

Відгук
офіційного опонента на дисертаційну роботу
Карпенка Івана Олексійовича «Нафтогазова система південної прибортової зони
Дніпровсько-Донецької западини», представлену на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук за спеціальністю
04.00.17 – геологія нафти і газу

Актуальність теми пов'язана з важливою загальнонаціональною задачею – забезпечити енергетичну незалежність нашої країни на протязі найближчих років. Збільшенню видобутку енергетичної сировини – нафти і газу тут відводиться ключове місце. Саме нафтогазовій геології відведена вирішальна роль ефективної роботи енерговитратних підприємств і галузей країни. В цьому й полягає спрямованість та головна мета дисертаційного дослідження.

За останні десятиліття спостерігалось значне зменшення обсягів пошуково-розвідувального буріння та скорочення геологорозвідувальної галузі України, що призвело до суттєвого скорочення приросту запасів нафти, конденсату та газу. Обсяги видобутку вуглеводнів стали перевищувати приріст запасів. Однак існує значний резерв нерозвіданих ресурсів вуглеводнів у надрах держави, в першу чергу – у Східному нафтогазопромисловому регіоні.

Актуальність дисертаційної роботи Івана Карпенка полягає в створенні (або вдосконаленні) науково-методичного підґрунтя подальших геологорозвідувальних робіт в південній прибортовій частині Дніпровсько-Донецької западини, що відповідає державним програмам збільшення видобутку вуглеводнів та їх ресурсної бази, зокрема, програмі «20/20» ПАТ «Укргазвидобування», яка передбачає щорічне збільшення видобутку природного газу з доведенням його до 20 млрд м³ у 2020 році.

Дисертаційна робота виконана автором під час навчання в аспірантурі на кафедрі геології родовищ корисних копалин ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Тема дисертації співпадає з напрямками низки НДР, в яких автор брав безпосередню участь, зокрема: наукового гранту UA /022014/ ІНЕ 01 від Британської Ради в Україні (British Council Ukraine) "Встановлення та зміцнення партнерських стосунків та співпраці між Київським національним університетом імені Тараса Шевченка та Університетом м. Аберистуїт (Уельс, Великобританія) у галузі вдосконалення моделювання технології гідророзриву в гірських породах" (2014 р.); держбюджетної теми № 16БП049-02 "Наукові засади передумов нафтогазоносності сланцевих товщ і складнопобудованих порід-колекторів України" (КНУ імені Тараса Шевченка, 2016-2017 рр., № державної реєстрації 0116U004829).

Головною **метою** дослідження є наукове обґрунтування вуглеводневого потенціалу та доцільності його освоєння на основі комплексного аналізу нафтогазової системи південної прибортової зони ДДЗ. Відповідні задачі, сформовані автором на початку роботи, направлені на реалізацію цієї мети.

Мета і задачі мають наукове та практичне спрямування. *Предметом дослідження* є еволюція нафтогазової системи південної прибортової зони ДДЗ впродовж останніх 400 млн років (від початку девону до кайнозою).

Наукова новизна.

Основні результати виконаних дисертантом досліджень, які мають наукову новизну та винесені здобувачем на захист:

1. Вперше створені 2D і 3D-моделі геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДЗ з синергетичною еволюцією нафтогазової системи.

2. Вперше для південної прибортової зони ДДЗ за допомогою 1D/2D/3D моделювання описані типи та шляхи міграції ВВ, процеси нафтогазогенерації, механізми утворення покладів ВВ, встановлено їх зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами.

3. Вперше системно досліджено та описано горизонти з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини, ідентифіковано та охарактеризовано типи керогену, потенціал нафто- та газогенерації, виділені ключові нафтогазоматеринські товщі палеозойських відкладів південної прибортової зони ДДЗ.

4. Удосконалено метод ідентифікації керогеновмісних товщ у розрізах свердловин за даними ГДС на основі розробленої петрофізичної багатокомпонентної моделі гірської породи з підвищеним вмістом органічної речовини.

Достовірність наукових положень.

Робота виконана автором під час навчання в аспірантурі Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Обсяги досліджень, використані геолого-геофізичні дані, зміст дисертації, висновки та результати апробації роботи свідчать про *самостійну працю здобувача*.

Для реалізації поставленої мети щодо створення нафтогазової системи території досліджень автором зібрана та опрацьована значна за обсягом і різноманітна інформація: виконано переінтерпретацію близько 400 каротажних кривих 45 свердловин з врахуванням зібраних даних петрофізичних, геохімічних та мікроскопічних досліджень кернового матеріалу; досліджено 180 шліфів та аншліфів з перспективних інтервалів і виконано ідентифікацію мацералів ліптиніту, вітриніту, інертиніту; проведено літофаціальний аналіз керогеновмісних порід на основі численних описів кернового матеріалу.

Виконано 1D-моделювання історії заглиблення керогеновмісних порід і послідовності генерації вуглеводнів для 47 свердловин на основі отриманої вихідної геолого-геофізичної інформації з використанням програмного комплексу PetroMod 2012 Компанії Шлюмберже. Для оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей піщаних і карбонатних колекторів з глибиною використані дані петрофізичних досліджень 2614 зразків керна.

Результати 1D-, 2D- та 3D-моделювання та отримані висновки були проаналізовані та підтверджені шляхом зіставлення з даними хімічного складу вуглеводнів у відомих покладах, лабораторними дослідженнями термальної зрілості та характеристиками керогену, результатами випробування продуктивних пластів, а також геологічною інформацією з фондових і літературних джерел.

Таким чином, всі наукові положення, що виносяться на захист, і практичні висновки базуються на великому обсязі фактичного матеріалу, тому вважаю їх цілком достовірними.

Ступінь обґрунтування наукових висновків, положень, рекомендацій.

І. Карпенко проаналізував значну кількість наукових публікацій, у тому числі закордонних авторів, відзначаючи головні ідеї, результати досліджень попередників та свої особисті; власне ця інформація була використана для зіставлення та підтвердження особистих висновків за результатами досліджень.

Ідентифікація типів керогену, притаманних певним стратиграфічним горизонтам, а також розроблені дисертантом критерії ідентифікації нафтогазоматеринських товщ у розрізі палеозою південної прибортової зони ДДЗ були остаточно сформовані після зіставлення з результатами аналізу нафтогазогенуючих формацій в седиментаційних басейнах світу: Кіммерідж Клей (Північне море), Екзшо (Канада), Ханіфа (Саудівська Аравія), Каждумі (Іран), Утіка, Барнетт, Боссіе, Пойнт Плезант, Фаяттевілл, Марселлус, Вудфорд, Ігл Форд, Хейнесвілл (Північна Америка), умовами їх формування, літолого-фаціальними, геохімічними характеристиками, глибинами залягання та відповідними термобаричними особливостями.

Висновки щодо нафтоносності девонських, турнейських, візейських та серпуховських продуктивних горизонтів території досліджень, ступені перспективності окремих поверхів нафтогазонакопичення на основі комплексного моделювання нафтогазової системи, її геодинамічного розвитку, ретельно обґрунтовані автором шляхом використання фактичних даних про промислові припливи вуглеводнів, фізико-хімічні властивості природних газів і нафт, літологічних і ємнісно-фільтраційних характеристик

гірських порід – потенційних колекторів і флюїдоупорів.

Створені за допомогою 3D-модельовання карти нафтогазонакопичення верхньосерпуховського, верхньовізейського та турнейського комплексів південної прибортової зони ДДЗ підтверджуються численними покладами нафти і газу. Визначена достовірність прогнозування нафтогазонасиченості за допомогою 3D-модельовання генерації, міграції та акумуляції ВВ складає 70 %, а достовірність прогнозу фазового стану вуглеводів у коректно прогнозованих покладах – 88 %.

Таким чином, ступінь обґрунтування наукових висновків, положень, рекомендацій, викладених у дисертації, вважаю достатньо високою.

Оцінка змісту та завершеності дисертації.

Дисертація складається з 5 розділів, висновків та практичних рекомендацій. Текст ілюстрований 66 рисунками та 12 таблицями. Список використаних джерел складається з 170 найменувань, причому з них 88 – англomовних.

У першому розділі дисертації автором наводиться аналіз попередніх досліджень авторів і наукових колективів з вивчення обраної проблематики.

У другому розділі роботи проаналізовані уявлення щодо глобальних евстатичних коливань рівню моря з утворенням аноксидних умов і доманікоїдних товщ седиментаційних басейнів світу, зокрема й для осадових комплексів ДДЗ. Розглянуто умови надходження органічної речовини континентального та морського генезису в донні відклади седиментаційних басейнів та її збереження, вплив ряду чинників, що регулюють концентрації збереженої ОР в осадових гірських породах. Встановлено залежність – «чим давніші материнські породи – тим нижче палеотемпература верхньої межі генерації ВВ. Ця залежність пояснюється тим, що чим довше період впливу температури, тим більший об'єм утворених ВВ. Враховуючи вік материнських порід ДДЗ необхідно знизити палеотемпературу верхньої межі генерації рідких ВВ». Здобувач також робить висновок, що версія, яка зустрічається в роботах різних авторів щодо практично повного заміщення генерації метану генерацією сірководню після якоїсь певної глибини, є помилковою. Фактичним матеріалом з різних джерел І. Карпенко доводить, що під час ката- і метагенезу разом з метаном постійно утворюється певна кількість сірководню і цей процес регулюється виключно хімічним складом материнських порід.

У розділі 3 на основі вивчення літолого-петрографічних і геохімічних особливостей різних відомих нафтогазоматеринських товщ і формацій автором розроблено оптимальний підхід щодо їх комплексного вивчення та діагностики із застосуванням наявного в Україні арсеналу методів промислової геофізики, що входять до складу типового комплексу геофізичних досліджень свердловин. Вказано на недоліки існуючих методик інтерпретації даних ГДС для задач ідентифікації керогеновмісних товщ ДДЗ, що зумовило необхідність розробки нової методики. На основі значного обсягу петрофізичного матеріалу автором проаналізовано та побудовано стохастичні моделі між природною радіоактивністю, вмістом урану, об'ємною густиною, питомим електричним опором, швидкістю проходження акустичних хвиль, нафтогазонасиченням, коефіцієнтом пористості та вмістом органічної речовини в керогеновмісних породах; зокрема для серпуховських, московських та нижньовізейських відкладів ДДЗ. Отримані комплексні петрофізичні моделі покладені в основу нового методу визначення одночасно коефіцієнтів глинистості, пористості та вмісту органічної речовини в різних літотипах. В запропонованому методі інтерпретації даних ГДС використовуються дані лише неелектричних методів на відміну від закордонних аналогів, що дає змогу уникнути хибного впливу загального газонасичення порід. Слід зазначити, що в практиці промислово-геофізичних робіт в Україні не було методик визначення вмісту органічної речовини. Таким чином, *удосконалено метод ідентифікації керогеновмісних товщ в розрізах свердловин за даними ГДС на основі розробленої петрофізичної багатокомпонентної моделі гірської породи з підвищеним вмістом органічної речовини.*

У четвертому розділі дисертації наводяться результати мікроскопічних досліджень

шліфів та аншліфів, вмісту органічної речовини в породах розрізів свердловин, характеристик пластових флюїдів (нафти і газу), результатів випробувань свердловин, на основі яких І. Карпенко створив схему стратиграфічного розподілу відомих промислових покладів вуглеводнів та всіх керогеновмісних горизонтів (нафтогазогенеруючих товщ) південної прибортової зони ДДЗ і встановив головні типи керогену в кожному трансгресивному горизонті. За результатами зіставлення карт розподілу органічної речовини з картами товщин трансгресивних товщ зроблено висновок про збільшення вмісту органічної речовини та накопичення більшої кількості відкладів в ділянках більш інтенсивного прогинання. Слід відзначити, що всі свої висновки дисертант зіставляє з даними інших авторів. Значна частина літературних посилань є англомовною; причому в основному це роботи останніх 10-15 років.

Описано особливості формування кожного нафтогазогенеруючого комплексу, горизонтів, перспективних щодо генерації вуглеводнів, в першу чергу, підсольової, міжсольової та надсольової товщ девону. Наслідком досліджень є пункт 3 наукової новизни, а саме – *«Вперше системно досліджено та описано горизонти з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини (POR), ідентифіковано та охарактеризовано типи керогену, потенціал нафто- та газогенерації, виділені ключові нафтогазоматеринські товщі палеозойських відкладів південної прибортової зони ДДЗ»*.

У найбільшому за об'ємом 5-му розділі здобувачем обгрунтовується модель нафтогазової системи південної прибортової зони ДДЗ.

Наведені дані про нафтогазоносність і стратиграфічний розподіл покладів вуглеводнів в межах південної прибортової частини ДДЗ, виконано їх систематизацію. За допомогою 1D-моделювання історії формування басейну по окремих свердловинах розраховано тренд та величини потужності теплового потоку Землі впродовж геологічного розвитку ДДЗ.

2D-моделювання формування палеобасейну за окремими регіональними профілями дало змогу відтворити геохронологію генерації та акумуляції вуглеводнів, шляхи їх первинної та вторинної міграції, особливо під час активізації соляного тектоногенезу. Дисертант професійно володіє сучасними програмними продуктами Petrel і PetroMod, що дозволило йому отримати доволі складні та деталізовані моделі розвитку ДДЗ. На основі побудованих моделей здобувачем оцінено колекторські властивості теригенних і карбонатних порід з врахуванням ущільнення в процесі занурення осадових відкладів до глибин 7500-8000 м. Також змодельовано тренди зміни капілярного тиску глинистих порід-флюїдотривів, щільних вапняків і мергелів від їх пористості та глибини занурення.

Всі наведені моделі задіяні для завершального 3D-моделювання нафтогазової системи в межах південної прибортової зони ДДЗ з просторовим розміщенням прогнозних покладів вуглеводнів. Візуалізація такої моделі наведена для основних стратиграфічних комплексів палеозою. За результатами авторських досліджень створено просторову модель нафтогазонакопичення верхньовізейського та серпуховського комплексів, яка враховує:

- карти розподілу ємнісних параметрів порід-колекторів;
- карти зміни капілярного тиску у флюїдоупорах від глибини залягання для глинисто-піщанистих серпуховських флюїдоупорів;
- структурні карти верхньосерпуховського комплексу, 1D седиментаційних моделей по 43 опорних свердловинах та додаткових стратиграфічних розбивках для 120 свердловин;
- карти нафтогазогенеруючих товщ нижнього карбону (нижньосерпуховські нафтосхильні та верхньовізейські газосхильні до генерації ВВ керогеновмісні породи та вугільні пласти);
- 43 моделі (1D) термальної зрілості нафтогазогенеруючих товщ та визначених палеотемпературних градієнтів.

Аналогічні моделі нафтогазонакопичення побудовані для девонського, турнейського, нижньовізейського комплексів.

Таким чином в дисертації достатньо обґрунтовано та доведено такі пункти наукової новизни: пункт 1 – *«Вперше створені 2D і 3D моделі геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДЗ з синергетичною еволюцією нафтогазової системи»* та пункт 2 – *«Вперше для південної прибортової зони ДДЗ за допомогою 1D/2D/3D моделювання описані типи та шляхи міграції ВВ, процеси нафтогазогенерації, механізми нафтогазонакопичення покладів ВВ, встановлено їх зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами»*.

З матеріалів роботи можна зробити висновок, що форма викладення матеріалів дисертації послідовна та логічна, наукові результати, отримані автором, базуються на ґрунтовних та всебічних дослідженнях, аналізі різних підходів до її вирішення, використанні великого масиву фактичного матеріалу та літературних джерел. Результати досліджень мають достатній ступінь обґрунтованості та достовірності, яка зумовлена великим обсягом аналітичних даних, а також сучасними методами наукових досліджень. Таким чином, можна стверджувати, що мета дисертаційної роботи в ході виконання досліджень досягнута, поставлені завдання виконані, а дисертаційна робота є самостійною завершеною науковою працею.

Повнота викладення наукових положень у друкованих працях.

За матеріалами дисертації опубліковано 22 наукові праці, у тому числі 11 статей у фахових журналах, 2 – у виданнях, що входять до наукометричних баз, та 11 тез доповідей в матеріалах наукових і науково-технічних конференцій. В опублікованих працях достатньою мірою висвітлені всі основні пункти наукової новизни, а також висновки та рекомендації.

Авторство виконаних досліджень та отриманих наукових результатів підтверджено науковими публікаціями; частина опублікованих статей і тез (8 робіт) написані одноосібно.

Значення отриманих результатів для науки і практики.

Наукова цінність дисертації полягає у тому, що вперше з позиції органічної осадово-міграційної теорії генерації вуглеводнів для південної прибортової зони ДДЗ за допомогою 1D/2D/3D моделювання досліджено функціонування елементів нафтогазової системи – процеси нафтогазогенерації, типи та шляхи міграції вуглеводнів, механізми нафтогазонакопичення покладів нафти і газу; встановлено їх зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами.

Практичним результатом досліджень є комплексна динамічна модель розвитку нафтогазової системи в межах південної прибортової зони ДДЗ та критерії оцінки керогеновмісних товщ, що сприяє зменшенню ризику інвестування в геологорозвідувальні роботи, підвищенню коефіцієнта успішності пошуково-розвідувального буріння з приростом видобувних запасів та ресурсів внаслідок нової оцінки площ та об'єктів.

За результатами 3D-моделювання доведена потенційна нафтогазонасність серпуховських та верхньовізейських відкладів 16 структур південної прибортової зони ДДЗ, 8 глибоких та надглибоких об'єктів в межах приосьової зони ДДЗ, що є основою для планування подальших геологорозвідувальних робіт.

Виділені перспективні ділянки з передумовами збереження традиційних покладів вуглеводнів у девонських відкладах: Левенцівсько-Личківська, Зачепилівсько-Сагайдацька та зона поміж Яблунівським та Колайдинцівським родовищами. Сформовано перелік рекомендованих робіт для уточнення структурних особливостей, ідентифікації перспективних об'єктів та оцінки геолого-економічних ризиків з метою введення структур у пошукове буріння.

Дискусійні положення та зауваження.

1. Стосовно огляду робіт інших фахівців з піднятої проблематики (розділ 1), то авторові було би доцільно відзначити роботи по даному регіону відомих науковців, які трактують формування покладів вуглеводнів у процесі формування осадового басейну, виходячи з інших уявлень, ніж органічна теорія (наприклад, Лукин А.Е. Дегазація Землі, нафтидогенез и нефтегазонасность. Стаття 2. – Зб. наук. праць УкрДГРІ. - № 4/2016. – С. 79 – 94).

2. У розділі 5 не розкриті принципи розрахунку щільності теплового потоку, які закладені в алгоритм програмного комплексу PetroMod. На думку опонента принципів положення алгоритму слід було навести в дисертації.
3. На початку 5 розділу або в розділі 2 дисертанту слід було би вказати особливості, функціональні можливості програмного комплексу PetroMod та принципи створення алгоритмів, що дають змогу моделювати історію генерації, міграції та накопичення вуглеводнів у басейні. Авторіві слід було більш обґрунтовано довести перевагу обраного підходу щодо моделювання за допомогою PetroMod з позицій органічної осадово-міграційної теорії формування родовищ нафти і газу.
4. Зауваження до пункту 4 наукової новизни. Автором удосконалено не метод ідентифікації керогеновмісних товщ в розрізах свердловин за даними ГДС, а метод оцінки ємнісних характеристик і вмісту органічної речовини в осадових гірських породах, у тому числі керогеновмісних товщ за даними ГДС. Це впливає з розроблених дисертантом петрофізичних основ цього методу.
5. Здобувач відзначає значну диференціацію фізичних і хімічних властивостей нафт і газів різних комплексів, варто було б простежити, як вони корелюються з типами керогену і як автор бачить їхні шляхи міграції до пасток.
6. На стор. 4 автореферату однією з вирішуваних задач є «...визначення тренду зміни потужності теплового потоку, термічної зрілості, ущільнення...», але саме поняття тренду – це і є загальна спрямованість зміни якого-небудь показника, так що слово зміни тут недоречне.
7. На стор. 8 автореферату написано, що продуктивний горизонт В-23 залягає в підшві верхньовізейського під'ярусу, а дещо нижче – нижньовізейського під'ярусу.
8. На тій же сторінці вказано: «Запропонована сіквенс-стратиграфічна схема XIV МФГ в межах центральної частини південного заходу ДДЗ та уточнені стратиграфічні межі продуктивних горизонтів В-25, В-26в, В-26н...», але ж за загальноприйнятою схемою стратифікації ДДЗ продуктивний горизонт В-25 залягає в нижній частині нижньовізейської карбонатної плити, яка належить до XIII МФГ.
9. Які критерії визначення напрямку руху низькомолекулярних та високомолекулярних міграційних потоків?
10. В таблиці рисунка 1 автореферату індекси продуктивних горизонтів подані чомусь в англомовній літерації. Глянувши на таблицю, пересічний геолог щиро здивується, побачивши верхньовізейські продуктивні горизонти в башкирському ярусі.
11. Індекси продуктивних горизонтів ДДЗ прийнято зображати великими буквами українського алфавіту, в роботі для позначення продуктивних горизонтів дисертант інколи використовує великі літери, а інколи – малі.
12. Пошуково-розвідувальних свердловин не буває. Чинними нормативами категорії свердловин визначаються як параметричні, пошукові, розвідувальні, спостережні і т.п.
13. Абревіатури пишуться прописними буквами, наприклад, ЧАЕС (Чорнобильська атомна електрична станція), ЄБРР (Європейський банк реконструкції і розвитку), чому здобувач подає скорочену назву регіону досліджень як ДДЗ, хоч загальноприйнятим є ДДЗ?

Загальний висновок.

Дисертаційна робота Івана Олексійовича Карпенка є завершеною комплексною науковою працею, в якій вирішується важлива наукова і прикладна задача нафтогазової геології: зональний прогноз нафтогазоносності осадового чохла в межах південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини на основі розробленої дисертантом комплексної моделі нафтогазової системи з врахуванням геодинамічного розвитку території дослідження.

Результати досліджень, відображені здобувачем у дисертаційній роботі, отримані ним самостійно. Аналіз і систематизація геологічних матеріалів, мікроскопічні

дослідження гірських порід, петрофізичне моделювання, інтерпретація геолого-геофізичних матеріалів, створення 1D/2D/3D комплексних моделей нафтогазової системи з використанням програмних комплексів Petrel і PetroMod, всі наведені наукові висновки та практичні рекомендації є результатами роботи особисто автора, які отримані в процесі виконання науково-дослідних робіт та підготовки самої дисертації.

Здобувачем опрацьовано 170 наукових публікацій інших авторів. На них є відповідні посилання у тексті дисертації. Запозичень з чужих праць, використаних без посилань, в тексті не виявлено.

Дисертація написана з використанням загальноприйнятої геологічної термінології, державною мовою. Зміст і структура роботи логічні, дисертація достатньо повно ілюстрована графічним і табличним матеріалом.

Зміст, основні положення, наукова новизна та висновки дисертаційної роботи повністю відображені в авторефераті та є ідентичними самій роботі.

В цілому дисертація Карпенка І.О. виконана на високому науковому рівні, висловлені зауваження суттєво не впливають на наукове та практичне значення роботи. В дисертації відображені нові науково обґрунтовані положення та запропоновані практичні рекомендації на основі розробленої комплексної моделі вуглеводневої системи, які можуть суттєво підвищити ефективність та цілеспрямованість геологорозвідувальних робіт при пошуках покладів вуглеводнів в межах південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та за її межами.

Вважаю, що за змістом, обсягами використаних досліджень, застосованими методами і методиками досліджень, отриманими науковими та практичними результатами дисертаційна робота «Нафтогазова система південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини» відповідає спеціальності 04.00.17 – геологія нафти і газу, є завершеним самостійним дослідженням, що має як теоретичне, так і практичне значення для нафтогазової геології, сприятиме відкриттю нових родовищ нафти і газу в Україні, відповідає вимогам п. 11 та п. 13 «Порядку присудження наукових ступенів», затвердженого постановою Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 року № 567, а її автор Карпенко Іван Олексійович, заслуговує на присудження йому наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – геологія нафти і газу.

Офіційний опонент:
провідний науковий співробітник
відділу геології нафти і газу
Інституту геології і геохімії горючих
копалин НАН України,
доктор геологічних наук, с.н.с.

Я.Г. Лазарук

