

**НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ  
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»**

**Наукова робота на здобуття Державної премії України  
в галузі науки і техніки**

**ПЕРСПЕКТИВИ НАРОЩУВАННЯ РЕСУРСНОЇ БАЗИ ВУГЛЕВОДНІВ  
УКРАЇНИ ЗА РАХУНОК НЕТРАДИЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ**

**РЕФЕРАТ**

**Претенденти:**

<b>Михайлов Володимир Альбертович</b>	доктор геологічних наук, професор, директор навчально-наукового інституту «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка
<b>Вижива Сергій Андрійович</b>	доктор геологічних наук, професор, завідувач кафедри геофізики навчально-наукового інституту «Інститут геології» Київського національного університету імені Тараса Шевченка
<b>Крупський Юрій Зіновійович</b>	доктор геологічних наук, професор, професор кафедри екологічної та інженерної геології Львівського національного університету імені Івана Франка
<b>Куровець Ігор Михайлович</b>	кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник, завідувач відділу проблем нафтової геофізики Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України
<b>Коваль Анатолій Миколайович</b>	кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник, головний фахівець відділу геології Департаменту розвідки та видобутку газу Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»
<b>Касянчук Сергій Васильович</b>	начальник відділу буріння свердловин та експлуатації родовищ Департаменту розвідки та видобутку газу Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»
<b>Харченко Микола Васильович</b>	кандидат геолого-мінералогічних наук, завідувач відділення геології нафти і газу центру нафтогазогеологічних та сейсмічних досліджень ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»
<b>Вакарчук Сергій Григорович</b>	кандидат геологічних наук, директор обчислювального центру обробки та інтерпретації геолого-геофізичних даних ТОВ «Ю.Б.СЕЙСМІК ЮКРЕЙН»

### **Актуальність роботи**

Завдання нарощування видобутку вуглеводнів (ВВ) для потреб економіки України призводить до поступового виснаження традиційних родовищ ВВ. У наслідок цього постає завдання пошуків додаткових джерел вуглеводневої сировини, зокрема з нетрадиційних джерел.

Успішні дослідження проблеми нетрадиційних джерел ВВ в США та Канаді привели до суттєвого збільшення видобутку природного газу. Сьогодні дослідження в цій сфері здійснюються в багатьох країнах світу (Австралія, Китай та ін.). Це може привести, а частково вже привело до перерозподілу джерел постачання газу і, відповідно, до зміни пріоритетів, у тому числі політичних.

Залежність України від імпорту ВВ обумовила актуальність питання пошуку нових джерел ВВ. З метою нарощування енергетичної бази Держави творчий колектив співробітників Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», Київського національного університету імені Тараса Шевченка, Науково-дослідного інституту нафтогазової промисловості Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз»), інших організацій з 2010 р. проводить усебічне вивчення проблеми нетрадиційних ресурсів ВВ України.

**Мета роботи** – забезпечення енергонезалежності України за рахунок збільшення її нафтогазоресурсної бази та підвищення ефективності надрокористування шляхом освоєння ресурсів ВВ нетрадиційного типу.

#### **Наукова новизна роботи:**

1. Вперше в Україні створено наукові основи пошуку родовищ ВВ нетрадиційного типу - визначено особливості формування покладів ВВ нетрадиційних типів, а також встановлено основні фактори їх локалізації.
2. Вперше для України визначено систему критеріїв виявлення та оцінки перспектив скупчень ВВ нетрадиційних типів.
3. Вперше визначено стратиграфічні комплекси, які перспективні на пошуки ВВ нетрадиційних типів в Східному, Західному та Південному регіонах України.
4. Визначено закономірності просторового поширення перспективних утворень і встановлені їх оціночні параметри.
5. Виділені найбільш перспективні зони і ділянки і запропоновано напрямки першочергових геологорозвідувальних робіт на нетрадиційних ВВ на території України.
6. Визначено особливості методики підрахунку ресурсів для кожного типу нетрадиційних ВВ. Вперше оцінено загальні прогнозні ресурси ВВ нетрадиційного типу в межах України.
7. Сформовано базові концептуальні засади та організаційно-правові заходи з освоєння ресурсів ВВ нетрадиційного типу в Україні.

## **ЗМІСТ РОБОТИ**

### **2. СТИСЛА ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПІВ НЕТРАДИЦІЙНИХ ВУГЛЕВОДНІВ**

У широкому розумінні відомі такі нетрадиційні типи ВВ:

- **сланцевий газ** – газ, який міститься в тонкозернистих осадових породах, які одночасно є і «колекторами», і материнськими породами, характеризуються

високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність, для його вилучення необхідні засоби стимулювання припливів з формуванням штучної тріщинуватості;

- **щільний газ** – газ, що знаходиться в ущільнених алевро-піщаних або карбонатних породах зі зниженими ємнісними властивостями, утвореними за рахунок ущільненості та зцементованості породи, для вилучення якого необхідні засоби стимулювання припливів з формуванням штучної тріщинуватості;
- **метан вугільних пластів** (МПВ)– сорбований та вільний газ, зосереджений у вугільних пластах і вуглевмісних породах, для його вилучення необхідні вищезазначені засоби руйнування вміщуючих порід, стимуляції розущільнення, тріщинної проникності та інтенсивна депресія;
- **сланцева нафта** – нафта, зосереджена в дрібнозернистих або сланцевих утвореннях з низькими ємнісними параметрами, зі значним вмістом керогену;
- **газогідрати** – кристалічні сполуки змінного складу, які утворюються при певних термобаричних умовах з води і газу, мають вигляд кристалічної ґратки льоду з молекулами газу всередині, які зовнішньо нагадують сніг чи ніздрюватий лід;
- **поклади вуглеводнів, пов'язані з імпактними структурами** – поклади, приурочені до зон розущільнення і підвищеної тріщинуватості в породах, що виникли в результаті ударної дії при падінні небесних тіл.

На території України перспективними можуть бути нетрадиційні ВВ всіх вище перелічених типів.

### 3 ФАКТОРИ ЛОКАЛІЗАЦІЇ НЕТРАДИЦІЙНИХ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ ТА МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ОЦІНКИ ЇХ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦІАЛУ

#### *Основні критерії оцінки перспектив газонасності сланцевих порід.*

**Літологічний склад.** Сланцевий газ пов'язаний винятково з осадовими глинистими та алеврито-піщано-глинистими утвореннями, що знаходяться переважно на стадії мезокатагенезу та характеризуються сланцюватістю. Головною відмінністю газонасних сланцевих порід від звичайних осадових пелітоморфних порід є вміст органічної речовини у кількості від 1% до 10%.

**Ступінь термальної зрілості порід.** Найбільш сприятливими умовами для генерації сланцевого газу є інтервал: від нижньої частини МК<sub>2</sub> (R° – 0,80) до середньої частини АК<sub>2</sub> (R° – 3,0).

**Пористість і проникність.** Газ у сланцевих породах міститься як у сорбованому, так і у вільному стані в ізольованих і напівізольованих порах та тріщинах. Нижня межа відкритої пористості порід, перспективних для пошуку сланцевого газу, відповідає значенню в 1,0 %, а проникності 0,009 мД.

**Товщина перспективного горизонту.** Зазвичай мінімальна товщина продуктивної товщі становить 30-40 м, що обумовлено як геологічними (величина ресурсів), так і технічними чинниками (розкриття продуктивних товщ свердловинами з горизонтальними стовбурами).

**Глибина залягання.** Виходячи з досвіду розробки покладів сланцевого газу у

США, економічно обґрунтованою є глибина залягання порід до 4500 м.

**Основні критерії оцінки перспектив нафтогазоносності ущільнених алевро-піщаних та карбонатних порід.**

*Літологічний склад порід та їх фаціальна приуроченість:* 1) ущільнені вторинно-змінені пісковики та алевроліти, в першу чергу мілководно-морського, дещо менше дельтового, прибережно-морського та алювіального генезису з вмістом глинистої домішки до 15 %. 2) вапняки глинисті, зернисті вапняки, органогенні шламкові та детритові вапняки, доломіти, в першу чергу мілководно-морські генезису;

*Ступінь термальної зрілості порід:* для неконвенційного газу – МК<sub>2</sub> (R<sup>0</sup> – 0,80) - АК<sub>1</sub> (R<sup>0</sup> – 2,0-2,5), для неконвенційної нафти – МК<sub>1</sub> (R<sup>0</sup> – 0,60) - МК<sub>2</sub> (R<sup>0</sup> – 0,80) проте, що при суттєвому переважанні в органічній речовині сапропелевої складової, інтенсивна генерація рідких ВВ може продовжуватися і на протязі стадій МК<sub>2</sub> і навіть МК<sub>3</sub>;

*Пористість і проникність:* для газу - 1,0 %, для нафти - 2 %; мінімальні значення проникності: для газу – 0,009 мД, для нафти – 0,1 мД;

*Маловодність розрізу.* Відклади, що містять газ в ущільнених колекторах, характеризуються маловодністю. 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 ВВ утримується в мікропорах за рахунок капілярних сил.

*Вміст органічної речовини у парagenетичних відкладах:* більше 1,0%.

*Товщина горизонту:* (для нафти – не менш 25 м, для газу – не менш 40 м або група близькозалегаючих пластів товщиною 10-15 м кожний;

**Основні критерії оцінки перспектив метаноносності вугільних порід.**

*Ступінь вугленості товщі та ступінь метаморфізму порід;*

*Газоємність, склад та фізико-хімічні властивості вугілля;*

*Пористість, сорбційні властивості, щільність, проникність та тріщинуватість вугілля та вміщуючих порід;*

*Глибини залягання вугільних пластів;*

*Наявність та потужність покривних відкладів;*

*Гідрогеологічні умови;*

*Глибина залягання зони метанового вивітрювання.*

З них найважливішими є потужність вугільних пластів, умови їхнього залягання, метаноносність та газовіддача.

**Критерії оцінки перспектив метаногідратів.** Газові гідрати розглядаються як одна з форм природного газу, яка жорстко детермінована термодинамічними та геологічними умовами. Основну роль у формуванні скупчень газогідратів в низьких та середніх широтах має фільтрація газовмістних флюїдів. Для формування скупчень газогідратів повинні існувати джерела газу, умови для газогенерації та геологічні умови, сприятливі для газогідратоутворення (у першу чергу – певні температура і тиск).

**Критерії оцінки перспектив нафтогазоносні імпактних структур.** Встановлено, що скупчення ВВ в імпактних структурах, як правило, приурочені до

зон тріщинуватості порід основи імпактних кратерів в їх периферійних частинах, зокрема, крайових підняттях, які оточують центральну кальдеру. Деякі меншими перспективами характеризуються центральне підняття і зони радіальних і кільцевих розломів, які пересікають імпактні структури. Перспективи осадових утворень імпактних структур, що збагачені органічною речовиною, оцінювались відповідно до критеріїв встановлених для нафтогазових сланцевих утворень.

*Аналітичні дослідження речовинного складу* є невід'ємною частиною геологорозвідувальних робіт. Вони вкрай важливі як для локалізації так і для оцінки ресурсної бази ВВ нетрадиційних типів.

Авторами проведено узагальнення результатів аналітичних досліджень попередніх років та виконаний значний обсяг власних експериментальних досліджень. Зокрема, проведено опис, вивчення керну, переінтерпретація даних ГДС по 70 свердловинах; описано понад 200 шліфів і 300 аншліфів; виконані комплексні петрофізичні дослідження в атмосферних умовах і умовах, що моделюють пластові, для 300 зразків; проведено понад 1700 вимірів відбивної здатності вітриніту; вивчені геохімічні властивості понад 200 зразків та визначений вміст органічної речовини для 150 зразків; визначений ізотопний склад газів для понад 50 зразків. Отримані результати систематизовані у вигляді графіків і таблиць і представляють значний науковий і довідковий інтерес.

*Методичні засади кількісної оцінки ресурсів нетрадиційних вуглеводнів* для певного типу нетрадиційних ВВ мають свої особливості.

Кількісна оцінка ресурсів ВВ є ключовим аспектом при розгортанні і розвитку робіт з освоєння, як традиційних покладів так і нетрадиційних скупчень нафти та газу. Однак на відміну від традиційних покладів, загальноприйнятої методики підрахунку ресурсів та запасів неконвенційних ВВ на даний час не існує.

В зв'язки з тим, що більшість територій осадових басейнів України (за виключенням морських акваторій), характеризується високим ступенем вивченості, а також враховуючи що на сьогодні видобуток із нетрадиційних джерел практично відсутній, авторами в даній роботі при оцінці ресурсної бази нетрадиційних ВВ застосовувалися методи та методики, які були розроблені на основі підходів до оцінки ресурсів неконвенційних ВВ в басейнах з доведеною промисловою нафтогазоносністю традиційних ВВ і які характеризуються середнім та високим ступенем геолого-геофізичної вивченості території. Підрахунок вільного газу в сланцевих і ущільнених утвореннях виконувався об'ємним методом. Кількість сорбованого газу в породі визначалася за деталізованою формулою Ленгмюра, яка відображає залежність газовмісту породи від вмісту  $C_{орг}$  та тиску.

Визначення ресурсного потенціалу метану вугільних родовищ ґрунтувалась на підрахунку його видобувних запасів. Оцінка прогнозних ресурсів вільних газів виконується в межах глибин оцінки ресурсів і запасів вугілля. Вона складається з об'єму газу, що міститься у робочих та неробочих вугільних пластах, а також вмісних породах (аргілітах, пісковиках, карбонатах).

Оцінка прогнозних ресурсів газу газогідратів в умовах Чорного моря може здійснюватись 2 способами: 1) шляхом множення показника питомої щільності запасів газу в скупченнях газогідратів на площу потенційно газогідратоносною акваторії. 2) шляхом множення потенційно газогідратоносного об'єму порід на коефіцієнт вмісту газогідрату в породі та на вміст газу в газогідраті.

Оцінка ресурсів сланцевих утворень імпактних структур проводилась, аналогічно до оцінок сланцевих утворень нафтогазоносних регіонів України. Оцінка ресурсів тріщинуватих зон та ділянок у відкладах коптогенних комплексів та порід кристалічного фундаменту виконувалася за методом геологічних аналогій.

#### 4 НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

**Сланцевий газ.** В Східному регіоні виділено 11 стратиграфічних рівнів, що вміщують породи, перспективні на сланцевий газ, і які об'єднуються в чотири мегакомплекси: *верхньодевонський* (нижня частина фаменського ярусу (задонський та нижня частина елецького горизонтів) та верхня частина фаменського ярусу (озерсько-хованські відклади); *нижньокам'яновугільний* (верхня частина турнейського ярусу, нижня частина нижньовізейського під'ярусу, базальні верстви XIIa МФГ (рудівські шари), середня та верхня частини XIIa МФГ (нижня частина верхньовізейського під'ярусу), верхня частина верхньовізейського під'ярусу (XI-XII МФГ), нижня частина серпуховського ярусу); *середньокам'яновугільний* (середня та верхня частини башкирського під'ярусу та середня частина московського ярусу); *верхньокам'яновугільний* (відклади гжельського та касимівського ярусів). Площа перспективної території для пошуку сланцевого газу в відкладах верхньодевонського комплексу становить 5235 км<sup>2</sup>, в відкладах нижньокам'яновугільного комплексу - 20780 км<sup>2</sup>, в відкладах середньокам'яновугільного комплексу - 12326 км<sup>2</sup>, в відкладах верхньокам'яновугільного комплексу - 9101 км<sup>2</sup>.

**Сланцева нафта.** В Східному регіоні виділено 7 основних стратиграфічних рівнів розповсюдження порід, перспективних на сланцеву нафту: задонський та елецький горизонти нижньофаменського під'ярусу верхнього девону; озерсько-хованські відклади верхньофаменського під'ярусу верхнього девону; нижньовізейський під'ярус, верхньовізейський під'ярус, нижньосерпуховський під'ярус нижнього карбону; нижньобашкирський під'ярус середнього карбону. Найбільш перспективною для пошуку сланцевої нафти є північно-західна частина ДДЗ. В стратиграфічному відношенні це перш за все сланцеві та глинисто-піщані відклади нижньосерпуховсько-верхньовізейського і верхньодевонського комплексів.

**Ущільнені алевро-піщані породи.** За визначеними критеріями виділено 8 основних стратиграфічних рівнів розповсюдження ущільнених порід, перспективних у газоносному відношенні, які об'єднуються в 4 мегакомплекси: *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; середня і нижня частини московського ярусу; *верхньокам'яновугільний комплекс*: нижня частина касимівського ярусу. Площа перспективної території для пошуку газу в алевро-піщаних породах девонського комплексу становить 1150 км<sup>2</sup>, середньокам'яновугільного - 8 680 км<sup>2</sup>,

верхньокам'яновугільного - 2 500 км<sup>2</sup>. 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.

В Східному регіоні виділено 5 стратиграфічних рівнів розвитку **ущільнених карбонатних порід** перспективних в нафтогазовому відношенні: верхня частина нижньофранського під'ярусу (саргаєвський і семилуцький горизонти) та нижня частина нижньофаменського під'ярусу (задонський горизонт) верхньодевонського комплексу; турнейський ярус та нижньовізейський під'ярус нижньокам'яновугільного комплексу; нижньобашкирський під'ярус середньокам'яновугільного комплексу. Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень верхньодевонського комплексу перспективних для пошуку нетрадиційних ВВ - 1480 км<sup>2</sup>; турнейського ярусу - 3640 км<sup>2</sup>; нижньовізейського під'ярусу 11595 км<sup>2</sup>; нижньобашкирського під'ярусу - 10805 км<sup>2</sup>.

**Метан вугільних родовищ.** Доведено, що вугільні родовища Донбасу є комплексними газувугільними і являють інтерес для видобутку супутнього газу метану із вугільних пластів, малопроникнених пісковиків і сланців міжвугільної товщі. За різними оцінками прогнозні ресурси газу-метану вугільних родовищ Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м можуть сягати 22 трлн м<sup>3</sup>, промислові – 11,9 трлн м<sup>3</sup> (з них 3,3 трлн м<sup>3</sup> придатні для вилучення), а видобувні – 1 трлн м<sup>3</sup>.

За результатами проведених досліджень виділено 9 перспективних площ (Петриківсько-Новомосковська, Павлоградсько-Петропавлівська, Нікольсько-Райська, Красногорівсько-Авдіївська, Слов'янківсько-Вугледарська, Гірська Глибока, Алмазна, Лугансько-Краснодонська, Краснодонська Глибока), сумарні геологічні запаси метану яких перевищують 1,5 трлн м<sup>3</sup>, а видобувні запаси газу-метану до глибини 1500-1800 м сягають 286 млрд м<sup>3</sup>.

В межах цих площ виділено 5 полігонів для постановки першочергових дослідно-промислових робіт: Самарсько-Гапіївський (Нікольсько-Райська перспективна площа), поля шахт «Білицька»-«Краснолиманська» Красноармійського ГПР (Нікольсько-Райська перспективна площа, крайня східна частина), поля шахт «Жовтнева»-«Лідіївська» (Красногорівсько-Авдіївська перспективна площа, східна частина) Донецько-Макиївського ГПР, Чапаївсько-Новоаннівський (Лугансько-Краснодонська перспективна площа) та Санжарівсько-Боржиківський (Алмазна перспективна площа) полігони.

## **5 НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ**

В силурійських відкладах Волино-Подільської нафтогазоносної області виділено перспективні ділянки та оцінені прогнозні ресурси сланцевого газу:

Рава-Руська – 490 млрд м<sup>3</sup>;

Белзька – 200 млрд м<sup>3</sup>;

Східно-Ліщинська – 320 млрд м<sup>3</sup>;

Давидівська – 570 млрд м<sup>3</sup>;

В зоні Кросно і Скибовій зоні Складчастих Карпат виділено перспективні структури на пошуки газу щільних колекторів:

структура Тихого – 5 млрд м<sup>3</sup>;

структура Боберка – 1 млрд м<sup>3</sup>;  
 структура Максимець-Бистриця – 4 млрд м<sup>3</sup>;  
 структура Лазещина – 10 млрд м<sup>3</sup>;  
 структура Брустуранка – 2 млрд м<sup>3</sup>;  
 структура Яновець – 2 млрд м<sup>3</sup>.

## 6. НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ВУГЛЕВОДНІВ ПІВДЕННОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

*Газ і нафта сланцевих утворень.* На основі аналізу осадових утворень Переддобрудзького прогину, Північно-західного шельфу Чорного моря та Кримського півострова встановлено, що перспективні на сланцеві ВВ відклади локалізуються у відкладах нижнього відділу девонської системи, нижнього відділу кам'яновугільної системи, таврійської серії (тріас-юрські відклади), середньому відділі юрської системи, нижнього відділу крейдяної системи та майкопської серії (олігоцен-міоценові відклади).

Загальна площа розповсюдження нижньодевонських сланцевих утворень, перспективних для пошуку неконвенційного газу - 880 км<sup>2</sup>, нижньокам'яновугільних - 575 км<sup>2</sup>, середньоюрських - 3343 км<sup>2</sup>, аптського ярусу нижньої крейди - 5233 км<sup>2</sup>, альбського ярусу нижньої крейди - 17427 км<sup>2</sup>.

Відклади таврійської серії (тріас-юра) і відклади майкопської серії (олігоцен-міоцен) на даному етапі оцінювались на якісному рівні.

*Газ та нафта уцілених карбонатних порід.* Аналіз осадових утворень Переддобрудзького прогину свідчить, що перспективні на нетрадиційні ВВ уцілені карбонатні породи локалізуються в відкладах силурійської системи, живетського ярусу середнього відділу та франського і фаменського ярусів верхнього відділу девонської системи. Загальна площа розповсюдження карбонатних силурійських утворень перспективних для пошуку неконвенційних ВВ - 3640 км<sup>2</sup> (в т.ч. для пошуку неконвенційної нафти – 1575 км<sup>2</sup>, газу – 2065 км<sup>2</sup>). Загальна площа розповсюдження живетських карбонатних утворень перспективних для пошуку неконвенційного газу – 1455 км<sup>2</sup>. Площа розповсюдження карбонатних утворень франського ярусу перспективних для пошуку неконвенційного газу – 1949 км<sup>2</sup>. Площа розповсюдження карбонатних утворень фаменського ярусу для пошуку неконвенційного газу і неконвенційної нафти – 1917 км<sup>2</sup>.

*Газогідрати.* Пов'язані з ними запаси газу в українській економзоні Чорного моря оцінені в 7–10 трлн м<sup>3</sup>. Перспективним є проведення сейсмозвдувальних 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 сеймопрофілів BS-05-26 і BS-05-36, та BS-05-22 і BS-05-34.

## 7. ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР І НАКЛАДЕНИХ ЗАПАДИН УКРАЇНСЬКОГО ЩИТА

В межах УЩ та його схилів відомо 7 імпактних структур: Іллінецька, Західна, Ротмистрівська, Болтиська, Оболонська, Зеленогайська, Тернівська, з яких



лише Болтиська та Оболонська розглядаються як потенційно нафтогазоносні. Прогнозні ресурси газу в межах Оболонської структури складають – 800 млрд м<sup>3</sup>, Болтиської – 200 млрд м<sup>3</sup>

## 8. ПРАКТИЧНА ЗНАЧУЩІСТЬ РОБОТИ

Враховуючи виконану оцінку економічної ефективності освоєння ресурсів нетрадиційних ВВ на прикладі еталонних ділянок Східного нафтогазоносного регіону (для сланцевого газу та газу ущільнених порід) і Складчастого Донбасу (для метану вугільних пластів) та зважаючи на виконану загальну оцінку ресурсного потенціалу нетрадиційних ВВ нафтогазоносних регіонів України (36-52 млрд т у.п.) можна оцінити очікуваний економічний ефект від освоєння ресурсів нетрадиційних ВВ, виділених за результатами даних досліджень у 2700-3900 млрд.грн.

**Впровадження результатів роботи** відбулося шляхом включення прогнозних ресурсів ВВ нетрадиційного типу у кількості 17 трлн. м<sup>3</sup> газу до мінерально-сировинної бази України при складанні нової редакції Загальнодержавної програми освоєння мінерально-сировинної бази України а також при обґрунтуванні доцільності отримання Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» спецдозволів і підготовці рекомендацій та пакетів інформації по перспективних ділянках.

**Економічний ефект від впровадження** перш за все виражений у обсязі прирощених ресурсів ВВ нетрадиційного типу в розмірі 32-56 млрд т у.п. В перерахунку на грошовий еквівалент очікуваний економічний ефект від освоєння зазначених ресурсів становить 2700-3000 млрд грн.

## ВИСНОВКИ

Творчий колектив співробітників НАК “Нафтогаз України”, Київського національного університету імені Тараса Шевченка, ДП «Науканафтогаз» інших організацій з 2010 по 2017 рр. провів всебічне вивчення проблеми нетрадиційних ресурсів ВВ України. Проведено узагальнення наявних даних і зібраний великий новий фактичний матеріал по всіх нафтогазоносних регіонах України стосовно джерел ВВ нетрадиційного типу (сланцевий газ, сланцева нафта, газ ущільнених порід, метан вугільних родовищ, газогідрати, нафтогазоносність імпактних структур і накладених западин Українського щита тощо). На основі цієї інформації встановлені перспективи Східного, Західного і Південного нафтогазоносних регіонів України щодо нетрадиційних джерел ВВ. Узагальненням результатів за цією тематикою стало видання восьми томної монографії «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України», яка стала основою даної роботи.

Авторами вперше: розроблено комплекс факторів локалізації та критеріїв прогнозу покладів ВВ, пов'язаних із сланцевими товщами та щільними породами; розроблені рекомендації з методики досліджень нетрадиційних вуглеводнів; надані попередні рекомендації щодо методики підрахунку ресурсів нетрадиційного газу; визначено перспективні стратиграфічні комплекси нетрадиційних ресурсів ВВ НГР України; проведено кількісну оцінку ресурсів газу в сланцевих відкладах; проведено кількісну оцінку ресурсів газу в ущільнених алевро-піщаних та

сланцевого газу і газу ущільнених піщано-алевритових порід на 12 об'єктах в межах Східного НГР, де рекомендується проведення сейсмічних 3D, геофізичних, геохімічних, гравіметричних і бурових робіт.

Оцінені загальні прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах України:

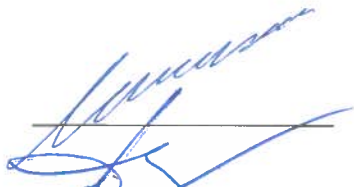
<b>Сланцевий газ:</b> Східний НГР – 10–14 трлн м <sup>3</sup> Західний НГР – 1–4 трлн м <sup>3</sup> Південний НГР – 2–7 трлн м <sup>3</sup> <b>Всього – 13–25 трлн м<sup>3</sup></b>	<b>Метан вугільних родовищ:</b> Донецький вугільний басейн – 3,5 трлн м <sup>3</sup> Волинський вугільний басейн – 0,5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

На основі аналізу світового досвіду розроблено пропозиції щодо реалізації основних організаційних заходів з метою прискорення робіт з освоєння ресурсів сланцевого газу в Україні. Найголовнішим є етапність ГРР, специфіка надрокористування й залучення інвестицій, нормативно-правове забезпечення та інформаційний супровід.

За напрямком роботи опубліковано: 96, в т.ч. 11 монографій, 2 підручника (посібника), 61 стаття. (10 – у зарубіжних виданнях, 13 – у базі Scopus, 7 – Web of Science) та 22 матеріалів і тез доповідей. Загальна кількість посилань на публікації авторів складає 11 (згідно з базою Web of Science, h-індекс=2), та 13 (згідно з базою Scopus, h-індекс=2). За даною тематикою захищено 1 докторську та 15 кандидатських дисертацій.

Автори:

Михайлов В.А.



Коваль А.М.



Вижва С.А.



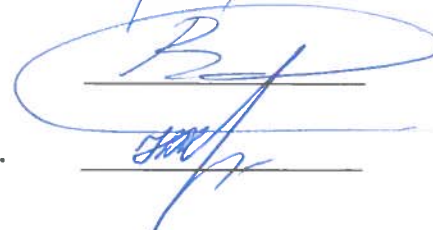
Касянчук С.В.



Крупський Ю.З.



Вакарчук С.Г.



Куровець І.М.



Харченко М.В.

