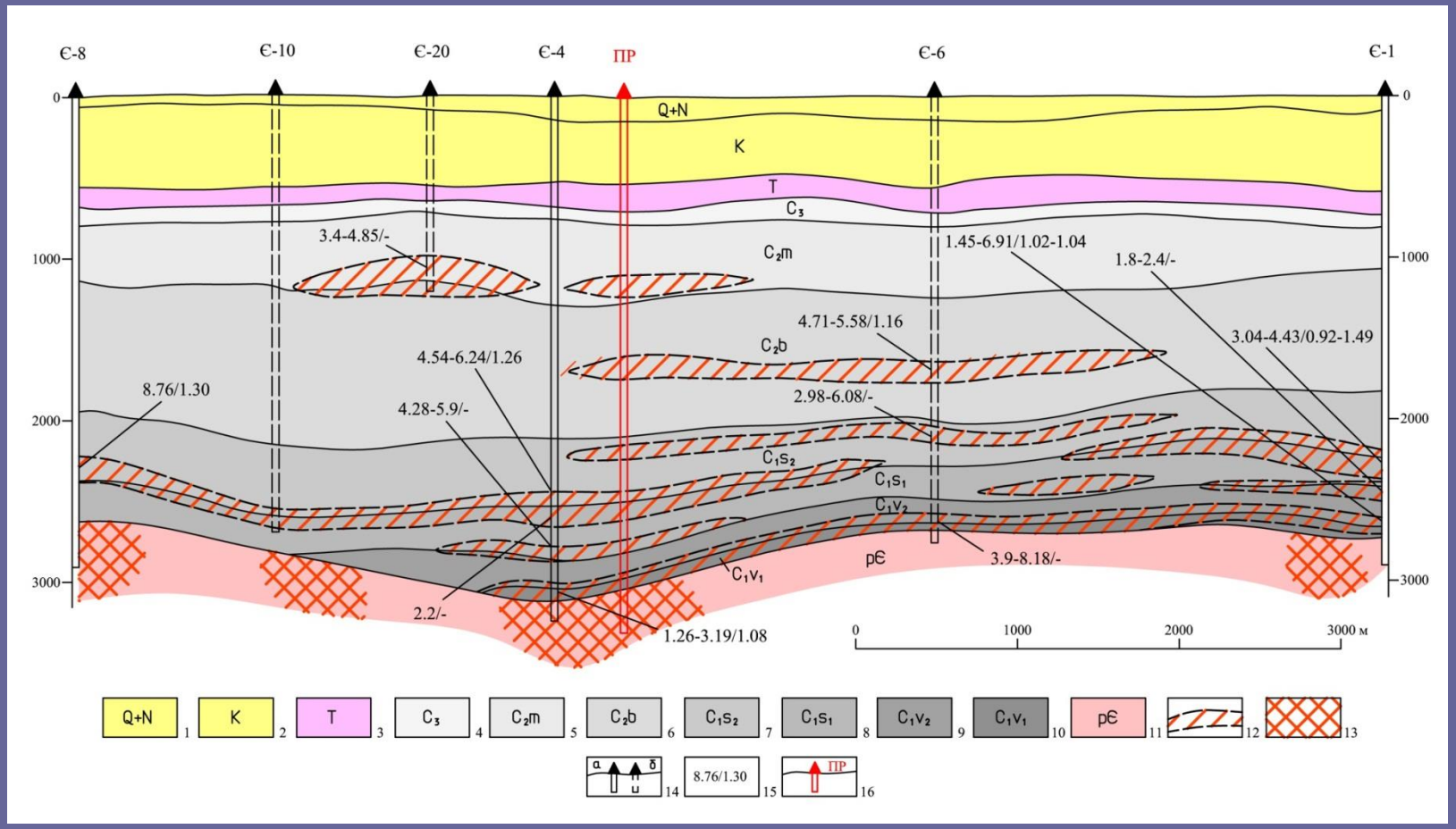


Схема будови покладів сланцевого газу Євгенівської площі

3.5. В Західному НГР

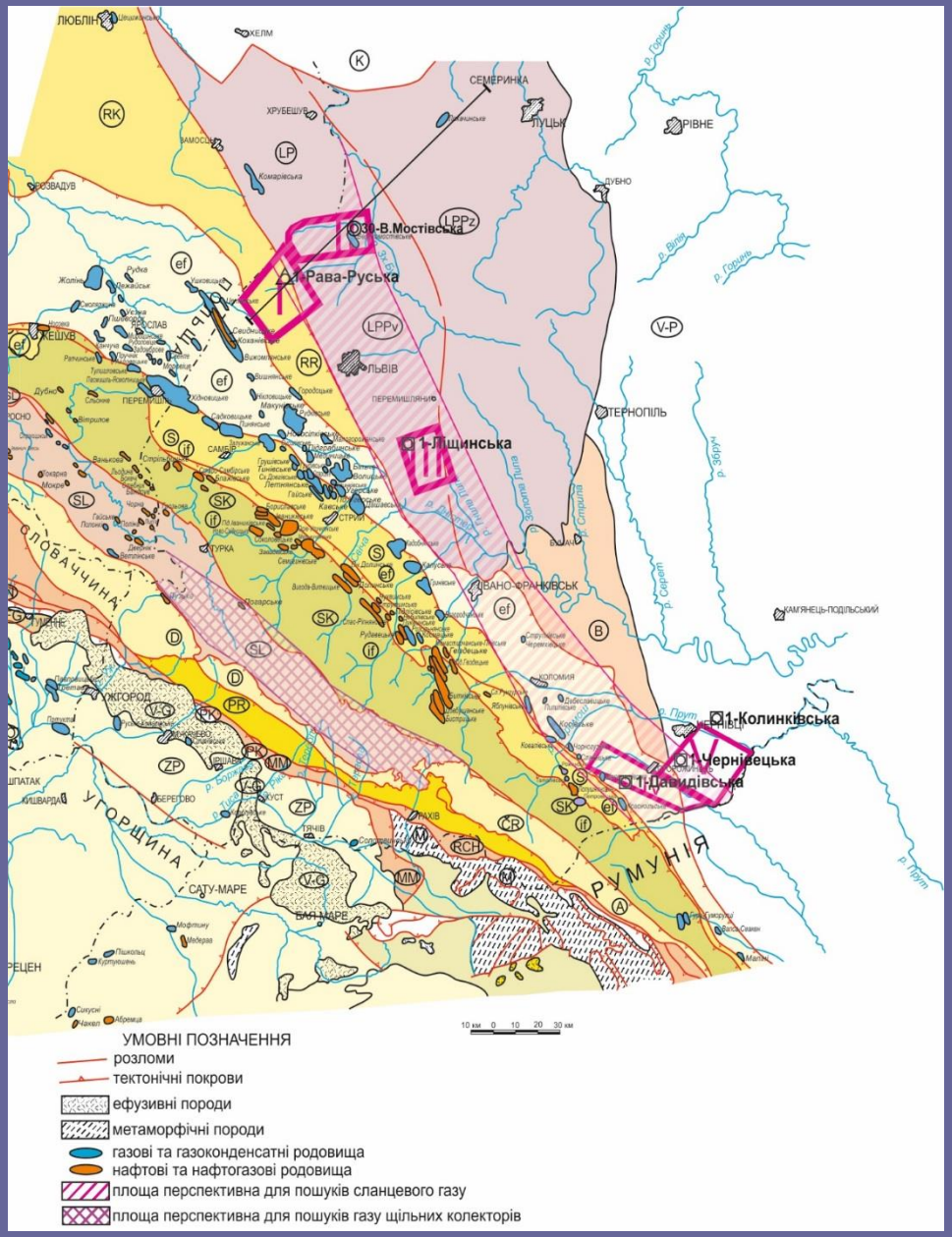
Значні перспективи подальшого нарощування ресурсної бази ВВ пов'язуються з освоєнням ресурсів сланцевого газу, газу ущільнених теригенних та карбонатних порід, з метаном вугільних пластів.

В силурійських відкладах Волино-Подільської нафтогазоносної області виділено перспективні ділянки:

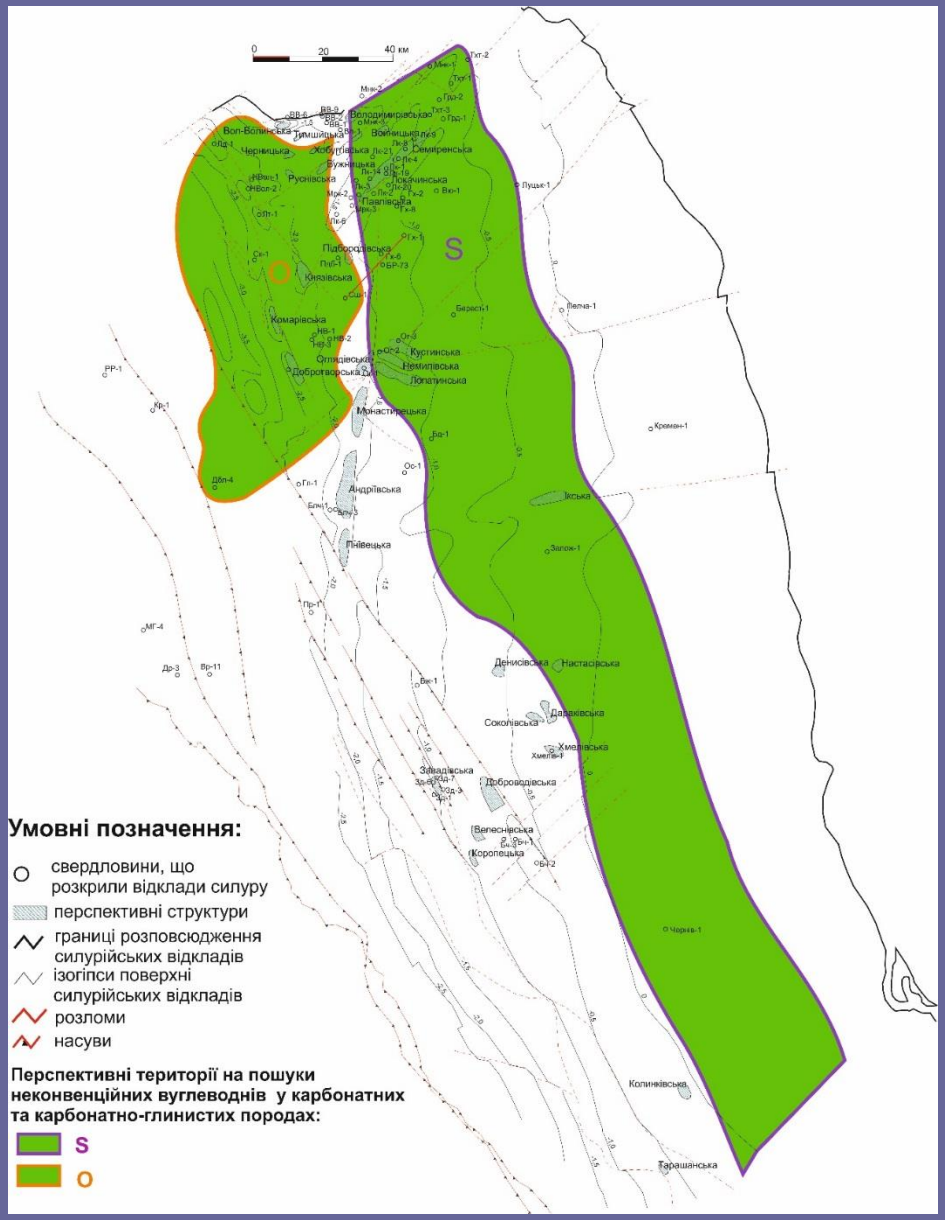
Рава-Руська – 490 млрд м^3;
Белзька – 200 млрд м^3;
Східно-Ліщинська – 320 млрд м^3;
Давидівська – 570 млрд м^3;

В зоні Кросно і Скибовій зоні Складчастих Карпат виділено перспективні локальні структури для проведення дослідно-методичних робіт з видобутку неконвенційних вуглеводнів:

структура Тихого – 5 млрд м^3;
структура Боберка – 1 млрд м^3;
структура Максимець-Бистриця – 4 млрд м^3;
структура Лазещина – 10 млрд м^3;
структура Брустуранка – 2 млрд м^3;
структура Яновець – 2 млрд м^3.



Карта розміщення площ пошуків неконвенційних покладів вуглеводні в Західному нафтогазоносному регіоні України



Карта розповсюдження карбонатних і карбонатно-глинистих порід, перспективних для пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів в межах Волино-Подільської нафтогазоносної області.

3.6. В Південному НГР

Ресурсний потенціал нафтогазоносних сланцевих відкладів та першочергові об'єкти проведення геологорозвідувальних робіт

Загальні геологічні ресурси неконвенційного газу Південного НГР у сланцевих відкладах оцінюються у 37723,9 млрд. м^3 (видобувні – 7562,2 млрд. м^3), в т.ч. геологічні ресурси вільного газу – 9518 млрд. м^3 (видобувні – 3331,3 млрд. м^3), геологічні ресурси сорбованого газу – 28206 млрд. м^3 (видобувні – 4230,9 млрд. м^3). В межах Переддобрудзького прогину загальні ресурси сланцевих відкладів оцінюється у 7402,3 млрд. м^3 (видобувні – 1494,8 млрд. м^3), в т.ч. геологічні ресурси вільного газу – 1922,5 млрд. м^3 (видобувні – 672,9 млрд. м^3), геологічні ресурси сорбованого газу – 5479,8 млрд. м^3 (видобувні – 822 млрд. м^3). В межах Рівнинного Криму загальні ресурси сланцевих відкладів оцінюється у 30321,6 млрд. м^3 (видобувні – 6067,3 млрд. м^3), в т.ч. геологічні ресурси вільного газу – 7595,5 млрд. м^3 (видобувні – 2658,4 млрд. м^3), геологічні ресурси сорбованого газу – 22726,2 млрд. м^3 (видобувні – 3408,9 млрд. м^3).

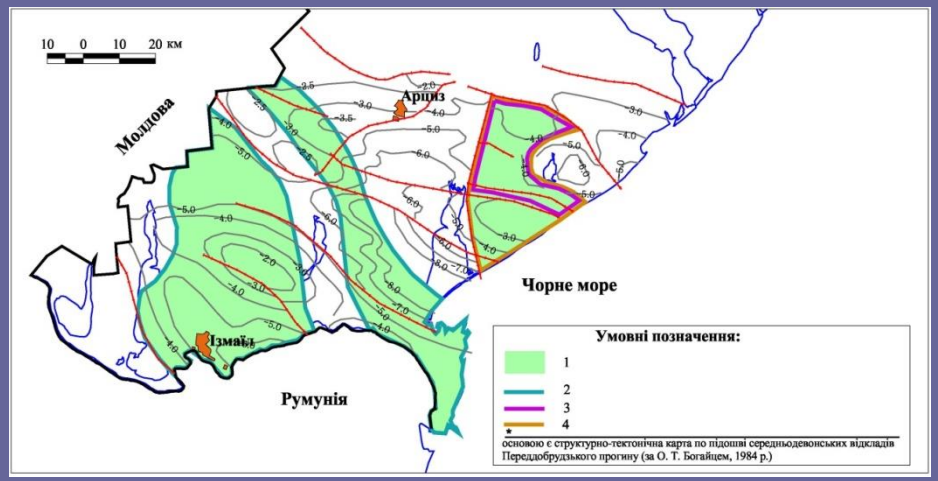
Першочерговими об'єктами проведення геологорозвідувальних робіт в Південному НГР для пошуку нетрадиційних ВВ в сланцевих відкладах є північно-східна (нижньодевонські та нижньокам'яновугільні відклади) та південно-західна (середньоюрські відклади) частини Переддобрудзького прогину. Певні перспективи мають також північно-східна та центральна частини Рівнинного Криму (нижньокрейдяні відклади).

Ресурсний потенціал нафтогазоносних ущільнених карбонатних порід та першочергові об'єкти проведення геологорозвідувальних робіт .

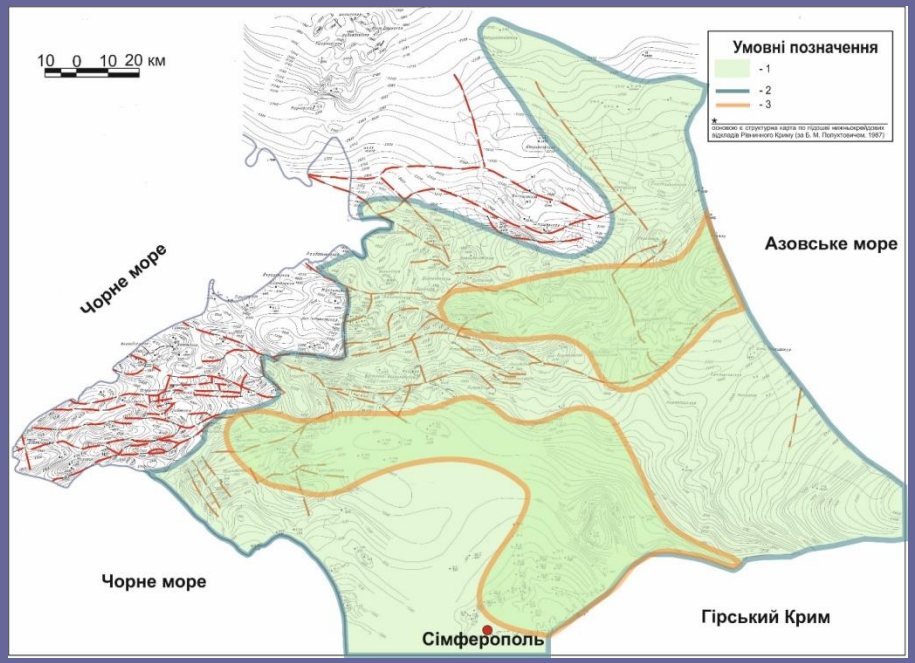
Загальні геологічні ресурси неконвенційного газу Переддобрудзького прогину ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оцінюються у 1946 млрд. м^3 (видобувні - 681 млрд. м^3).

Загальні геологічні ресурси неконвенційної нафти Переддобрудзького прогину ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оцінюються у 1426 млн. т (видобувні - 107 млн. т.).

Першочерговими об'єктами проведення геологорозвідувальних робіт для пошуку нетрадиційної нафти є карбонатні відклади силурійського комплексу в межах південних частин Молдавської монокліналлі і Нижньодністровської депресії, нетрадиційного газу – карбонатні відклади верхньодевонського комплексу в межах південної частини Приморського виступу.



Карта поширення перспективних на сланцевий газ порід Переддобрудзького прогину



Карта поширення перспективних на сланцевий газ порід Рівнинного Криму

Карта розповсюдження карбонатних и карбонатно-глинистих порід перспективних для пошуку скупчень нетрадиційних ВВ в Південному НГР

3.7. **В Донецькому вугільному басейні**

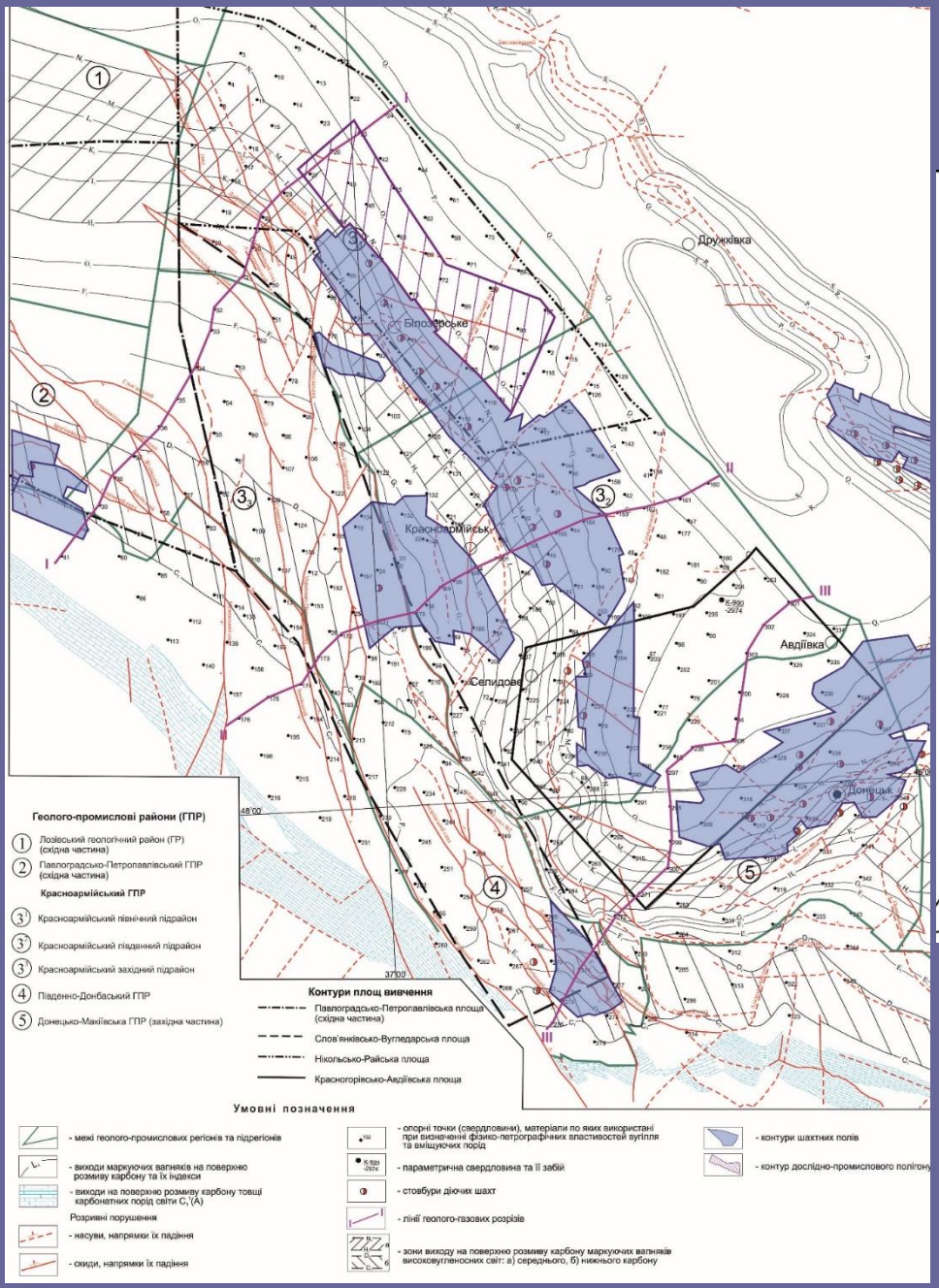
Доведено, що вугільні родовища Донбасу є комплексними, газовугільними, і представляють інтерес для видобутку супутнього газу метану із вугільних пластів, малопроникних пісковиків і сланців міжвугільної товщі

Прогнозні ресурси газу-метану вугільних родовищ Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м сягають від 4-6 до 22 трлн м^3, промислові – 11,9 трлн м^3, видобувні – 1 трлн м^3

Виділено 9 перспективних площ, сумарні геологічні запаси метану яких перевищують 1,5 трлн м^3, а видобувні запаси газу-метану до глибини 1500-1800 м сягають 286 млрд м^3:

Петриківсько-Новомосковська, Павлоградсько-Петропавлівська, Нікольсько-Райська, Красногорівсько-Авдіївська, Слов'янківсько-Вугледарська, Гірська Глибока, Алмазна, Лугансько-Краснодонська, Краснодонська Глибока

Схема розташування перспективних на газ ділянок в межах південної зони дрібної складчастості Донбасу



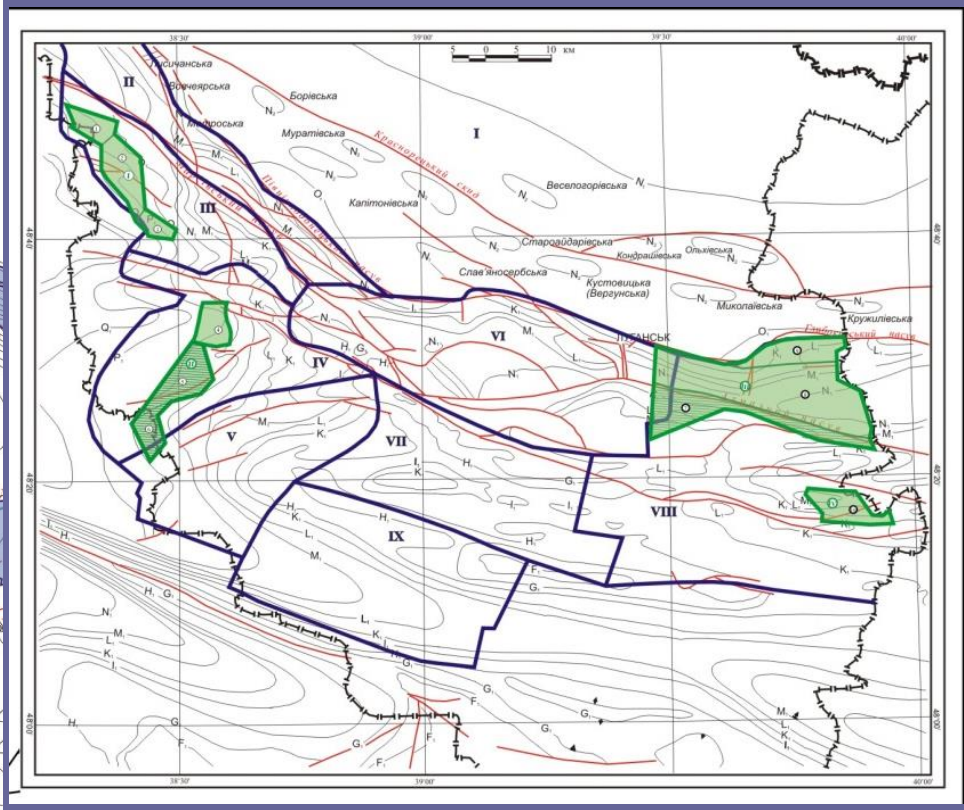
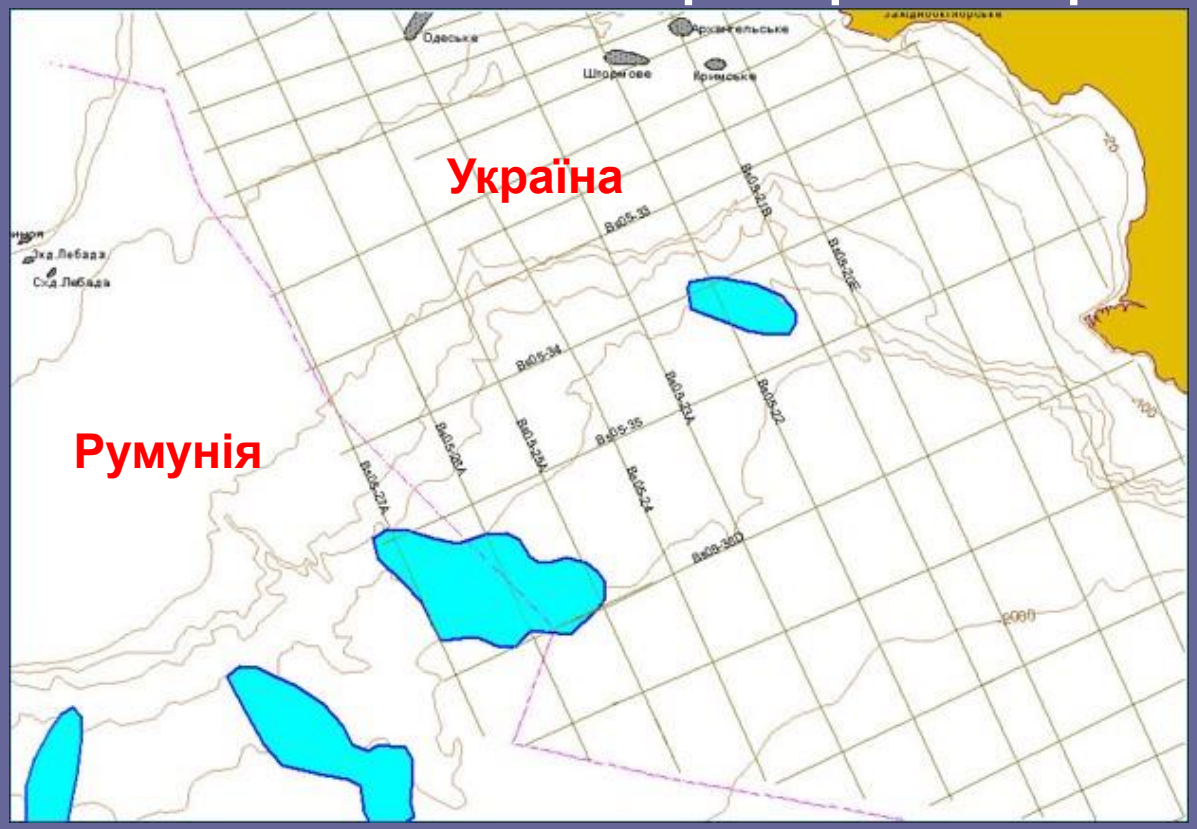


Схема розташування перспективних на газ ділянок в межах Північної зони дрібної складчастості Донбассу: Песпективні ділянки: Гірська Глибока (I), Алмазна (2), Лугансько-Краснодонська (3), Краснодонська Глибока (4); Геологопромислові райони: I – Старобельський; II – Лисичанський; III – Мар'ївський; IV – Алмазний; V – Селезнівський; VI – Луганський; VII – Оріхівський; VIII – Краснодонський; IX – Боковохрустальський

3.8. В межах акваторії Чорного моря



Доведено, що сприятливі умови для утворення газогідратів існують майже по всій глибоководній западині Чорного моря. Встановлено, що їх утворення можливе при глибинах води 300–350 м, а для чистого метану – починаючи з глибин 700–750 м. Нижня межа розвитку гідратів в товщі осадів за геотермічними даними складає в середньому 400–500 м – так звана зона гідратоутворення. Ці зони в Чорному морі локалізовані переважно в четвертинних осадах, потужність яких сягає 1–3 км. Пов’язані з ними запаси газу в українській економзоні Чорного моря оцінені в 7–10 трлн м^3.

Перспективним є проведення сейсморозвідувальних досліджень в зоні континентального схилу в північно-західній частині Чорного моря між Севастополем та Бургасом. Першочерговою задачею цих досліджень має бути локалізація газогідратних покладів, виявлених в районах перетину сейсмопрофілів BS-05-26 і BS-05-36, та BS-05-22 і BS-05-34.

3.9. В межах Українського кристалічного щита

Доведено, що з відомих імпактних структур УЩ найбільш перспективними стосовно виявлення покладів вуглеводнів є Оболонська та Болтиська. Надано рекомендації щодо напрямку подальших ГРР

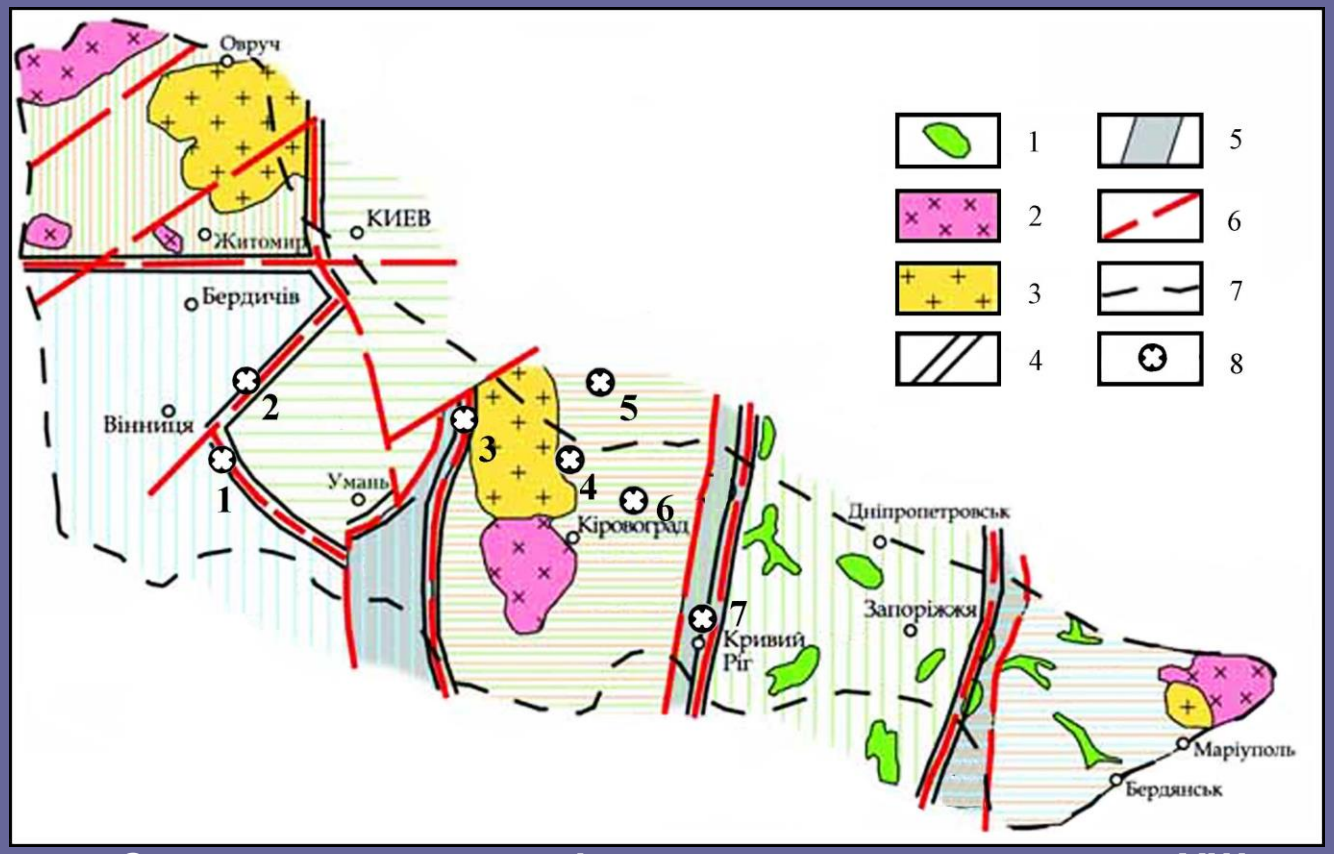


Схема розташування імпактних структур в межах УЩ

1 – архейські зеленокам'яні структури; 2 – палеопротерозойські габро-діорит-гранітні масиви; 3 – мезопротерозойські габро-анортозит-рапаківігранітні і габро-сієніт-гранітні масиви; 4 – границі мегаблоків; 5 – міжблокові шовні зони; 6 – основні глибинні розломи; 7 – границя УЩ; 8 – імпактні структури (1 – Іллінецька, 2 – Західна, 3 – Ротмистрівська, 4 – Болтиська, 5 – Оболонська, 6 – Зеленогайська, 7 – Тернівська)

3.10. Загальні прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах України оцінено в обсязі 32-56 млрд т у.п.:

Сланцевий газ: Східний НГР – 10–14 трлн м^3 Західний НГР – 1–4 трлн м^3 Південний НГР – 2–7 трлн м^3 **Всього – 13–25 трлн м^3**	**Метан вугільних родовищ:** Донецький басейн – 3,5 трлн м^3 Волинський басейн – 0,5 трлн м^3 **Всього – 4 трлн м^3**
Газ ущільнених порід-колекторів: Східний НГР – 3–8 трлн м^3 Західний НГР – 1–3 трлн м^3 **Всього – 4–11 трлн м^3**	**Поклади газу, пов'язані з імпактними структурами:** **Оболонський кратер – 800 млрд м3** **Болтиський кратер – 200 млрд м3** **Всього – 1000 млрд м^3 газу**
Сланцева нафта: Східний НГР – 300–350 млн т Західний НГР – 50–100 млн т Південний НГР – 150–200 млн т **Всього – 500–650 млн т**	**Газогідрати Чорного моря – 7–10 трлн м^3 газу** **Ущільнені карбонатні і карбонатно-глинисті утворення – 2,5-4,8 млрд т у.п.**

3.11. Отримані результати використано при підготовці Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України (розділ Паливно-енергетичні ресурси)

Державна служба
геології та надр України
Український державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ)
(Державне підприємство)
04114, Київ – 114, Автозаводська, 78А,
тел. 430-70-24, факс 432-35-22
Ukrdgri@Ukrdgri.gov.ua

State Geological and Subsurface Survey of Ukraine
Ukrainian State Geological Research Institute (UkrSGRI)
(State enterprise)
Autozavodska, 78A, Kyiv 04114, Ukraine
Tel (+38044) 430-70-24, fax (+38044) 432-35-22
Ukrdgri@Ukrdgri.gov.ua

«20» 03 2018 р. № 265

Голові Секретаріату науково-технічної ради Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»
п. Ковалку О. М.

Шановний Олександре Михайловичу!

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» висуває наукову роботу **«Перспективи нарощування ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел»** (автори : Вакарчук С.Г., Вижва С. А., Касянчук С.В., Коваль А.М., Крупський Ю.З., Куровець І.М., Михайлов В.А., Харченко М.В.,) на здобуття Державної премії України в галузі науки і техніки 2018 р.

Зазначена робота присвячена важливому для Держави питанню забезпечення України власними паливно-енергетичними ресурсами, що є особливо актуальним в сучасних політико-економічних умовах. Використання отриманих результатів даного дослідження дозволяє суттєво наростити ресурсну базу вуглеводнів, що сприятиме енергетичній незалежності України.

За попередньою оцінкою авторів приріст ресурсної бази природного газу за рахунок нетрадиційних джерел складає близько 17 трлн. $м^3$, з яких сланцевий газ - близько 9 трлн. $м^3$ і газ центрального басейнового тиску - 8 трлн. $м^3$. Ці показники враховано інститутом при складанні нової редакції Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року в частині паливно-енергетичних ресурсів.

Враховуючи важливість нарощування ресурсної бази вуглеводнів як гарантії забезпечення енергетичної незалежності України, отримані високі результати дослідження, Український державний науково-дослідний інститут підтримує висування роботи **«Перспективи нарощування ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел»** на здобуття Державної премії України в галузі науки і техніки 2018 р.

Заступник директора УкрДГРІ,
доктор геологічних наук Красножон М.Д.

3.**12.** ПРИКЛАД ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ РОБОТИ, ЗОКРЕМА ОСНОВНИХ МЕТОДИЧНИХ ЗАСАД ПОШУКУ ОБ’ЄКТІВ, ПЕРСПЕКТИВНИХ НА ВУГЛЕВОДНІ НЕТРАДИЦІЙНОГО ТИПУ.

На основі аналізу, систематизації та узагальненню геолого-геофізичних матеріалів та аналізу стану надрокористування в рамках виконання ДП «Науканафтогаз» науково-дослідної роботи **“Визначення першочергових ділянок освоєння ресурсів вуглеводнів в карбонатних відкладах в межах території інтересу Національної акціонерної компанії “Нафтогаз України” в 2017 р.** обґрунтовано доцільність отримання Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» спецдозволів на геологічне вивчення, у тому числі дослідно-промислову розробку родовищ з подальшим видобуванням нафти, газу (промислова розробка родовищ) і підготовлено рекомендації та пакети інформації, зокрема по Олексинсько-Самойлівській (на неконвенційні вуглеводні) та Орчиківсько-Перещепинській (конвенційні та неконвенційні вуглеводні) перспективних ділянках.

Олексинсько-Самойлівська перспективна ділянка
(північний схил Срібнянської депресії)

Перспективність території визначається безпосередньою близькістю Мільківського, Богданівського, Великобубнівського, Скоробагатьківського та Яблунівського родовищ вуглеводнів.

Перспективними на пошуки сланцевої нафти є нижньобашкирські відклади

В літологічному відношенні перспективні відклади - вапняки та доломіти з прошарками аргілітів.

Покрівля перспективних відкладів залягає на глибинах від 3900 м до 4400 м, їх товщина в середньому коливається в межах 50-70 м.

На існуючій стадії геологічного вивчення ділянки очікувані видобувні ресурси нафти оцінюються в кількості 1,093 млн. т нафти.

Прогнозні показники:
Загальна вартість робіт: 1 956 628,0 тис. грн., у т.ч. геологорозвідувальних робіт 884 128,0 тис. грн.
Приріст запасів умовного палива категорії C_1: 1,093 млн. т.
Приріст запасів категорії C_1 на 1 метр проходки: 28 тонн у. п.
Вартість підготовки 1 тонни запасів умовного палива категорії C_1: 809 грн.

Орчиківсько-Перещепинська перспективна **ділянка**
(південна прибортова зона ДДЗ)

Перспективність території визначається безпосередньою близькістю Перещепинського, Голубівського, Богатойського, Пролетарського, Личківського, Новоселівського родовищ ВВ. В межах Орчиківсько-Перещепинської ділянки основні перспективи нафтогазоносності пов'язуються з карбонатними утвореннями нижньовізейського під'ярусу та турнейського ярусу нижнього карбону, а також башкирського ярусу середнього карбону.

Орчиківсько-Перещепинська ділянка перспективна також на пошуки неконвенційних ВВ у турнейсько-нижньовізейському та башкирському карбонатно-глинистих комплексах. Перспективні товщі представлені переважно вапняками та доломітами з прошарками аргілітів. Фільтраційно-ємнісні властивості в межах ділянки змінюються в дуже широкому діапазоні. Поряд з майже зовсім непроникними пластами, зустрічаються пласти, які володіють високими колекторськими властивостями. Загальна середня товщина перспективних на неконвенційні ВВ пачок коливається в межах від 200 м до 300 м, а глибина їх залягання 3000-5000 м.

Оцінені експертним шляхом, із урахуванням щільності, видобувні прогнозні ресурси традиційних вуглеводнів складають 5615 тис. т умов. пал. категорії $Д_1$+$Д_2$. По характеру насичення прогнозується газоконденсатне родовище. На існуючій стадії геологічного вивчення ділянки очікувані видобувні запаси газу категорії $С_1$ оцінюються в кількості 1,123 млрд. $м^3$. Загальні геологічні ресурси газу нетрадиційного типу складають 7,34 млрд. $м^3$, а очікувані видобувні ресурси газу оцінюються в кількості 2,57 млрд. $м^3$. Загальні (традиційні та неконвенційні) прогнозні ресурси ділянки становлять 12,955 млрд. $м^3$, а очікувані видобувні – 3,693 млрд. $м^3$.

Прогнозні показники:
Загальна вартість робіт: 785 250,0 тис. грн., у т.ч. ГРР 455 350,0 тис. грн.
Приріст запасів газу категорії $С_1$: 1,123 млн. т умов. пал.
Приріст запасів категорії $С_1$ на 1 метр проходки: 65 тонн умов. пал.
Вартість підготовки 1 тонни запасів умовного палива категорії $С_1$: 405 грн./т умов. пал.

ВИСНОВКИ

1. На основі аналізу світового досвіду, сучасних уявлень про генерацію вуглеводнів та результатів геолого-геофізичної вивченості нафтогазоносних породних комплексів Східного, Західного та Південного НГНР України розроблено комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів нетрадиційних вуглеводнів;

2. Досліджено нафтогазоносні породні комплекси Східного, Західного та Південного НГН регіонів України: визначено перспективні стратиграфічні комплекси порід; встановлено генеруючий потенціал нафтоматеринських порід, типи керогену, температурна зрілість сланцевих відкладів та ущільнених пісковиків;

3. Побудовано геолого-геофізичні моделі перспективних стратиграфічних комплексів; проведено оцінку прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів, яка дозволяє наростити вуглеводневу базу України на 32-56 млрд т у.п.;

4. Наведено методичні рекомендації з освоєння прогнозних ресурсів нетрадиційних покладів вуглеводнів; надано рекомендації щодо подальших ГРР.

На Державну премію в галузі науки і техніки 2018 року пропонуються:

Від національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»:

- **Коваль Анатолій Миколайович** – к.г.н., с.н.с., головний фахівець відділу геології Департаменту розвідки та видобутку газу;
- **Касянчук Сергій Васильович** – начальник відділу розробки родовищ Департаменту розвідки та видобутку газу.

Від Київського національного університету імені Тараса Шевченка:

- **Михайлов Володимир Альбертович** – д.г.н., професор, директор навчально-наукового інституту «Інститут геології»;
- **Вижва Сергій Андрійович** – д.г.н., професор, завідувач кафедри геофізики навчально-наукового інституту «Інститут геології».

Від Львівського національного університету імені Івана Франка:

- **Крупський Юрій Зіновійович** – д.г.н., професор кафедри корисних копалин, історичної геології, екології та інженерної геології і гідрогеології.

Від Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України:

- **Куровець Ігор Михайлович** – к.г.-м.н., с.н.с., завідувач відділу проблем нафтової геофізики.

Від ДП «Науканафтгаз»:

- **Харченко Микола Васильович** – к.г.-м.н., завідувач відділення геології нафти та газу.

Від ТОВ «Ю.БІ. СЕЙСМІК ЮКРЕЙН»:

- **Вакарчук Сергій Григорович** – к.г.н., директор обчислювального центру обробки та інтерпретації геолого-геофізичних даних.