

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК

КАРПЕНКО ІВАН ОЛЕКСІЙОВИЧ

УДК 553.98:550.8

**НАФТОГАЗОВА СИСТЕМА ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ**

Спеціальність: 04.00.17 – геологія нафти і газу

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Київ – 2017

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Київському національному університеті імені Тараса Шевченка Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник: доктор геологічних наук, професор
Михайлов Володимир Альбертович,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
МОН України, директор Навчально-наукового інституту «Ін-
ститут геології»

Офіційні опоненти: доктор геологічних наук, доцент
Куровець Сергій Сергійович,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу МОН України, завідувач кафедри геології та розвідки нафтових і газових родовищ

доктор геологічних наук,
старший науковий співробітник
Лазарук Ярослав Григорович,
Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,
провідний науковий співробітник

Захист дисертації відбудеться «_22_» __листопада__ 2017 р. о _10_ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 26.162.02 при Інституті геологічних наук НАН України за адресою: 01601, м. Київ, вул. О. Гончара, 55-б, т.

З дисертацією можна ознайомитись на сайті Інституту геологічних наук НАН України <http://www.igs-nas.org.ua> (в розділі сайту «Спецради») чи в бібліотеці інституту за адресою: 01601, м. Київ, вул. О. Гончара, 55-б.

Автореферат розісланий «_6_» __жовтня__ 2017 р.

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради Д 26.162.02
кандидат геологічних наук

Сокур Т.М.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Актуальність теми дисертації обумовлена насамперед необхідністю нарощування ресурсів вуглеводневої сировини України задля забезпечення її економічної та політичної безпеки. Ділянка досліджень входить до складу основного, Східного нафтогазоносного регіону України, який структурно відповідає Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз). Прогнозні ресурси вуглеводнів Східного НГР оцінюються в 2,4 млрд т умовного палива (у.п.) для традиційних і, за різними оцінками, від 8,6 до 28 млрд т. у.п. – для нетрадиційних джерел ВВ, що є підґрунтям доцільності подальшого вивчення регіону та обраної ділянки досліджень.

Попередні роботи з вивчення ДДз концентрували увагу на дослідженні окремих напрямків з широкого спектру геологічних питань і дисциплін, проте жодна з таких робіт не була достатньою мірою присвячена комплексному вивченню взаємозалежних процесів утворення та міграції вуглеводнів, формуванню покладів, їх презервації до наших днів чи руйнації в процесі геологічного розвитку басейну. Дослідження та поєднання всіх процесів утворення нафтогазової системи є важливим науковим кроком та є необхідними з практичної точки зору, адже вони здатні надати нові знання та напрямки робіт, що приведуть до відкриття нових родовищ. В зв'язку з актуальністю та недослідженістю, ці вектори та задачі були обрані для виконання даної дисертаційної роботи.

Нафтогазова система (від англ. Petroleum system, AAPG Wiki) - є уніфікованою концептуальною системою, яка об'єднує всі розрізнені елементи та процеси нафтової геології, в тому числі: найважливіші елементи (материнські породи, породи-колектори, флюїдоупори) та процеси (формування пасток, генерацію-міграцію-аккумуляцію вуглеводнів, презервацію покладів), та всі генетично пов'язані вуглеводні, які утворились зі зрілих материнських порід, у вигляді нафтогазопроявів, виходів на поверхню, насичення порід та промислових покладів.

Дисертаційна робота присвячена просторовому моделюванню геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз і сингенетичної еволюції нафтогазової системи з метою локального прогнозу нафтогазоносності. Під час створення моделі вивчені всі головні елементи нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз, розглянуті хронологія тектонічного розвитку, седиментаційні особливості та сингенетичні процеси генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів. Нафтогазоматеринським формаціям приділена особлива увага, їх детальне вивчення обґрунтоване необхідністю моделювання генерації вуглеводнів і в зв'язку з їх безпосередньою потенційною нафтогазоносністю як колекторів нетрадиційного типу. Запропонована концептуальна 3D модель геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз із сингенетичною еволюцією нафтогазової системи. З позиції моделювання нафтогазових систем седиментаційних басейнів можна ефективно вирішувати цілий ряд різних геологічних завдань, що свідчить про наукову та практичну цінність пропонованої роботи. Результатом моделювання є прогноз промислової нафтогазоносності виявлених об'єктів шляхом відтворення локального нафтогазонакопичення та збереження покладів протягом історії геологічного розвитку регіону. Перевагами використання методу є високоточне прогнозування промислової нафтогазоносності та фазового стану вуглеводнів у покладах не залежно від глибини їх залягання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана автором під час навчання в аспірантурі на кафедрі геології родовищ корисних копалин ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка та роботи в Національній акціонерній компанії "Нафтогаз України". Основою для неї стали результати досліджень за окремими темами, виконаними за участю автора: "Використання водневих ресурсів в контексті розвитку нафтогазової промисловості України (прогнозування імовірних сценаріїв розвитку нафтогазовидобувної промисловості в межах Харківської та Донецької областей до 2040 року" на замовлення Компанії "Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (ІV) Б.В." (ТОВ "Петроплай Рісерч і Консалтинг", 2015 р.); 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 складнобудованих порідколекторів України" (КНУ імені Тараса Шевченка, 2016 р., № державної реєстрації 0116U004829).

Метою дисертаційної роботи є наукове обґрунтування доцільності освоєння вуглеводневого потенціалу південної прибортової зони ДДз на основі дослідження взаємозалежності елементів нафтогазової системи протягом розвитку регіону. З метою досягнення зазначеної мети вирішувалися наступні **задачі**:

- аналіз умов, сприятливих для надходження та збереження органічної речовини (ОР) в осадових гірських породах, визначення подій в геологічній історії регіону, що сприяли утворенню регіональних доманікоїдних формацій та позначились в історії розвитку ДДз;
- аналіз властивостей керогеновмісних порід, удосконалення методу їх ідентифікації за геолого-геофізичними даними, визначення поширення керогеновмісних формацій в палеозойських відкладах південної прибортової частини ДДз;
- аналіз особливостей нафтогазонакопичення в межах південної прибортової частини ДДз, просторового та стратиграфічного розподілу промислових покладів вуглеводнів і нафтогазопроявів;
- визначення тренду зміни потужності теплового потоку Землі в межах ділянки досліджень, трендів термальної зрілості керогеновмісних товщ, трендів ущільнення порідколекторів і флюїдоупорів;
- створення просторової моделі геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз, моделі сингенетичного розвитку нафтогазової системи;
- дослідження джерел генерації вуглеводнів, типів і шляхів міграції ВВ, механізмів акумуляції покладів вуглеводнів в межах території досліджень;
- визначення достовірності прогнозу нафтогазоносності за допомогою моделювання, оцінка промислової нафтогазоносності неопошуканих об'єктів південної прибортової зони ДДз;
- розробка критеріїв промислової нафтогазоносності керогеновмісних формацій в якості порідколекторів нетрадиційного типу.

Об'єкт досліджень – палеозойські відклади південної прибортової зони ДДз.

Предмет досліджень – еволюція нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз.

Методи дослідження. Використовувалися загальнонаукові та спеціальні методи дослідження, зокрема, статистичний аналіз, визначення математичних взаємозалежностей між властивостями та компонентним складом керогеновмісних порід, математичне моделювання; дослідження шліфів та аншліфів керогеновмісних порід та вугілля за допомогою металографічного та поляризаційного (Micros Austria MC-300) оптичних мікроскопів; аналіз і переінтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС); 1D моделювання дозрівання материнських порід; структурні геологічні побудови у програмному забезпеченні Petrel 2014; 2D і 3D моделювання процесів генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів в регіональному масштабі у програмному забезпеченні PetroMod 2012.

Наукова новизна одержаних результатів.

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 нафтогазонакопичення покладів ВВ, встановлено їх зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами.

3. Вперше системно досліджено та описано горизонти з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини (РОР), 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 в розрізах свердловин за даними ГДС на основі розробленої петрофізичної багатокомпонентної моделі гірської породи з підвищеним вмістом органічної речовини.

Практичне значення одержаних результатів. Створена 3D модель нафтогазової системи ділянки досліджень дозволяє підвищити достовірність прогнозування нафтогазоносності до 85-66%, а фазового стану вуглеводнів у прогнозних покладах – до 88 %. На основі цієї моделі надано рекомендації щодо постановки подальших досліджень і пошукового буріння. Запропонований підхід створює додаткові критерії для оцінки геолого-економічних ризиків з метою оцінки та ранжування перспективних об'єктів для наступного планування геологорозвідувальних робіт (ГРР). Надано рекомендації щодо напрямків тематичних та пошуково-розвідувальних робіт в межах південної прибортової зони ДДз. Алгоритм ідентифікації керогеновмісних порід у розрізі свердловин за даними ГДС запропонований для застосування на підприємствах нафтогазової промисловості. Конкретизовано перелік потенційно нафтогазоносних керогеновмісних товщ в розрізі палеозою південної прибортової зони ДДз в контексті нетрадиційних колекторів. Результати роботи можна використовувати у виробничій діяльності нафтогазовидобувних підприємств України з метою отримання спеціальних дозволів на користування надрами, проектування геологорозвідувальних робіт в їх межах та нарощування обсягів видобутку та ресурсної бази вуглеводнів.

Особистий внесок здобувача. Усі основні результати, висновки та наукова новизна, викладені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем самостійно. В опублі-

кованих у співавторстві роботах дисертанту належать результати регіонального та локального геологічного моделювання, математичний та статистичний аналіз, розробка методів інтерпретації геофізичних даних, петрографічні та петрофізичні дослідження та багато іншого. Детальний опис вкладу здобувача наведений в переліку публікацій.

Апробація результатів дисертації. Результати роботи доповідалися на міжнародних наукових і науково-технічних конференціях, симпозіумах, науково-практичних семінарах: Міжнародній науково-практичній конференції "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, Трускавець, 5-8 жовтня 2015 р.); науково-практичній конференції "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів" (Київ, КНУ імені Тараса Шевченка, 3-4 червня 2015 р.); воркшопі "Russia-Ukraine-EU energy partnership towards Energy Security" (London, UK, 11.09.2014); науково-практичному семінарі "Використання водних ресурсів в перспективі розвитку нафтогазової промисловості в Харківській і Донецькій областях" (Київ, Radisson Blu, 27 травня 2015 р.); Міжнародній науковій конференції "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14-16.07.2014); Міжнародній науковій конференції "Advanced Problems in Mechanics (РФ, Санкт-Петербург, 30.06-5.07.2014); VI Всеукраїнській молодіжній науковій конференції-школі "Сучасні проблеми геологічних наук" (Київ, КНУ імені Тараса Шевченка, 14–16 квітня, 2016); XV Міжнародній науковій конференції "Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти" (Київ, 10–13 травня 2016 р.); Міжнародній науковій конференції "Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи" (Київ, 27–29 листопада 2013 р.); Міжнародній науково-практичній конференції "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, Трускавець, 4–7 жовтня 2016 р.), науково-практичній конференції "Сучасні проблеми нафтогазової геології" (Київ, ІГН НАН України, 17 червня 2016 р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 22 наукові роботи, серед них 11 статей у фахових наукових журналах, у тому числі 2 опубліковані у виданнях, що входять до наукометричних баз, та 11 тез в матеріалах конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел (170 найменувань), включає 66 рисунків, 12 таблиць, загальний обсяг роботи складає 169 сторінок.

Дисертація виконана під науковим керівництвом доктора геологічних наук, професора Михайлова В.А., якому здобувач вдячний за надану допомогу, консультації та приділену увагу. Автор висловлює щире подяку доктору геологічних наук Івановій А.В. і Зайцевій Л.Б. (ІГН НАН України) за допомогу у виконанні третього розділу роботи. Автор висловлює подяку всім колегам – співробітникам ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка, НАК "Нафтогаз України" та ДП "Наука-нафтогаз" за допомогу, консультації та плідну співпрацю.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

Загалом робота побудована на засадах органічного осадово-міграційного походження видобувних вуглеводнів. Для моделювання нафтогазової системи південної

прибортової зони ДДз були враховані результати вивчення генерації вуглеводнів з керогену таких вчених та дослідницьких груп, як Вассоевич М.Б., Корчагіна Ю.І., Лопатін Н.В., Чернишев В.В., Баженова О.К., Бурлін Ю.К., Van Krevelen D.W., Welte D.H., Tissot B.P., Le Tran K., Schoell, M., Pelet, R., Ungerer, P. H., Sweeney J. J. і Burnham A. K., Hasenmueller N.R., Comer J.B., Crockett J., Morse D.

Перший розділ «Огляд попередніх досліджень» дисертаційної роботи сформований переліком авторитетних дослідницьких колективів та згадуванням напрямків їх наукових досліджень, що стали фундаментом для виконання даної дисертаційної роботи.

Для дослідження природи утворення керогеновмісних, вуглистих та вугільних товщ було проаналізовано наукові роботи, присвячені умовам надходження та збереження органічної речовини (ОР) в осадових породах, таких вчених як Федосєєв М.В., Скопінцев Б.А., Бордовський О.К., Леонова Л.Л., Вассоевич Н.Б., Гольдшмідт В.М., Батурін Г.Н., Віноградова А.П., Воротницька І.Е., Ковальський В.В., Demaison G.J., Moore G.T., McCabe P.J., Vail P. R., Haq B.U., Hardenbol J., P.R., Calvert S.E., Loutit R.M., Schwartzkopf T.A., Vail P., Sorkhabi R., Miller K.G., Martin R., Haq B.U.

Створенню седиментаційних моделей та вивченню циклів осадконакопичення в межах Дніпровсько-Донецького басейну присвячені роботи вітчизняних геологів Вакарчука С.Г., Лукіна О.Є., Мачуліної С.А., Макогона В.В., Полетаєва В.І., Єйнзале Г., Єгурнової М.Г. Редколіса В.А. та ін.). Були прийняті та використані принципи, що освітлені в публікаціях, присвячених секвентній стратиграфії таких авторів, як Єйнзале Г., Габдулін Р.Р., Catuneanu O.M., Martin-Neto M.A., Van Wagoner J.C., та циклам формування чорносланцевих нафтогазоматеринських формацій та нафтогазоносних “сланцевих” формацій, - Katz B.J., Littke R., Slatt M.R., Norelis D.R., Passey Q.R. та інші.

Були проаналізовані всі попередньо розроблені методи ідентифікація керогеновмісних товщ в розрізі свердловин та квантифікації вмісту керогенової компоненти (Mendelson J.D. і Toksoz M.N., Meyer B.L. і Nederlof M.H., Leventhal J.S., Goldhaber M.B, Carpentier B., Bessereau G., Gary G. Lash, Engelder T., Banerjee A., Fertl H.W., Chillingar V., Mann G.P., Fyfe W.S., McKelvey V.E. і Nelson J.M., Meisner F.F., Schmoker J.W., George V., Swenson V.E., Meyer B.L., Passey Q.R. et al.). Розглянуті методи мають певні недоліки, які описані в другому розділі.

Для всебічного вивчення нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз (розділ 4) було використано результати багаторічного вивчення нафтогазоносності, літології, особливостей геологічної будови та умов розвитку ДДз, викладені в роботах Арсірія Ю.О., Холодних А.Б., Лукіна О.Ю., Кабишева Б.П., Євдощука М.І., Пригаріної Т.М., Бенька В.М., Суярка В.Г., Яценка О.О., Радзивілла А.Я., Шульги В. Ф., Іванової А.В., Огаря В.В., Федоришина Д.Д., Гарднера В.І., Прокопіва В.Й., Бабко І.М., Вертюха А.М., Редколіса В.А., Вергуненка О.П., Михайлова В.А., Локтева В.С., Коржнева П.М., Науменка А.Д., Олейника О.П., Майстренка Ю., Стовби С., Толкунова А., Гошовського С.В., Рослого І.М., Красножона М.Д., Дуднікова М.С., Крупського Б.Л., Вакарчука С.Г., Кабишева Б.П., Гончарова Н.К., Гончарова В.І., Мачуліної С.О., Макогона В.В., Полетаєва В.І., Вакарчука Г.І., Винниченко Л.Т., Єгурнової М.Г.

В другому розділі «*Умови утворення осадових гірських порід з підвищеним вмістом органічної речовини та умови генерації вуглеводнів*» розглянуті умови надходження ОР наземного і морського походження в донні відклади седиментаційних басейнів та її збереження, вплив ряду чинників, що регулюють концентрації збереженої ОР в осадових гірських породах, питання надходження урану в седиментаційні басейни, адсорбції урану живими організмами, що позначається на радіоактивності керогеновмісних гірських порід. Розглянуті уявлення щодо глобальних евстатичних коливань рівню моря з утворенням аноксидних умов і доманікоїдних товщ седиментаційних басейнів, зокрема для стратиграфічних рівнів ДДз: верхньофранського, нижньофаменсько-турнейського, середньовізейського, нижньосерпуховського, верхньосерпуховського.

В основу роботи покладена гіпотеза щодо органічного осадово-міграційного походження вуглеводнів, яка засновується на дослідженнях Д.В. Ван Кревелена, Б. Тіссо і Д. Вельте, М.Б. Вассоевича, Дж.Дж. Суїні, А.К. Бьорнхема, В. МакКінзі, Дж. Рулькоттера, Р. Марці, Дж. Ханта, А.Є. Конторовича, В.В. Вебера, С.Г. Неручева, В.А. Соколова та ін. Основною подальшого моделювання було обрано кінетичну модель генерації вуглеводнів з різних типів керогену під впливом часу й температури (А.К. Burnham, J.J. Sweeney, 1990).

В третьому розділі «*Нафтогазоматеринські формації та методи їх ідентифікації*» наведено результати аналізу нафтогазогенеруючих 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), умови їх формування, літолого-фаціальні та компонентні особливості, геохімічні властивості керогену та ступінь його трансформації, глибини залягання і відповідні термобаричні особливості. Це дало можливість розробити критерії ідентифікації нафтогазоматеринських товщ у розрізі палеозою південної прибортової зони ДДз, виділення потенційно нафтогазоносних товщ нетрадиційного типу та локальних ділянок з підвищеними колекторськими властивостями. Виконано порівняння літолого-компонентних, петрофізичних та геофізичних властивостей керогеновмісних порід середньо- і нижньокам'яновугільних відкладів ДДз та формацій ордовику Утіка та Пойнт Плезант (Огайо, США).

Визначено взаємозалежності між природною радіоактивністю, вмістом урану, об'ємною густиною, питомим електричним опором, швидкістю проходження акустичних хвиль, нафтогазонасиченням, коефіцієнтом пористості та вмістом $C_{орг}$ в керогеновмісних породах, уточнені математичні вирази, що описують зміну об'ємної густини від вмісту $C_{орг}$ для серпуховських, московських та нижньовізейських відкладів ДДз.

Наведено критичний аналіз методик інтерпретації даних ГДС авторів Swenson V.E. (1969), Schmoker J.W. (1981), Fertl H.W., Chillingar V. (1988), Leventhal J.S., Goldhaber M.B (1978), Mendelson J.D., Toksoz M.N. (1985), Meyer B.L., Nederlof M.H. (1984), Mendelson J.D. (1985), Carpienter D., Alain-Yves Y. (1992), Kenneth A. Heslop (2008), Henderson Petrophysics (2009), Passey Q.R. et al. (1990, 2010). Визначено недоліки існуючих методик для вирішення задач ідентифікації керогеновмісних товщ ДДз, що зумовило необхідність розробки нової методики. Автор брав безпосередню

участь у розробці такої методики, де було враховано особливості та властивості керогеновмісних порід ДДз. В ній використовуються дані гамма-, нейтронного, акустичного та щільнісного гамма-гамма каротажу, які, як правило, застосовуються під час досліджень пошуково-розвідувальних і експлуатаційних свердловин на території України. Прийнята петрофізична модель керогеновмісної породи враховує всі ключові складові твердої фази та особливості порового простору. Кожне з чотирьох запропонованих алгебраїчних рівнянь описує сумарний вплив всіх компонентів петрофізичної моделі на відповідну геофізичну характеристику – нейтронну пористість, природну радіоактивність, густину та інтервальний час повздовжньої акустичної хвилі. Коректне використання методу в певних типах розрізу коригується великою кількістю коефіцієнтів, частина з яких контролюється ступенем термальної зрілості ОР. Система з 4 алгебраїчних рівнянь розв'язується матричним методом чи методом Гаусса. Розроблена методика дозволяє визначати вміст ОР з похибкою не більше 1,0-2,5 % при вмісті ОР від 1,5 % до 10,0 %. Методику апробовано та рекомендовано для використання вітчизняним науково-дослідним та промисловим підприємствам нафтогазового комплексу.

В четвертому розділі *«Нафтогазогенеруючі товщі південної прибортової частини ДДз»* зібрано та проаналізовано результати попередніх досліджень керогеновмісних порід і вугілля палеозою південної прибортової зони ДДз та прилеглих територій. Автором проведено літо-фаціальний аналіз керогеновмісних порід на основі численних описів кернавого матеріалу, досліджено 180 шліфів і аншліфів. Проведена ідентифікація мацералів ліптиніту, вітриніту, інертиніту. На основі принципів секвентної стратиграфії та методики визначення вмісту органічної компоненти в трансгресивних товщах проведена переінтерпретація близько 400 каротажних кривих з урахуванням результатів петрофізичних і геохімічних досліджень керна та пластових флюїдів, описів кернавого матеріалу (понад 45 свердловин), якими розкриті розрізи XIII і XIV мікрофауністичних горизонтів (МФГ) в межах південної прибортової зони ДДз. Ідентифіковано та описано збагачені ОР породи та вугільні пласти палеозою південної прибортової зони ДДз, мацерали вітриніту та ліптиніту і відповідні типи керогену, розраховано вміст ОР за даними ГДС. Отримані наступні основні результати (рис.1).

Більша частка ОР розрізу верхньо- і середньокам'яновугільного відділів концентрується у вугільних шарах; домінуючий тип керогену – III-й з другорядною роллю мацералів II-го типу. Ексудатиніт ідентифікований як мацерал, схильний до генерації рідких високомолекулярних вуглеводнів (II тип керогену). Цей висновок дає підстави вважати вугільні пласти верхньо-, середньокам'яновугільного відділів потенційно нафтогенеруючими породами.

Більшість горизонтів серпуховського ярусу містить незначні концентрації мацералів вітриніту та інертиніту (III–IV типи керогену). Вугільні шари горизонтів с-9–с-11 утворені мацералами вітриніту зі значною концентрацією частинок семіфюзиніту та фунгініту, заповнених ексудатинітом і дрібними частками ліптиніту та ліптодетриту (II–III–IV типи керогену).

Глинисті алевроліто-піщанисті трансгресивні горизонти верхньовізейського під'ярусу (в-14–в-22) в середньому містять близько 2,5–3,0 % $C_{орг}$ з переважаючою часткою наземної гумусової ОР (III тип керогену). ОР розподілена рівномірно по

товщині горизонтів, на відміну від серпуховського ярусу. Горизонти в-14–в-16 містять високу концентрацію часток високопористих мацералів інертиніту, заповнених ексудатинітом та резинітом (II тип ОР). В термально-зрілих зразках пори фунгініту заповнені нафтою та бітумами, чи є пустими у зв'язку з міграцією з них вуглеводнів, а великі частки резиніту містять безліч пор завдяки значному його перетворенню на рідкі вуглеводні.

Концентрація ОР збільшується до підшови верхньовізейського під'ярусу, де горизонт в-22 вміщує 1,0–4,2 % $C_{орг}$ (III тип ОР), а горизонт в-23 (рудівські шари) – до 10 % $C_{орг}$. Рудівські шари визначені попередніми дослідниками як ключова нафтогазогенеруюча товща південно-східної частини ДДЗ. Проте в південній прибортовій зоні ДДЗ рудівські шари простежуються в дуже обмеженій кількості площ; їх товщина, в основному, не перевищує 3–8 м, окрім Керносівсько-Богатойської ділянки, де горизонт в-23 має товщину 30–35 м і вміщує до 10 % ОР.

Карбонатна платформа, що об'єднує верхньовізейський під'ярус, турнейський ярус і лиманську свиту озерсько-хованського верхньофаменського горизонту ($C_1v_1+C_1t+D_3fm_3lm$), досягає товщини 1600 м. Нижньовізейські непроникні карбонатні горизонти в-23–в-24 характеризуються відсутністю ОР. Карбонатні горизонти турнейського ярусу т-3–т-5 включають 2 пласти з РОР більше 10 % і морським нафто-схильним I–II типом керогену, проте їх товщина обмежена 5–8 м.

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 і перекривних трансгресивних керогеновмісних товщ ТСТ1, ТСТ2 та ТСТ3 в межах ділянки досліджень.

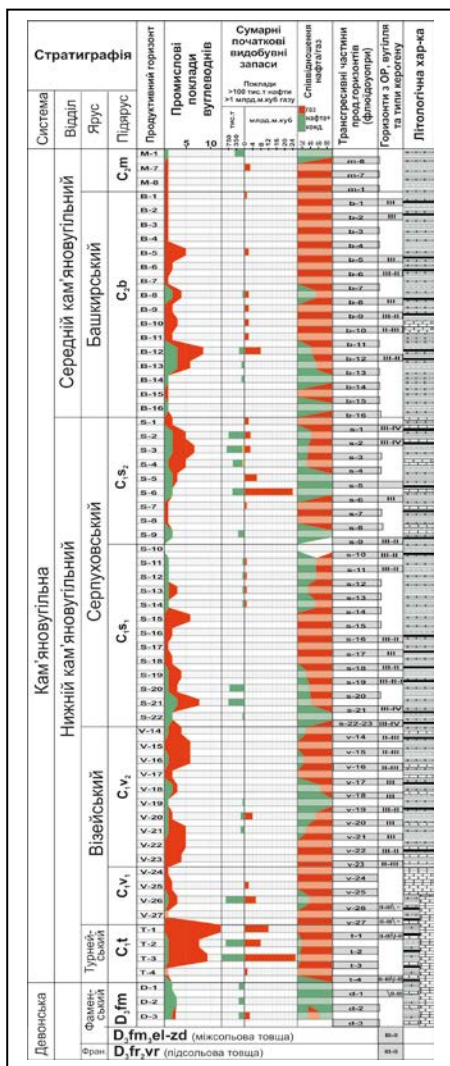


Рисунок 1. Стратиграфічний розподіл всіх відомих промислових покладів вуглеводнів південної прибортової зони ДДЗ та всіх керогеновмісних горизонтів. Зображено розподіл початкових видобувних запасів вуглеводнів в кожному продуктивному горизонті та типи керогену в кожному трансгресивному горизонті

За результатами співставлення карт розподілу ОР з картами товщин трансгресивних товщ зроблено висновок про збільшення вмісту ОР та накопичення більшої кількості відкладів в ділянках більш інтенсивного прогинання.

Надсольова товща девону (D_3fm_2dn-lb і D_3fm_1oz-hv) характеризується мінливою товщиною відкладів (100–2000 м). Данково-лебедянській горизонт утворений тери-

генними і карбонатними літофаціями, включаючи пласти чорних вапняків, чорні вуглисті аргіліти, шари вугілля з невизначеним потенціалом генерації ВВ. Озерсько-хованський горизонт сформований теригенною товщею (західно-михайлівська свита) та верхньою карбонатною (лиманська свита), яка входить до складу карбонатної платформи ($C_1v_1+C_1t+D_3fm_1lm$). Теригенна товща була сформована в субконтинентальних умовах і в цілому характеризується незначною концентрацією ОР наземного походження. Лиманська свита містить чорні морські вапняки з незначним потенціалом нафтогазогенерації.

Міжсольова товща D_3fm_1zd-el характеризується мінливим складом і товщиною відкладів (100–1000 м). На ділянках інтенсивного прогинання відбувалося накопичення бітумінозних глинистих алевролітів і пісковиків з наземною і морською ОР, численних пластів вугілля і вуглистих аргілітів (II–III тип керогену).

Маловивчена в південній прибортовій зоні підсольова товща представлена воронезькою свитою (D_3fr_2vr), що складена чорними теригенними та карбонатними літофаціями і містить незначну концентрацію ОР (до 2–3 % за даними ГДС). Широкий спектр керогеновмісних порід підсольової товщі південного заходу ДДЗ не простежується в межах південної прибортової зони.

Наведені результати попередніх робіт з потенційної нафтогазоносності керогеновмісних товщ південної прибортової зони ДДЗ в якості порід-колекторів нетрадиційного типу. Перспективи їх промислової газоносності є тільки у верхньовізейських рудівських шарів (в-23) в межах Богатойсько-Керносівської ділянки. Згідно з проведеним аналізом рудівські шари за багатьма факторами подібні формації Хейнесвіль (США). Їхня газоносність в Срібнянській і Жданівській депресіях не викликає сумнівів (Misch D., 2016), однак, глинисто-домінуючий літологічний склад в межах Богатойсько-Керносівської ділянки ставить під сумнів перспективи ефективного застосування ГРП. В межах Богатойсько-Керносівської ділянки відбивна здатність вітриніту сягає 2,1–2,4 %, вторинна пористість керогену – до 10–40 %, а значення водневого індексу – 250–350 мгН/гТОС.

Дискусійним є питання нафтоносності турнейських карбонатно-глинистих та карбонатних керогеновмісних товщ в межах Нехворощанського виступу (центральний сегмент південної прибортової зони ДДЗ); девонських міжсольової та підсольової товщ ділянки між Гнідинцівським і Прилуцьким родовищами; міжсольової товщі девону Зачепилівсько-Сагайдацької ділянки; широко розповсюджених нижньосерпуховсько-верхньовізейських (с-18–с-23 – в-14 – в-16) горизонтів.

В п'ятому розділі «*Модель нафтогазової системи південної прибортової зони ДДЗ*» на основі уявлень Кабишева Б.П., Арсірія Ю.А., Холодних А.Б., Гладуна В.В., Бенька В.М., Вакарчука С.Г. та ін. наведено особливості тектонічного розвитку і осадконакопичення протягом рифтової та пострифтової стадій формування цього сектору ДДЗ. На основі аналізу стратиграфічного розподілу промислових покладів ВВ південної прибортової зони ДДЗ зроблені наступні висновки:

Перспективність девонських відкладів пов'язана насамперед з надсольовою товщею (D_3fm_3oz-hv та D_3fm_3dn-lb), меншою мірою – з міжсольовою та підсольовою. Нафти покладів, локалізованих у девонських відкладах, відрізняються від тих, що розміщені у кам'яновугільних, підвищеним вмістом парафінів і меншою густиною (840–859 кг/см³ проти 913–967 кг/см³).

Найпродуктивнішим є турнейський ярус, де сконцентровані найзначніші видобувні запаси нафти і газу; тут спостерігається найвища концентрація газоконденсатних покладів, велика кількість нафтових покладів. Вміст смол і асфальтенів в нафті і конденсаті покладів турнейського ярусу дещо вищий в порівнянні з покладами візейського і серпуховського ярусів.

Карбонатна платформа нижньовізейського під'ярусу вміщує окремі масивні нафтові поклади, пов'язані з рифовими утвореннями ($C_1v_1+C_1t$). Декілька незначних покладів виявлено у підплитових теригенних горизонтах В-25–В-26.

Верхньовізейський під'ярус характеризується високою концентрацією покладів газу, як правило, з низьким конденсатним фактором. Виявлено декілька покладів легкої нафти (медіана густини $827,75 \text{ кг/м}^3$) в продуктивних горизонтах В-16, В-19, В-21. Декілька покладів нафти в продуктивних горизонтах В-19, В-20, В-23 виявлено в північно-західній частині південної прибортової зони ДДз.

Значна частина покладів нижньосерпуховського під'ярусу пов'язана з двома поверхами нафтогазонакопичення: продуктивним горизонтом С-15 і комплексом продуктивних горизонтів С-19–С-21 з найвищою концентрацією виявлених покладів в горизонті С-21. Флюїди в С-20–С-21 – легка нафта, конденсат (низький вміст смол і асфальтенів, медіана густини $827,78 \text{ кг/см}^3$); вони схожі на верхньосерпуховські та башкирські. Нафта в нижньосерпуховських покладах Юр'ївського та Кибинцівського родовищ відрізняється значно вищим вмістом смол, вищою густиною і в'язкістю, що вказує на девонські джерела генерації.

Основна частина верхньосерпуховських покладів і сумарних початкових запасів ВВ пов'язана з горизонтами С-2–С-4. Співвідношення нафтових покладів до газоконденсатних близьке до рівнозначного. Нафта схожа за компонентним складом з нафтою нижньосерпуховських і башкирських шарів.

Найвища концентрація покладів і сумарних початкових видобувних запасів ВВ башкирського під'ярусу пов'язана з горизонтами Б-12–Б-13 та башкирською карбонатною плитою (Б-10–Б-10). Поклади (в Б-11, Б-12) заповнені легкою нафтою і конденсатом (густина $682\text{--}840 \text{ кг/м}^3$, в'язкість $2,67\text{--}11,4 \text{ МПа}\cdot\text{с}$), а склад і властивості нафти в башкирських горизонтах схожі з верхньосерпуховськими (низький вміст смол і парафінів, практично повна відсутність сірки).

1D моделювання для встановлення історії заглиблення керогеновмісних порід і послідовності генерації вуглеводнів виконано для 47 свердловин в межах південної прибортової зони ДДз. Моделювання історії осадконакопичення виконувалось з урахуванням характеру границь стратиграфічних комплексів, наявності перерв в осадконакопиченні, розмивів та інших ознак регіональних тектонічних подій, етапів і періодів активного галокінезу. Моделі заглиблення осадкових комплексів, термальної зрілості материнських порід порівнювалися з даними лабораторних визначень відбивної здатності вітриніту. Для оцінки зміни фільтраційно-ємнісних властивостей піщаних і карбонатних колекторів з глибиною використані дані петрофізичних досліджень 2614 зразків керну в межах центральної зони ДДз.

2D моделі розвитку ДДз побудовані вздовж регіональних профілів Гути-Гупалівка та Сагайдак-Лебедин. Вони включають всі стратиграфічні комплекси від девону до четвертинних; загальна кількість горизонтів близько 160. Ці моделі відт-

ворюють історію прогинання ДДз для кожного горизонту та сингенетичні процеси генерації ВВ, їх міграції та акумуляції (рис.2).

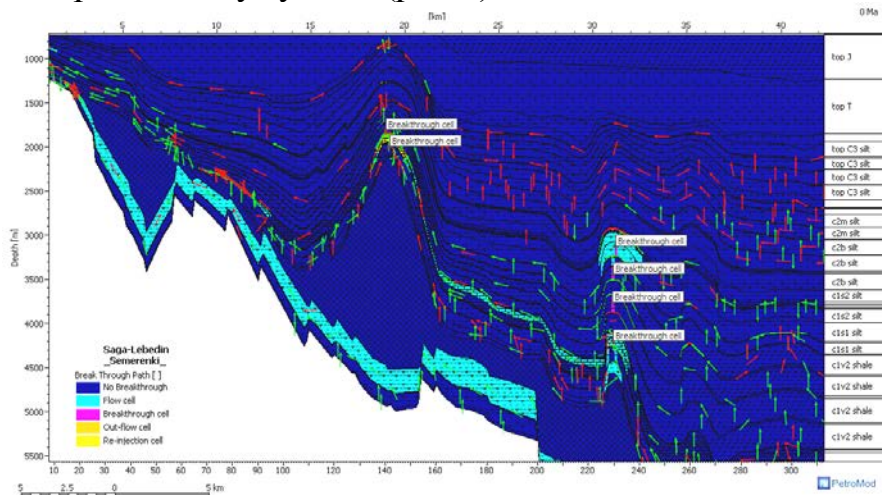


Рисунок 2. Напрямки міграційних потоків низькомолекулярних (червоні стрілки) та високомолекулярних (зелені стрілки) вуглеводнів вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин; ділянки субвертикальної міграції через флюїдоупори (breakthrough) і ділянки найінтенсивнішої міграції ВВ (flow cell)

Це пояснює механізм утворення відомих родовищ ВВ та дає можливість прогнозувати нові невідкриті поклади. За результатами 2D моделювання визначено, що протягом геологічної історії району досліджень сприятливі умови для формування покладів вуглеводнів виникали до 4 тисяч разів, проте реалізувалися та збереглися тільки до сотні покладів, до числа яких входять відомі поклади вуглеводнів (Новогригорівське НГКР, Кременівське НГКР, Сагайдацьке НГР, Радченківське НГКР, Кавердинівське НГР, Семиренківське ГКР). Відповідно до визначених трендів ущільнення пісковиків та результатів моделювання, пористість на глибинах 6000 м в межах приосьової зони ДДз складає близько 9,29 %, 6500 м – 7,87 %, 7000 м – 7,0 %, тому питання промислового значення прогнозованих покладів на глибинах 6,5–7,5 км потребує додаткового детального вивчення.

За результатами 3D моделювання створена просторова модель генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів і результуючі карти прогнозних ділянок нафтогазонакопичення південної прибортової зони ДДз. В цілому 70 % відомих промислових покладів ВВ і 88 % фазового стану ВВ цих об'єктів знаходять підтвердження за результатами моделювання, зокрема, поклади нафти і газу в комплексі верхньосерпуховських горизонтів (С-1–С-5) та “підплитових” турнейсько-візейсько-девонських продуктивних горизонтів (В-25, Т-5, Д-3) та ін. (рис.3).

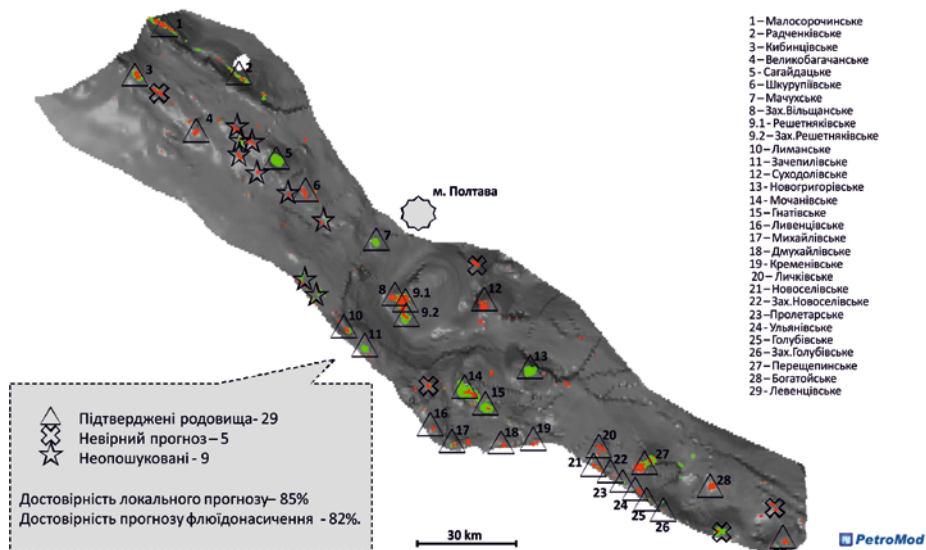


Рисунок 3. Карта локального прогнозу нафтогазоносності та відкриті родовища вуглеводнів південної прибортової зони ДДЗ (поклади C_{2b} , C_{1s1} , C_{1v2} , C_{1t} ярусів)

Крім того, за результатами моделювання виділено нові перспективні об'єкти в районі Бутівсько-Сагайдацького підняття та Гасенківсько-Лейківського виступу південної прибортової зони ДДз, пов'язані із Західно-Колотіївською, Житниківською, Підгорянською та Любачівсько-Щербанівською структурами. Глибини залягання прогнозних газових покладів складають від 2000 до 3000 м. На північ та північний схід від Сагайдацького родовища знаходяться дві ділянки прогнозного газонакопичення на глибині 3250–3500 м, пов'язані з Гречаною та Барханівською структурами. Окрім цих ділянок на захід від Великобагачанського родовища визначено ділянку з прогнозними покладами нафти на глибинах близько 1750 м, що пов'язана з Миртівською площею. Висока імовірність нафтогазонакопичення пов'язана з Бутівською площею, в межах якої у відкладах верхньосерпуховського під'ярусу прогнозуються нафтогазові поклади на глибинах близько 1750 м. Ймовірний поклад нафти прогнозується у верхньосерпуховських відкладах Західно-Петрівцівської площі на глибині близько 1750 м. Виділені також прогнозні ділянки нафтонакопичення на захід і північний захід від Сагайдацького НГР, пов'язані з Дроботівською, Качалівською, Затонською, Західно-Затонською, Яресківською та Ярославською структурами з покладами, пов'язаними переважно з серпуховськими і верхньовізейськими продуктивними горизонтами на глибині 2050–2250 м.

В підрозділі «Механізми нафтогазонакопичення в межах південної прибортової зони ДДз» наведено висновки щодо міграції вуглеводнів та механізмів їх накопичення в поклади ВВ південної прибортової зони ДДз. Головні з них такі.

Міграція ВВ в межах південної прибортової зони ДДз відбувалася переважно в субгоризонтальному напрямку: із заглиблених областей басейну зі зрілими нафтогазоматеринськими породами вуглеводні мігрували в південно-західному напрямку до менш заглиблених тектонічно-екранованих і брахіантиклінальних структур/пасток.

Зона генерації газоконденсату з середньокам'яновугільних материнських порід знаходиться в приосьовій частині басейну, отже субгоризонтальні міграційні потоки долали відстань близько 15–20 км. На формування середньо-кам'яновугільних покладів ВВ також мали вплив субвертикальні перетоки ВВ з нижче залягаючих покла-

дів у зв'язку з неідеальними екрануючими властивостями флюїдоупорів. Враховуючи специфічний компонентний склад та фізичні властивості нафти башкирських покладів та відносно меншу відстань субгоризонтальної міграції нафти з башкирських материнських товщ (10–15 км) можна зробити висновок про їх формування завдяки субгоризонтальній міграції із зони нафтогенерації башкирських дюренових вугільних пластів.

Субвертикальна міграція ВВ мала значний вплив на значну кількість відомих покладів ВВ, особливо зі значним поверхом нафтогазоносності. Субвертикальна міграція ВВ з глибоких девонських джерел була суттєвою в безпосередній близькості до південного регіонального розлому ДДз (поклади сухого газу на Михайлівському родовищі). Субвертикальні міграційні потоки по численних тектонічних порушеннях та пов'язаних з ними зонах тріщинуватості сформували масивні поклади в карбонатних резервуарах турне, численні поклади в пастках, утворених сольовими діапірами та штоками.

В приосьовій заглибленій частині ДДз материнські породи нижнього карбону генерували ВВ протягом карбону, проте значна частка пасток південної прибортової зони ДДз утворилася за рахунок сольових штоків і діапірів, сформованих протягом ранньої пермі. Отже утворені в ранній пермі пастки у відкладах раннього карбону були заповнені за рахунок міграції ВВ з менш заглибленої південної прибортової зони та її схилу, адже заглиблені материнські породи приосьової зони попередньо вичерпали свій генераційний потенціал. Поклади ВВ серпуховського і візейського ярусів сформувались завдяки описаним вище домінуючим субгоризонтальним міграційним потокам з другорядним впливом субвертикальних. Слід зауважити, що властивості і компонентний склад нафти серпуховських і верхньовізейських покладів та геохімічні дослідження попередніх дослідників (Misch D., 2015, 2016) підтверджують це твердження.

Турнейські карбонатні резервуари, як правило, є літологічно-обмеженими та екранованими нижньовізейською (В-24, В-25) карбонатною платформою, яка є регіональним флюїдоупором. Поклади, що об'єднують продуктивні горизонти C_{1v1} - C_{1t} - D_3fm , формувались за рахунок субгоризонтальних міграційних потоків ВВ, утворених з турнейських карбонатних нафтогазоматеринських товщ. Додатковий вплив на формування цих покладів мали субвертикальні перетоки ВВ в період ранньої пермі, в процесі руйнування сформованих девонських покладів. Генерація ВВ з девонських джерел та акумуляція покладів в девонських відкладах відбувалася впродовж пізнього фамену, раннього та середнього карбону залежно від інтенсивності заглиблення територій південної прибортової частини ДДз. Поясненням практично повної відсутності промислових покладів поряд з великою кількістю нафтогазопроявів в девонських товщах порід є руйнація покладів ВВ у зв'язку зі зміною структурної характеристики девонських відкладів.

ВИСНОВКИ

Найважливішими практичними та науковими результатами дисертації є:

1. Вперше системно досліджено та описано керогеномісні товщі палеозою південної прибортової зони ДДз. Вивчення шліфів, аншліфів, інтерпретація та аналіз даних ГДС дозволили зробити висновки щодо розповсюдження керогеномісних

горизонтів. Ідентифіковано мацерали вітриніту та лептиніту керогеновмісних товщ та вугільних шарів і проведено кореляцію останніх з одновіковими горизонтами. Комплексні геохімічні дослідження автора з урахуванням матеріалів інших дослідників дозволили класифікувати типи керогену, охарактеризувати потенціал нафтогазогенерації та виділити ключові нафтогазоматеринські товщі.

2. За допомогою 1D моделювання історії заглиблення осадових комплексів для розрізів 43 глибоких свердловин із корегуванням результатів за даними відбивної здатності вітриніту визначено тренд потужності теплового потоку Землі в межах ділянки досліджень протягом розвитку ДДз.

3. На основі 2D та 3D моделювання з урахуванням структурних особливостей південної прибортової зони ДДз зроблені висновки щодо геохронології генерації та акумуляції вуглеводнів, домінуючих типів і шляхів міграції, механізмів накопичення покладів ВВ з наступним їх збереженням чи руйнуванням.

4. Створені за допомогою 3D моделювання карти нафтогазонакопичення в верхньосерпуховському, верхньовізейському та турнейському комплексах південної прибортової зони ДДз підтверджуються численними відомими покладами нафти і газу. Визначена достовірність прогнозування нафтогазоносності за допомогою 3D моделювання генерації, міграції та акумуляції ВВ складає 70 %, а достовірність прогнозу фазового стану вуглеводів у коректно прогнозованих покладах – 88 %.

5. За результатами 3D моделювання доведена потенційна нафтогазоносність 16 неопшуканих структур в серпуховських та верхньовізейських відкладах південної прибортової зони ДДз, 8 глибоких та надглибоких об'єктів в межах приосьової зони ДДз, що є підґрунтям для планування подальших ГРР.

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

7. Створена просторова модель південної прибортової зони ДДз призначена для уточнення її геологічної будови та перспектив нафтогазоносності; розроблені додаткові критерії оцінки перспективності об'єктів та геолого-економічних ризиків, прогнозування нафтогазоносності в межах маловивчених площ.

8. Виконано аналіз стратиграфічних, літологічних, фаціальних і геохімічних особливостей керогеновмісних товщ, розроблені критерії визначення та оцінки їх потенційної нафтогазоносності як порід-колекторів нетрадиційного типу, визначені перспективні горизонти і ділянки в межах південної прибортової зони ДДз на наявність нетрадиційних покладів ВВ.

9. Удосконалено методику кількісної оцінки вмісту керогену в гірських породах у розрізах свердловин за даними гамма-каротажу, акустичного каротажу, нейтронного каротажу та гамма-гамма-щільнісного каротажу, яка дозволяє визначати вміст ОР з похибкою, яка не перевищує 1,0–2,0 % при вмісті ОР від 1,5 % до 10,0 %. Методику рекомендовано для застосування науково-дослідними та промисловими підприємствами нафтогазової галузі.

10. Основним практичним результатом досліджень є створення комплексної динамічної моделі розвитку нафтогазової системи в межах південної прибортової зони ДДЗ та розробка критеріїв оцінки керогеновмісних товщ, що сприяє зменшенню ризику інвестування в ГРР, підвищенню коефіцієнта успішності пошуково-розвідувального буріння з приростом видобувних запасів та ресурсів за рахунок новооцінених площ та об'єктів.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті у вітчизняних фахових виданнях

1. Вакарчук С. Г. Перспективи пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в палеозойських відкладах Переддобрудзького прогину / С.Г. Вакарчук, І.О. Карпенко // Геолог України. 2013. № 3. С. 64–71 (*Особистий внесок - Визначення та ідентифікація керогеновмісних формацій – потенційних порід-колекторів нетрадиційного типу*).
2. Карпенко І.О. Литолого-геофізические свойства сланцевых пород с повышенным содержанием керогена / І.О. Карпенко; Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 1. С. 41–47.
3. Карпенко О.М. Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними / О.М. Карпенко, Г.Л. Башкіров, І.О. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 3. С. 71–76 (*Особистий внесок - Петрофізичне моделювання, підбір оптимальних коефіцієнтів, апробація розробленої методики*).
4. Карпенко І.О. Петрофізичні передумови оцінки вмісту керогену в гірських породах за даними промислової геофізики / І.О. Карпенко, Г.Л. Башкіров, О.М. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2014. № 4. С. 44–48 (*Особистий внесок - Оцінка зміни властивостей керогеновмісних товщ при зміні їх термальної зрілості*).
5. Карпенко І.О. Трансгресивні секвенції XIV мікрофауністичного горизонту в межах центральної частини північного заходу Дніпровсько-Донецького басейну в зв'язку з пошуком скупчень сланцевого газу / І.О. Карпенко // Нафтогазова галузь України. 2015. № 2. С. 14–18.
6. Карпенко О.М. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ / О.М. Карпенко, В.А. Михайлов, І.О. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. 2015. № 1. С. 49–54 (*Особистий внесок - Прогнозні обсяги буріння за песимістичним, базовим і оптимістичним сценаріями на території Харківської і Донецької області на період 2016–2040 рр.*).
7. Карпенко І.О. Менеджмент водних ресурсів у контексті освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі / І.О.Карпенко, М.А. Захарченко, Д.Ю. Серединський // Мінеральні ресурси України. 2015. № 4. С. 14–21 (*Особистий внесок - Моделювання ГРП у вугільних пластах та прогноз обсягів буріння*).
8. Жук В.М. Рациональне використання водних ресурсів в контексті освоєння прогнозних ресурсів нафти і газу в межах Харківської області / В.М. Жук, І.О. Карпенко, Д.Ю. Серединський // Вісник Одеського національного університету. Географічні

та геологічні науки. 2015. Т. 20. Вип. 2. С. 11–23 (*Прогнозні обсяги буріння за песимістичним, базовим і оптимістичним сценаріями на території Харківської і Донецької області на період 2016–2040 рр.*).

9. Стойко А.І. Використання водних ресурсів під час проведення ГРП / А.І. Стойко, І.О. Карпенко, П. Кузмірчук. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. № 3(56). С. 127–133 (*Особистий внесок - ID моделювання ГРП в традиційних та нетрадиційних типах колекторів*).
10. Карпенко І.О. Просторова модель нафтогазової системи південно-прибортової зони ДДЗ / І.О. Карпенко // Нафтогазова галузь України. 2016. № 6. С. 10–14.

Стаття в іноземному виданні

11. Sheptak K. Feasibility of sustainable water management in prospect of the development of oil and gas industry in the Kharkiv and Donetsk regions of Ukraine by 2040 / K. Sheptak, I. Karpenko, D. Seredynskiy // Przegląd Geologiczny. 2016. № 64 (11). pp. 925–928 (*Особистий внесок - Створення моделі довгострокового розвитку нафтогазової промисловості зі сценарієм масштабного освоєння газу нетрадиційних джерел*).

Публікації за матеріалами конференцій

12. Карпенко І.О. Відклади трансгресивних секвенцій як джерело генерації вуглеводнів та перспективні об'єкти на наявність скупчень вуглеводнів неконвенційного сланцевого типу / І.О. Карпенко // М-ли Міжнар. наук. конф. "Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи" (КНУ імені Тараса Шевченка, 27–29 листопада 2013 р.). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка, 2013. С. 46–48.
13. Karpenko O. Determination of input parameters for modeling and successful hydraulic fracturing / O. Karpenko, V. Mykhaylov, I. Karpenko // International Sc. Conference "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14–16 July, 2014). Rzeszow. 2014. pp. 25–26 (*Особистий внесок - Визначення та охарактеризування ключових керогеновмісних товщ в якості потенційних колекторів вуглеводнів*).
14. Karpenko I. It's time for the next level of shale gas industry in Poland and Ukraine / I. Karpenko // International Sc. Conference "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14–16 July, 2014). Rzeszow. 2014. pp. 23–24 (*Особистий внесок - Визначення керогеновмісних товщ та охарактеризування рудівських шарів в ДДЗ*).
15. Mykhailov V. Geological Features of Ukrainian Shale Formations Promising for the Presence of Industrial Unconventional Hydrocarbon Accumulations in Connection with Hydraulic Fracturing / V. Mykhailov, O. Karpenko, I. Karpenko // International Conference "Advanced Problems in Mechanics" (APM-2014) (St. Petersburg, Russian Federation, June 30–July 5, 2014). St. Petersburg, 2014. pp. 352–358 (*Особистий внесок - Аналіз результатів проведення ГРП та розробка рекомендацій для визначення параметрів об'єкта для проведення успішного ГРП*).
16. Карпенко О.М. Геофізична діагностика газсланцевих товщ / Карпенко О.М., Башкіров Г.Л., Вакарчук С.Г., Демидов В.К., Карпенко І.О. // М-ли Міжнар. наук. конф. "Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи" (КНУ імені Тараса Шевченка, 27–29 листопада 2013 р.). Київ: КНУ імені Та-

- раса Шевченка, 2013. С. 105–108 (*Особистий внесок Особистий внесок - Охарактеризування керогеновмісних товщ в ДДз за допомогою інтерпретації даних ГДС*).
17. Карпенко І.О. Нафтогазоматеринські товщі та їх вплив на відкриті поклади вуглеводнів в межах південно-прибортової зони ДДз / І.О. Карпенко, А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева // М-ли наук.-практ. конф "Сучасні проблеми нафтогазової геології" (К. ІГН НАН України. 17 червня 2016 р.). К. 2016. С. 33–35 (*Особистий внесок - Вивчення шліфів та аніліфів, систематизація отриманих даних*).
 18. Karpenko I.O. Identification of petroleum system elements and downscaling of complex geo-data sets for development of 3D model of semi-regional scale. Example of Southern border area of Dnieper-Donets rift. / I.O. Karpenko // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics. Theoretical and Applied Aspects (Ukraine, Kyiv, Taras Shevchenko National University of Kyiv, 10 May 2016). Kyiv. 2016. pp. 170–173.
 19. Karpenko I.O. Devonian and Carboniferous Petroleum Source Rocks within Southern Border Zone of Dnieper-Donets basin / I.O. Karpenko // М-ли VI Всеукр. конф.-школи "Сучасні проблеми геологічних наук" (Київ, КНУ імені Тараса Шевченка, 14–16 квітня, 2016). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка, 2016. С. 32–34.
 20. Карпенко І.О. Кінетичне 3D моделювання нафтогазової системи південної прибортової зони Дніпровсько-Донецького рифту з метою прогнозування нафтогазоносності / І.О. Карпенко, А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева // М-ли наук.-практ. конф. "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, м. Трускавець, 4–7 жовтня, 2016 р.). Трускавець. 2016. С. 249–251 (*Особистий внесок - Створення 3D моделі південної прибортової зони ДДз та моделювання процесів міграції та акумуляції вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДз*).
 21. Карпенко І.О. Інвестиційна привабливість площ з негативними результатами пошукового буріння в межах Українських нафтогазоносних регіонів / І.О. Карпенко // М-ли наук.-практ. конф. "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, м. Трускавець, 5–8 жовтня, 2015 р.). Трускавець. 2015. С. 41–44.
 22. Карпенко І.О. Оптимізація водовикористання на потреби ГРП в контексті прогнозного освоєння ресурсів газу нетрадиційних джерел Східного нафтогазоносного регіону України / І.О. Карпенко, А.І. Стойко, П. Кузьмірчук // М-ли наук.-практ. конф. "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів" (КНУ імені Тараса Шевченка, 3–4 червня 2015 р.). Київ: КНУ імені Тараса Шевченка. 2015. С. 21–23 (*Особистий внесок - Моделювання процесу ГРП в традиційних і нетрадиційних типах колектору з різними параметрами в'язкості зшитого гелю*).

Навчальні посібники

23. Багрій І.Д. Геолого-структурно-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів. Навч. посіб. / І.Д. Багрій, О.М. Карпенко, В.Г. Семенюк, І.П. Гафіч, І.О. Карпенко та ін. К.: ІГН НАН України, 2016. 309 с (*Особистий внесок - Співавтор алгоритму програмної обробки даних*).

АНОТАЦІЯ

Карпенко І.О. Нафтогазова система південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – геологія нафти і газу. – Інститут геологічних наук НАН України, Київ, 2017.

Дисертація присвячена просторовому моделюванню геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДЗ і сингенетичної еволюції нафтогазової системи. Вперше за допомогою 1D / 2D / 3D моделювання отримано уявлення про еволюцію нафтогазової системи, обґрунтовано та описано процеси нафтогазогенерації з материнських товщ різних стратиграфічних комплексів, описано типи та шляхи міграції, описано механізм нафтогазонакопичення відомих покладів вуглеводнів і відстежено зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами. Результатом 3D моделювання є локальний прогноз промислової нафтогазоносності, досягнутий шляхом відновлення умов локального нафтогазонакопичення та збереження покладів протягом історії геологічного розвитку субрегіону. Запропоновано новий метод ідентифікації керогеновміщуючих порід у розрізі свердловини шляхом інтерпретації даних ГДС. Нафтогазоматеринським формаціям приділено особливу увагу, так як їх детальне вивчення обґрунтоване необхідністю моделювання генерації вуглеводнів і в зв'язку з їх безпосередньою потенційною нафтогазоносністю як колекторів нетрадиційного типу.

Ключові слова: нафтогазова система, модель, моделювання, аналіз басейну, Дніпровсько-Донецька западина, ДДЗ, 1D, 2D, 3D, вуглеводні, генерація, міграція, акумуляція, нафтогазонакопичення, прогноз, нафтогазоматеринські породи, кероген, органічний вуглець, інтерпретація даних ГДС.

АННОТАЦИЯ

Карпенко И.А. Нефтегазовая система южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 – геология нефти и газа. – Институт геологических наук НАН Украины, Киев, 2017.

Диссертация посвящена пространственному моделированию геодинамического развития южной прибортовой зоны ДДВ и сингенетической эволюции нефтегазовой системы. Впервые с помощью 1D/2D/3D моделирования получено представление об эволюции нефтегазовой системы, обоснованы и описаны процессы нефтегазогенерации из материнских толщ различных стратиграфических комплексов, описаны типы и пути миграции, описан механизм нефтегазонакопления известных залежей углеводородов и отслежена связь с нефтегазоматеринскими толщами. Результатом 3D моделирования является локальный прогноз промышленной нефтегазоносности, достигнутый путем восстановления условий локального нефтегазонакопления и сохранения залежей на протяжении истории геологического развития субрегиона. Предложен новый метод идентификации керогеносодержащих пород в разрезе скважин путем интерпретации данных ГИС. Нефтегазоматеринским формациям уделено особое внимание, так как их детальное изучение обосновано необходимо-

стью моделирования генерации углеводородов и в связи с их непосредственной потенциальной нефтегазоносностью в качестве коллекторов нетрадиционного типа.

Ключевые слова: нефтегазовая система, модель, моделирование, анализ бассейна, Днепровско-Донецкая впадина, ДДВ, 1D, 2D, 3D, углеводороды, генерация, миграция, аккумуляция, нефтегазонакопление, прогноз, нефтегазоматеринские породы, кероген, органический углерод, интерпретация данных ГИС.

ABSTRACT

Karpenko I.O. Petroleum System of Southern Border Zone of the Dnieper-Donets Basin. – Manuscript.

The thesis for a Candidate Degree in Geology. Specialty 04.00.17 – Petroleum Geology. – Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, 2017.

The thesis is devoted to the spatial modeling of geodynamic development of the Southern border zone of Dnieper-Donets basin with the syngenetic evolution of the petroleum system aimed to provide local forecast of oil and gas accumulations. In general, the thesis based on the principles of theory on organic origin of petroleum, therefore, in order to study the sources of hydrocarbons generation, considerable attention has been paid to the study of kerogenous rocks, which are hydrocarbons sources, within the Southern border zone of the Dnieper-Donets basin and to the new method of quantification of kerogen content in organic-rich rocks via interpreting well logs data.

Integration of the obtained knowledge on the source rocks into the spatial structural model of the Southern border zone of the DDB made it possible, with the help of modern software systems, to simulate the evolution of the geological development of the study area together with syngenetic processes of generation, migration, accumulation of hydrocarbons with subsequent accumulations preservation to the present day. The obtained forecast of oil and gas prospects by 85% is confirmed by discovered hydrocarbon fields, the detailed forecast within each stratigraphical unit confirmed by 55-68%, and the predicted phase state of hydrocarbons is confirmed by 72-94%, which identifies the high accuracy of the developed spatial model and the expediency of using the method for projecting field exploration works and exploration drilling.

With the purpose of studying the source rocks within the study area, a considerable amount of previous scientific work, monographs, publications were collected and analyzed on the conditions for the occurrence of rocks with a high content of preserved organic matter, as well as conditions of generation of hydrocarbons from the organic matter and the mathematical algorithms describing these processes. Attention was paid to comprehensive studies of sedimentary and stratigraphic features, litho-facies, petrophysical and geochemical properties of 18 famous source rock formations in various sedimentary basins worldwide. Part of which, apart from being a source rocks, are a confirmed oil and gas bearing formations of unconventional shale type. A comparison of the characteristic features of source rock formations indicated common features, which were included into the list of factors for the identification of similar formations in DDB.

Among the many mathematical algorithms describing the processes of generation of hydrocarbons from kerogen under the influence of temperature and time, for the further modeling the mathematical algorithm "Easy Ra", developed in 1990 by the staff of Stanford University J. Sweeney and A. Burnham, was chosen.

A separate section of the thesis is devoted to the analysis of widely used methods of identification and quantification of kerogen content in organic-rich rocks based on wells logs data. The features and drawbacks of the previous methods were determined aimed to create and improve own new methodology capable of determining the content of organic carbon in the borehole column using input logs data widely used in Ukraine. Developed petrophysical model consists of four mathematical expressions describe the effect of all rock components on the bulk density, hydrogen content, natural gamma activity and the speed of transmission of longitudinal acoustic waves. The deviation of the results of the determination of kerogen content by the popular DlogR technique via sonic and deep later-log (Passey et al., 1990) with the results of the laboratory determination of the kerogen content from core samples is 55%, the deviation by DlogR from neutron porosity and deep laterolog is 104%, and determination of kerogen content via own technique indicates a deviation of 19%, which takes it to a qualitatively new level.

The application of the developed methodology to section of more than a hundred deep wells within the study area in combination with a microscopic study of 2000 micro-photoimages of 240 thin sections / polished section of organic-rich rocks with the results of complex geochemical studies of organic-rich rocks of the DDB of foreign research groups provided an opportunity to identify and characterize the kerogenous rocks and coal beds, and major source rocks formations of Paleozoic age of the Southern border zone of DDB.

The thesis contains comprehensive data and analysis of all known hydrocarbon accumulations and oil and gas shows within the Southern border zone of the DDB. The analysis is crucial because hydrocarbon accumulations are an integral part of the petroleum system of the basin, and the spatial distribution of accumulations and their qualitative and quantitative characteristics are needed to correlate known deposits to 2D and 3D modeling results.

1D petroleum system models (PSM) of the 43 deep wells within the study area were developed with the correction of the simulation results based on the vitrinite reflectivity data. The trend of the Earth heatflow within the research area during the development of the DDB for the first time determined.

For the first time, 2D models of petroleum system of regional scale were developed along the regional cross sections Gupalovka-Guta and Sagaidak-Lebedin and a 3D model of the petroleum system of the Southern border zone of the DDB was developed. 3D model was developed taking into account the structural features of the Southern border zone of the DDB, made it possible to obtain scientifically grounded conclusions about the geochronology of generation and accumulation of hydrocarbons, the dominant types of migration and migration pathways, the mechanisms of accumulation of known deposits, followed by their preservation or destruction.

The generated oil and gas accumulations maps in the Upper Serpukhovian, Upper Viséan and Tournaisian complexes of the Southern border zone of the DDB, developed via 3D modeling, are confirmed by numerous known oil and gas fields. 18 new oil and gas accumulations within the Southern border zone of the DDB were forecasted via results of 3D modeling together with 8 deep and ultra deep prospects within deep paraxial zone of the DDB, which made it possible to provide proposals for further geological exploration and exploration drilling.

The 3 selected sites (Leventsivsky-Lichkivsky, Zachepilovsky-Sagaidak, Yablunivsky-Kalaidintsevsky) with the prerequisites for the preservation of hydrocarbon deposits in the Devonian sediments are recommended for the future geological exploration, including exploration drilling, to clarify the structural features of these sites, identify promising sites, assess geological economic risks.

Use of results of the thesis is expected to increase the success rate of exploration drilling with increase of reserves and increase of prospective resources due to the expected discoveries and newly generated prospects. The developed 3D model covers the area of the Central segment of the Southern border zone and part of the adjoining paraxial zone of the DDB, which allows to expand its boundaries for the assessment of high-risk deep and ultra deep prospects in order to study the areas of the Central part of the DDB. A similar approach is recommended to be applied in other Ukraine's petroleum provinces.

Keywords: petroleum system, model, simulation, modeling, basin analysis, Dnieper-Donets Basin, DDB, 1D, 2D, 3D, hydrocarbons, generation, migration, accumulation, oil and gas, forecast, source rocks, kerogen, organic carbon, interpretation, well logging evaluation.