

О.Ю. Лукін, П.М. Коржнєв, О.Д. Науменко, О.П. Олійник

Інститут геологічних наук НАН України, Київ

ВИЯВЛЕННЯ НОВИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ З ПОКЛАДАМИ В ПІЩАНИХ КОЛЕКТОРАХ РІЗНОГО ГЕНЕЗИСУ



Доведено, що літологічні, геохімічні та промислово-геофізичні дані, отримані при бурінні свердловин, дають можливість фаціальної діагностики осадових комплексів. Вперше обґрунтовано безпосередній зв'язок фаціально обумовленого морфогенетичного типу піщаних тіл з багатошаровою моделлю природного вуглеводневого резервуару. Наведено результати зонального та локального прогнозу вуглеводневих покладів в піщаних тілах нижньокам'яновугільних нафтогазоносних комплексів в межах окремих районів Дніпрівсько-Донецької западини.

Ключові слова: нафтогазоносність, піщані тіла, кластерні угруповання.

За нашими даними, принаймні половина потенційних ресурсів вуглеводнів (ВВ) у надрах України залишається нерозвіданими [1, 2]. Усього з українських надр вилучено близько 360 млн. т рідких (нафта, конденсат) та орієнтовно 1,8 трлн. м³ газоподібних (вільний газ) ВВ. За оцінками фахівців Чернігівського та Львівського відділень УкрДГРІ разом (~2,16 млрд. т ум. пал.) це становить приблизно чверть початкових ресурсів. Нерозвідані ресурси ВВ (за категоріями C₃ + D) у трьох регіонах України сумарно становлять близько 5,5 млрд. т умовного палива (ум. пал.). На Східний регіон припадає 42; на Західний – 23,5; на Південний – 34,5 % цієї величини. Як уже відзначалося [1], ці цифри треба розглядати як мінімальні показники вуглеводневого потенціалу надр, який характеризується складною структурою, що і визначає низку напрямків геологорозвідувальних робіт (ГРР) на природні ВВ. Серед них важливе місце займають пошуки та розвідка покладів, пов'язаних з різними за морфологією та розмірами колекторів. Останні

складені уламковими породами: від ритмітів (*порід мікро- та тонкого шарування*) і алевролітів до конгломератів.

З огляду на вищесказане Президія НАН України доручила Інституту геологічних наук НАНУ виконання інноваційного проекту «Виявлення нових родовищ вуглеводнів з покладами в піщаних колекторах різного генезису» на підставі розпорядження № 129 від 25.02.11. Інноваційний проект слід розглядати як початок сучасного етапу досліджень, основна мета яких полягає у прогнозі нових покладів ВВ, пов'язаних з піщаними тілами (ПТ). Для досягнення мети необхідно вирішити низку конкретних задач:

- ✦ розробка загальних принципів методології прогнозу ПТ і пов'язаних з ними різноманітних морфогенетичних типів пасток;
- ✦ визначення найбільш перспективних щодо покладів в літологостратиграфічних-комбінованих (ЛСК) пастках поліфаціальних теригенних комплексів в нафтогазоносних регіонах України;
- ✦ виділення окремих районів, найбільш сприятливих за геологічними умовами нафтогазонакопичення та достатньо вивчених у гео-

лого-геофізичному, седиментаційно-палео-географічному, літологічному і петрофізичному відношеннях, як полігонів для розробки ефективної технології пошуків, розвідки і освоєння покладів ВВ в ПТ різного генезису.

Актуальність проблеми полягає в розробці методичного підходу до пошуків покладів ВВ в складнобудованих об'єктах, якими є ЛСК-пастки.

МЕТОДИ МОДЕЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ПОШУКУ ПОКЛАДІВ ВВ

Проблему адекватного седиментаційно-генетичного моделювання параметрів пошуку ПТ варто вирішувати на основі підбору таких седиментаційно-генетичних параметрів, що незалежно один від одного характеризують різні фаціально-інформативні показники генетичних типів відкладів (ГТВ). Тому вирішувати зазначену проблему слід одночасно різними шляхами:

1) залучаючи дані щодо еталонних розрізів з досить достовірними літолого-фаціальними колонками, складеними за даними вивчення представницького кернового матеріалу;

2) використовуючи комплекс взаємодоповнюючих промислово-геофізичних показників (у першу чергу ПС і ГК);

3) враховуючи деякі геохімічні показники (насамперед, вміст В, Sr, Ва у самому ПТ і вміщуючих глинистих та карбонатних відкладах);

4) використовуючи дані з фаціальної природи суміжних літом різного складу.

На практиці, при моделюванні параметрів ПТ внаслідок малої кількості камінного матеріалу з свердловин та майже повної відсутності відслонень великого значення набуває використання геофізичних методів дослідження басейнів седиментації, таких, як метод визначення фацій за електрометричними моделями. Останній зводиться до встановлення подібності аномалій (графічних образів кривих ПС та ГК), що виявляються на електрометричних розрізах свердловин з еталонними електрометричними моделями фацій (рисунок).

Для розуміння того, як поширюються у породному просторі групи фацій відносно структурних позицій тектонічних форм різного рангу, варто звернутись до сейсморозвідувальних досліджень. Визначення різних за формою, морфологією та розмірами літом сейсмічних моделей також зводиться до встановлення подібності сейсмічних образів, що виявляються на сейсмічних розрізах з еталонними сейсмічними моделями похованих осадових тіл (див. рисунок).

Сукупність згаданих методів дає можливість у більшості випадків практично безпомилково виділити піщані різновиди в розрізі осадових відкладів і таким чином закартувати параметри піскуватості для створення основи зонального та локального прогнозу кластерів нафтогазоносних ПТ. Однак піскуватість є необхідною, але не достатньою умовою прогнозування більш складних, ніж антиклінальні, ЛСК-пасток ВВ. Велике значення при прогнозуванні мають фактори формування ПТ.

У роботах, присвячених морфогенетичній типізації ПТ і розробці критеріїв пов'язаних з ними пасток нафти і газу ця проблема зазвичай розглядається однобічно, суто з седиментаційно-фаціальних засад. Але поряд з цим дуже важливу роль у формуванні ПТ відіграють літогеодинамічні фактори [3]. Вони суттєво впливають на форму, будову, фаціальні парагенези, умови залягання і закономірності нафтогазоносності русел, барів та інших «архетипових» ПТ, особливо на розміщення та концентрування їх кластерів, включаючи вузлові піщані акумулятивні тіла (ВПАТ). Для деяких же генетичних типів (турбідити та глибоководні конуси, контурити, підводні зсуви тощо) саме конседиментаційний геодинамічний режим є вирішальним фактором формування. Отже, ПТ треба розглядати як: а) палеогеоморфологічні категорії; б) окремі акумулятивні форми певних ГТВ (у розумінні *О.П. Павлова* та *Є.В. Шанцера*); в) літогеодинамічні типи відкладів [4].

В цілому фаціальний ряд ПТ — *алювіальні* (русла, прируслові вали), *наземно-дельтові* (про-

N моделі	Морфогенетичні типи	Геолого-літологічний розріз	Сейсмофациальна характеристика тіла і вміщуючих відкладів	Типи шаруватості. Органічні залишки	Гранулометрична фациально-динамічна характеристика	Типи кривих ГДС		Криві гама-спектрометрії	Будова резервуару	Фазовий стан покладів
						ГК (ПС)	АК			
1	алювіальний русловий (ерозійні останці палеодолин)				 So (V ₀ , Q ₀) 2,0-3,5			 5-25 м 25-80 м (білий)	 19% 25% 60%	
2	рукаво-подібний (дельтові протоки, "каналові" пісковики)				 So 1,8-3,0			 1-20 м 5-25 м 5-30 м		
3	аккумулятивний підводно-дельтовий ("пальцеподібні, сіркоподібні" бари)				 So 1,2-2,0			 25-50 м 10-30 м		
4	гирловий баровий				 So 1,2-2,2			 30-40 м 15-20 м	 19% 25% 60%	
5	"вузловий" морський течії				 So 1,5-2,5			 5-10 м 40-60 м		
6	конуси виносу, алювіальні виноси в морській депресії				 So 3,0-3,5			 10-30 м 15-50 м 20-40 м		
7	бар'єрно-баровий				 So 0,9-1,5			 0,5-5 м 10-30 м 2-5 м	 5% 80% 45%	
8	пляжево-баровий				 So 0,8-1,2			 12-24 м		
9	морський течії				 So 1,2-2,0			 10-20 м	 20% 80%	
10	контуритовий ("контурні" морські течії)				 So 1,5-2,5			 5-20 м 10-20 м		
11	турбідний каньйоновий				 So > 5,0			 0,5-10 м 20-50 м	 5% 20% 75%	
12	підводно-зсувний				 So > 5,0			 10-30 м 20-80 м (білий)		

Основні морфогенетичні типи нафтогазоносних теригенних тіл (за О.Ю. Лукіним)

токи та прируслові вали), *піщані острови*, «*пальцеподібні бари*» (*bar-fingers*), *підводно-дельтові* (покривні піщані відклади дельтового обрамлення, гирлові бари, конуси виносу), *прибережно-морські позадельтові* (пляжі, бар'єрні та інші прибережні бари, тамболо, ПТ уздовж берегових течій), *шельфові* (піщані та алевритові вали приливних течій), *депресійні* (турбідити та конуси їх виносу, контурити, підводні зсуви — значною мірою відображує зональність розповсюдження ЛСК-пасток), що відповідає зростанню палеоглибин седиментаційного басейну.

Нафтогазоносні ПТ надр України мають властивості усього вказаного фаціального ряду. Але ступінь нафтогазогеологічної і седиментологічної вивченості різних регіонів та їх сегментів варіює в дуже великих межах. Тому з метою підготовки геолого-геофізичної основи для створення методики визначення зон концентрування пасток в ПТ і виділення в їх межах прогнозно-пошукових об'єктів опорними полігонами нами були обрані нижньокам'яновугільні нафтогазові комплекси (НГК) в певних районах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Місця розташування опорних полігонів характеризуються широкими формаційними (практично весь діапазон *геоформацій* і *фацій*), стратиграфічними (*докембрій — юра*) глибинними (0,5—6,5 км) та фазово-геохімічними (від «сухих» метанових газів до вуглеводневих систем критичного стану, від конденсатів до важких нафт і бітумів) діапазонами нафтогазоносності. Водночас вони належать до найбільш геологічно вивченого нафтогазоносного регіону земної кулі.

НАЙПЕРСПЕКТИВНІШІ МОРФОГЕНЕТИЧНІ ТИПИ ЛСК-ПАСТОК В ТЕРИГЕННИХ ФОРМАЦІЯХ

Практика пошуків нафтових і газових покладів в ЛСК-пастках свідчить, що останні контролюються певними генетичними типами зон (ареалів, ділянок) виклинювання колекторів. Тектонічні особливості ДДЗ (складний рельєф ерозійно-тектонічної поверхні докемб-

рійського фундаменту, інтенсивна соляна тектоніка, різноманіття локальних структур і факторів тектонічного екранування) сприяли різноманітності форм комбінування.

Для серпухівського і верхньовізейського (окського) (XII і XI м.-ф. г.) комплексів основні перспективи нафтогазоносності пов'язані з різноманітними мілководно- і прибережно-морськими, авандельтовими акумулятивними ПТ. Трансгресивні піщані відклади представлені малопотужними, добре витриманими пластами, ускладненими різноманітними акумулятивними формами, власне акумулятивними тілами (бар'єрні і узбережні бари та пляжі). Регресивні піщані відклади представлені як пластовими, так і лінзовидними акумулятивними тілами, різноманітними за морфологією. Характерна переривчаста (лусковидна, будинкоподібна) побудова регресивних пачок, рідше — добре витримана стрічкоподібна зона, що маркірує древні узбережні лінії. Відмінності між трансгресивними і регресивними морськими теригенними відкладами знаходять своє відображення в закономірностях розподілу скупчень ВВ у розрізі, включаючи фазово-геохімічну їх диференціацію, запаси і кількість покладів нафти, конденсату і газу.

Для верхньовізейського і верхньотульського (XIIа м.-ф.г.) комплексів основні перспективи слід пов'язувати як з акумулятивними ПТ вищевказаних типів, так і з літолого-стратиграфічними пастками, утвореними різними типами виклинювання пісковиків.

У турнейському і нижньовізейському теригенних комплексах, що характеризуються великою роллю алювіально-наземнодельтових седиментацій, виклинювання яких пов'язані з різноманітними типами пасток.

Надзвичайно перспективним типом пасток в теригенних комплексах нижнього карбону (а також верхнього девону) є ВПАТ [5]. З ними пов'язані великі внутрішньочохольні структури, які здатні контролювати великі промислові скупчення ВВ і на відміну від елементарних ПТ можуть картуватися сейсморозвідкою.

Усі вони формуються внаслідок осадження уламкового матеріалу під час розтікання потоку (річки, дельтової протоки, течії та ін.) при впаданні його у «відстійний» басейн (лагуну, море, западину морського дна, ділянку розширення депресійної зони та ін.). Така палеогідрологічна спільність цих різноманітних за літолого-фаціальною приналежністю тіл обумовлює значну схожість їх за морфологією і структурно-текстурними особливостями.

Нафтогазонасність усіх вищевказаних седиментаційно-палеогеоморфологічних форм доведена у межах різноманітних локальних структур. Що стосується неантиклінальних умов, то промислова нафтогазонасненість відповідних пасток поки що встановлена лише для деяких з них.

**ЗОНАЛЬНИЙ ТА ЛОКАЛЬНИЙ ПРОГНОЗИ
НАФТОГАЗОНАСНОСТІ ТЕРИГЕННИХ
НИЖНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ У МЕЖАХ
НАЙБІЛЬШ ПЕРСПЕКТИВНИХ РАЙОНІВ ДДЗ
І ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРШОЧЕРГОВИХ ПОШУКОВИХ
ОБ'ЄКТІВ, ПОВ'ЯЗАНИХ З ПІЩАНИМИ ТІЛАМИ**

Турнейський теригенний НГК

Палеотектонічні (розподіл загальних потужностей) і седиментаційні особливості цього НГК узгоджуються з літолого-фаціальними і зонально-палеогеографічними особливостями турнейських відкладів. Максимальні потужності турнейського НГК встановлені бурінням на обрамленні найбільш зануреної області центральної частини ДДЗ (Рудівській (св. 6) і Кільцівській (св. 101) площі). За сейсмогеологічними даними в межах моноклінальних схилів приосьового грабену зосереджені ареали найбільших товщин турнейських відкладів. Мінімальні (до 50–150 м) товщини НГК спостерігаються в північно-західній частині і в південній прибортовій зоні ДДЗ. На захід від поперечної Ічнянської структурної зони і на основній частині північного борту турнейські відклади відсутні у зв'язку з низкою подальших регіональних розмивів (передвізейський, передтульський, передокський перерви).

Розподіл відсоткової піскуватості, що варіює від 80–100 до 0–20 %, контролюється співвідношенням алювіально-дельтової, прибережно- та депресійно-морської седиментацій. Максимальна піскуватість турнейського НГК у відсотках притаманна східному сегменту південної прибортової зони, де на Левенцівській, Голубівській, Решетилівській площах вона сягає 80–90 %. Підвищені (60–90 %) значення цього параметра відзначені також на окремих ділянках північної прибортової зони – як на крайньому сході (Коломійчихинська – 100 % піскуватості), так і в інших місцях (Тимофіївська, Великобубнівська та ін. – до 80–90 %).

Кількість піщаних пластів, що визначається складним характером взаємодії седиментаційно-палеогеографічного та структурно-тектонічного факторів, варіює від 0 (більша частина північного борту, окремі ділянки південного борту – Рейзерівська, Остапівсько-Білоцерківська, Крячківська, Чемерська площі, а також окремі «лакуни» в межах грабену – Харківцівська 16, Більська 470 та ін.) до 8–10 і більше. Так, на Сагайдацькій площі кількість турнейських пісковиків сягає 18, на Пролетарській – 12, на Слобідській, Софіївській, Горобіївській та ін. – 8–10 пластів.

Найбільш інформативною для визначення палеорусел, палеодельт і зон пляжево-барового опадонакопичення є сумарна потужність пісковиків [6]. Зокрема, її максимумами для турнейського НГК (до 120–140 м – на Михайлівській, Решетилівській, Логовиківській, Василівській, Журавківській та ін. площах) співпадають з лопатевими палеодельтами на низці ділянок в межах південної та північної прибортових зон, а також на північному заході ДДЗ. Складний характер взаємодії седиментаційно-палеогеографічних факторів транспортування і розподілу уламкового матеріалу із системою палеопідняття та палеодепресій в межах басейну осадконакопичення сприяв формуванню великої кількості ВПАТ [4, 3]. Вони створюють певні угруповання, наявність яких дає можливість визначити низку перспективних

ділянок. Нижче наведено перелік цих ділянок¹ та кількість об'єктів у них: Північно-Адамівсько-Шаповалівська — 2 об'єкти; Плісківсько-Ніконівська — 6; Монастирищенсько-Мільківська — 11; Мошківсько-Озерянська — 12; Макиївсько-Мехедівсько-Скоробогатківська — 16; Скороходівсько-Василівська — 13; Плужниківсько-Панасівська — 12; Шатравінсько-Валюхівсько-Рудівська — 10; Ярівсько-Матяшівська — 13; Колайдинцівсько-Ісачківська — 7; Тищенківсько-Мачуська — 14; Чапаївсько-Орчиківська — 13; Гавришівсько-Богатойсько-Орельська — 9; Римарівсько-Новотроїцька — 8; Качанівсько-Козіївська — 11.

Таким чином, для турнейського НГК визначено 15 ділянок першочергових досліджень, в межах яких визначено 157 прогнозно-пошукових об'єктів.

Єлхівсько-Радаївсько-Бобриківський (С₁v₁¹) НГК

Літолого-фаціальна характеристика цього НГК свідчить про широкий діапазон умов осадоконакопичення — від алювіальних до депресійно-морських. Максимальні потужності в окремих свердловинах сягають 250–400 м (Новомиколаївська, Чапаївська, Біличівська, Довжиківська та ін.), а за сейсмогеологічними даними перевищують 500–600 м в центральній частині ДДЗ. На моноклінальних схилах Воронезького масиву та Українського щита, а також в межах Чернігівсько-Брагінського виступу (Лоївсько-Брагінської сідловини) і північного заходу ДДЗ розпад цих відкладів контролюється ерозійним палеорельєфом, завдяки чому їх потужність варіює від 0 до 150–200 м, а параметри піскуватості визначаються значною мінливістю. Максимальний відсотковий вміст пісковиків (80–100 %) зосереджений в палеорухлах, а також наземно-дельтових протоках та гирлових барах. Це Шейківська, Південно-Граківська, Братешківська, Сорочинсь-

¹ Графічні матеріали з прив'язкою певних прогнозних моделей конкретних пошукових об'єктів в статті не наводяться, оскільки це є комерційною таємницею.

ка, Житна, Ладинська та низка інших площ в різних тектонічних зонах регіону. На деяких площах, що тяжіють до моноклінальних схилів центрального грабену (Катеринівська, Матяшівська, Волошківська, Голотовщанська та ін.), вмісти пісковиків знижується до 10 % і менше.

Ізолінії сумарної потужності пісковиків в цілому задовільно окреслюють ділянки палеорусел і палеодолин, сягаючи на деяких площах до 50–80 м (Хортицька, Бабчинська, Монастирищинська, Довжиківська та ін.), а місцями до 200 м (Чапаївська площа). Зниження цього параметра до 10 м і нижче (Іскрівська, Новотроїцька, Матяшівська, Великобубнівська, Берестівська, Калиновицька та ін.) пов'язане з міжрусловими ділянками і зонами депресійної седиментації. Кількість піщаних пластів варіює від 0–1 (Дружелюбівська, Бірюзівська, Богатойська, Качалівська, Новомиколаївська, Радченківська, Дащенківська, Щурівська, Роменська, Вертіївська та ін.) до 6–8 (Великобубнівська, Журавківська, Мринська) і 10–12 (Довжиківська, Кібінцівська, Руденківська та ін.). Природні угруповання ВПАТ дозволили обмежити такі перспективні ділянки з прогнозно-пошуковими об'єктами: Дмитрівсько-Роменська — 14 об'єктів; Софіївсько-Перекопівська — 15; Прилуцько-Східно-Озерянська — 9; Світлично-Логовиківська — 7; Яблунівсько-Тишківська — 9; Тимофіївсько-Качанівська — 6; Рибальсько-Бугруватівсько-Козіївська — 9; Шкурупіївсько-Решетняківська — 5; Солонцівсько-Кремянівська — 10; Личківсько-Затишненьська — 5.

Таким чином, для радаївсько-бобриківського (С₁v₁¹) НГК визначено всього 10 першочергових ділянок, в яких зосереджено 89 прогнозно-пошукових об'єктів.

Верхньотульський (С₁v₂¹) НГК

Цей НГК, що відповідає XII м.-ф. г., належить до найбільш визначних за своїми розвіданими запасами і прогнозними ресурсами. Його максимальні потужності (500–600 м)

розкриті свердловинами на площах центральної частині ДДЗ, сягаючи за сейсмогеологічними даними 800–900 м на її приосьових ділянках. На виступах фундаменту, окремих локальних структурах і на прирозломних ділянках прибортових зон потужність їх зменшується до 50 м — до повного виклинювання на бортах та деяких виступах в межах грабену. Слід відмітити, що і для даного НГК відношення між палеотектонічними (загальні потужності, тектонічна позиція відносно основних тектонічних структур різного порядку) і седиментаційно-палеогеографічними показниками мають складний неоднозначний характер. Це зокрема проявляється в неспівпадінні ділянок з екстремальними значеннями різних показників піскуватості.

Ділянки максимальної (70–100 %) піскуватості визначені на Радянській, Великобогачанській, Зачепілівській, Панасівській, Горобіївській, Радченківській площах. Водночас на таких площах, як Байракська, Валухівська, Виноградівська, Решетилівська, Августівська, Баранихінська, Біличівська та ін. спостерігається скорочення відсоткового вмісту пісковиків до 20–10 %. Максимальні сумарні потужності пісковиків (100–120 м) встановлені на Сорочинській, Перевозівській, Харківцівській, Янтарній та інших площах, а мінімальні (до 10 м) — на Крем'янківській, Сагайдацькій, Михайлівській, Ясенівській, Високопольській, Липоводолінській, Шумській та ін. На Перевозівській, Кошевойській, Олішніянській, Янтарній, Самойлівській, Зорківській та деяких інших площах кількість ПТ сягає 7–10 і навіть 15 (мінімальні — до 1–2 — визначені на Римарівській, Крем'янківській, Гоголівській, Шкурупіївській та ін.).

ВПАТ та інші прогнозно-пошукові об'єкти групуються в такі перспективні ділянки: Крапивнянсько-Західно-Августівська — 4 об'єкти; Мартинівсько-Тростянецька — 6; Прилуцько-Озерянська — 5; Матлахівсько-Валухівська — 7; Рубансько-Панасівська — 2; Олексинсько-Краснознаменська — 7; Савинківсько-Золоти-

хінська — 3; Свиридівсько-Рудівсько-Свистуньківська — 7; Мехедівсько-Біличівська — 2; Ісківцівсько-Ярівська — 3; Римарівсько-Новотроїцька — 3; Краснозаярсько-Бельська — 7; Чернечинсько-Радянсько-Рибальська — 16; Піонерсько-Котелівська — 3; Качалівсько-Сахалінська — 3; Скворцівсько-Караванівська — 4; Солохівсько-Опішніянська — 2; Яреськівсько-Родніково-Мачуська — 5; Лимансько-Горобцівська — 3; Чапаївсько-Руденківсько-Гупалівська — 7; Виноградівсько-Перещепинська — 6; Мажарівсько-Шандрівсько-Орельська — 4; Островерхівсько-Безлюдівська — 2; Коробочкінсько-Лебязинська — 2; Білозерсько-Південно-Граківська — 2; Шевченківсько-Іскрівська — 2; Дружелюбівсько-Шейківська — 3.

Таким чином, для даного НГК в межах регіону виділено 27 ділянок, що містять 120 прогнозно-пошукових об'єктів. Це суттєво більше, ніж для інших комплексів нижнього карбону, що підтверджує вищесказане про певні перспективи верхньотульського ($C_1v_2^1$, ХІа м.-ф. г.) НГК.

Верхньовізейський (окський) НГК

Фаціально-циклічний характер будови цього комплексу в сукупності з максимальним для нижньокам'яновугільних стратонів ДДЗ фаціальним діапазоном обумовлює найбільшу, порівняно з іншими НГК, кількість ПТ. Його загальна потужність в приосьовій зоні ДДЗ, згідно з сейсмогеологічними даними, сягає 1500–2000 м, а можливо і більше. Максимальні потужності за даними буріння (900–1200 м) встановлені на Близнюківській, Затишніянській, Шандрівській, Бучківській, Суходолівській, Бакумівській та інших площах у межах південного моноклінального схилу приосьового грабену. У межах останнього відклади цього комплексу розкриті глибоким бурінням на повну потужність лише в Срібніянській депресії, де його потужності сягають 400–700 м (Савинківська, Синяковщинська та ін.).

На відміну від комплексів, що залягають нижче, цей НГК користується більш широким

поширенням, перекриваючи на значних територіях моноклінальні схили Воронезького масиву і Українського щита, а також усі виступи фундаменту в грабені. Але параметри піскуватості, як і в нижчезалягаючих комплексах, варіюють в дуже широких межах. Так, відсотковий вміст пісковиків сягає від 40–60 % (Рейзерівська, Кобеляцька, Іскрівська, Лугівська, Бахмацька, Максаківська, Ковпитівська та ін.) до 10 % і менше (Кримська, Кармазинівська, Коробочкинська, Високопольська, Новомиколаївська, Хорольська, Краснозаводська, Ключниківська, Борківська, Чемерська та ін.).

Ізолінії сумарної потужності пісковиків досить чітко окреслюють зони інтенсивного формування морських акумулятивних тіл, а також лагуново-затокових і депресійно-морських глинистих фацій. Потужність сягає максимуму (40–60 м) на Остапівсько-Білоцерківській, Рейзерівській, Кобеляцькій, Ковпитівській, Лосинівській, Лугівській, Максаківській, Бахмацькій та інших площах, в той час як на Новотроїцькій, Більській, Вільшанській, Безлюдівській, Вертіївській, Чемерській, Борківській, Логовиківській, Гурбінцівській знижується до 10 м і менше.

Максимальна кількість піщаних пластів (15–20) визначена на Близнецівській, Островецькій, Сахалінській, Бугруватівській, Цимбалівській, Золотихінській, Ніконівській, Свистуньківській, Салогубівській та інших площах. Відповідно до закартованих ареалів підвищеної піскуватості визначені такі перспективні ділянки з ВПАТ, гирловими і прибережними барами: Великозагорівсько-Осинівська — 2 об'єкти; Софіївсько-Ярошівсько-Тростянецька — 8; Турутінсько-Плужниківська — 5; Скороходівсько-Герасимівська — 8; Слобідсько-Липоводолинська — 8; Олексинсько-Вільнівська — 5; Русанівсько-Римарівська — 5; Тимофіївсько-Качанівська — 6; Комишнянсько-Семиренківська — 4; Сорочинсько-Матяшівська — 3; Решетилівсько-Горобіївська — 5; Прокопенківсько-Радянська — 4; Бугруватівсько-Сахалінська — 12; Бельсько-Кисівська — 6; Сквор-

цівсько-Караванівська — 4; Харківсько-Безлюдівська — 1; Островецької-Платівська — 2; Коробочкінсько-Південно-Граківська — 3; Іскрівсько-Максальська — 2; Мажарівсько-Орільська — 3.

Всього для даного НГК виділено 20 ділянок, в межах яких визначено 95 прогнозно-пошукових об'єктів.

НИЖНЬОСЕРПУХІВСЬКИЙ НГК

За своїм літолого-фаціальним складом цей комплекс характеризується чіткою асиметрією латерального розподілу пісковиків, максимальний вміст яких тяжіє до південної прибортової зони. У північних частинах ДДЗ переважають глинисті відклади, а на північних околицях Донбасу — шельфові карбонати. Ця літолого-фаціальна асиметрія закономірно узгоджується з асиметричним розподілом загальних потужностей, що варіюють від 800–1000 м в південній прибортовій зоні і на південному моноклінальному схилі приосьового грабену (Руденківська, Мажарівська та ін.), 300–500 м — на території Срібнянської та Жданівської депресій (Свистуньківська, Краснозаводська та ін.) до 20–30 м і менше — на крайньому північному заході (Ушнянська, Гуньківська, Крячківська та ін.) і північному сході (Карайкозівська, Дружелюбівська та ін.) ДДЗ.

Враховуючи складний характер співвідношення палеотектонічних і седиментаційно-палеогеографічних факторів, слід підкреслити неоднорідність показників піскуватості. Мінімальна (0–10 %) піскуватість визначена на Андріяшівській, Дашенківській, Граківській, Дружелюбівській та інших площах. Максимальні піщані потужності пісковиків (до 150–200 м) спостерігаються на південному моноклінальному схилі приосьового грабену (Орельська, Шандрівська, Руденківська та ін.) в його центральній частині (Опішнянська та ін.). На Гупалівській, Кобеляцькій, Крем'янківській, Лиманській, Нурівській, Андріяшівській, Дашенківській, Кулешівській та інших площах цей показник зменшується до 10 м, а в східно-

північних частинах регіону — до 0. Найбільш чітким латеральним розподілом характеризується такий показник піскуватості, як кількість піщаних пластів. Зона їх максимальних значень (10—13) приурочена до смуги переходу від підвищеної прибортової зони до приосьового грабена (Руденківська, Гавришівська, Орельська, Рясківська, Котівська та ін. площі).

Значне поширення фацій піщаних відкладів дельтових проток у сполученні з певними палеотектонічними умовами (конседиментаційне зростання великої кількості локальних структур) сприяло формуванню низки ВПАТ, розподіл яких має дуже нерівномірний характер. Відповідно до їх просторових угруповань визначені такі перспективні ділянки з розташуванням прогнозно-пошукових об'єктів: Ярівсько-Гоголівська — 23 об'єкти; Окопівсько-Сагайдацька — 13; Шкурупіївсько-Решетняківська — 13; Руденківсько-Рясківська — 15; Суходолівсько-Катеринівська — 22; Гавришівсько-Іллічівська — 8; Бугруватівсько-Нарижнянська — 14; Сухівсько-Кисівська — 14; Черемушнянсько-Безлюдівсько-Білозерська — 8.

Таким чином, для нижньосерпухівського НГК визначено 9 ділянок, де зосереджено 130 об'єктів.

ВЕРХНЬОСЕРПУХІВСЬКИЙ НГК

Циклічна будова цього комплексу і широкий фаціальний діапазон його відкладів взагалі та уламкових порід зокрема обумовили порівняно високу кількість ПТ. Область його поширення суттєво скорочена порівняно з верхньовізейськими (окськими) відкладами завдяки передбашкирському розмиву. Його загальна потужність сягає 800—1000 м в приосьовій зоні грабена (Матвіївська, Кочубіївська, Опішнянська та ін. площі) і на його південному моноклінальному схилі (Радченківська, Семенцівська, Абазівська, Байрацька, Суходолівська, Октябрська, Шандрівська та ін.). На крайньому північному заході ДДЗ та на її бортах потужність скорочується до 50 м і менше. Крім того, суттєве (до 20—50 м) скорочення потуж-

ностей верхньосерпухівського НГК спостерігається на деяких локальних структурах, що характеризуються проявами інтенсивної конседиментаційної соляної тектоніки (Рибальська, Валюхівська та ін.). Останній фактор дуже інтенсивно впливає на розподіл піскуватості, що разом з регіональними і зональними закономірностями має багато локальних ускладнень. Це в першу чергу стосується відсоткового вмісту піскуватості. Найбільші сумарні потужності піщаних пластів (до 150—200 м) визначені на Шевченківській, Іскрівській, Кочубіївській, Матвіївській площах. На низці площ, розташованих переважно в прирозломній частині північної прибортової зони і на північному борті (Старопокрівська, Бутівська, Турутінська та ін.), а також в інших тектонічних зонах (Плужниківська, Окопівська, Ступаківська та ін.) цей показник зменшується до 10—0 м. Дуже складний характер розподілу кількості піщаних пластів: на Зміївській, Коробочкінській, Нарижнянській, Опішнянській, Радченківській, Чижівській, Осипівській та інших площах, розташованих в різних тектонічних зонах, цей показник сягає 15—20, тоді як на Турівській, Краснооскольській, Берестовецькій, Великозагорівській, Кошелівській, Горобіївській та інших площах він знижується до 1—0.

Складний характер просторового розподілу піскуватості відбивається у низці угруповань ВПАТ, з картуванням яких пов'язані вказані нижче перспективні ділянки, де розташовані прогнозно-пошукові об'єкти: Середняківсько-Панасівсько-Римарівська — 12 об'єктів; Ярівсько-Свистуньківсько-Перевозівсько-Комишнянська — 12; Матяшівсько-Семиренківсько-Матвіївсько-Байрацька — 18; Кібінцівсько-Тищенківська — 11; Родниківсько-Абазівсько-Октябрська — 24; Шкурупіївсько-Решетняківська — 12; Руденківсько-Перещепинська — 19; Бучківсько-Затишнянська — 7; Богатойсько-Орельська — 9; Ленківсько-Буднівсько-Пірківська — 12; Тростянецько-Караванівсько-Рибальсько-Коломацька — 39; Без-

людівсько-Іскрівська — 1; Островецько-Валюхівська — 8; Шуринівсько-Зміївська — 6; Дружелюбівсько-Макіївська — 10.

Таким чином, для верхньосерпухівського НГК визначено 15 ділянок, в яких зосереджено 210 прогнозно-пошукових об'єктів.

Усього в межах 107-ї перспективних ділянок ДДЗ визначено 840 прогнозно-пошукових об'єктів, а загальна їх кількість складає понад 1000, кожен з яких характеризується наявністю кількох елементарних резервуарів. Це дозволяє розглядати пошуки скупчень природних вуглеводнів в ПТ як важливий напрям геологорозвідувальних робіт у Східному регіоні України. Є також великі перспективи по утворюванню ПТ у Західному і південному регіонах.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Лукин О.Ю.* Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння // Вісник НАНУ. — 2008. — № 4. — С. 56–67.
2. *Лукин О.Ю.* Газові ресурси України: сучасний стан і перспективи освоєння // Вісник НАНУ. — 2011. — № 5. — С. 40–48.
3. *Лукин А.Е.* Литогенетические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. — К.: Наук. думка, 1997. — 224 с.
4. *Лукин А.Е., Кривошеев В.Т., Ларченков А.А.* Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами // Сов. геология. — 1987. — № 10. — С. 39–45; 47.
5. *Высочанский И.В., Галабуда Н.И., Фильштинский Л.Е.* Структуры-ловушки нефти и газа на моноклиналиях: Препр. / АН Украины, Ин-т. Геол. и геох. горючих ископаемых; 89-6. — Львов, 1989. — 56 с.
6. *Лукин А.Е.* О перспективах нефтегазоносности эрозийных форм палеорельефа в Днепровско-Донецкой впадине // Геология и нефтегазоносность западных областей европейской части СССР. — М.: Недра, 1974. — С. 79–84.

*А.Е. Лукин, П.М. Коржнев,
А.Д. Науменко, Е.П. Олейник*

ПОИСК НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ РАЗЛИЧНОГО ГЕНЕЗИСА

Доказано, что литологические, геохимические и промыслово-геофизические данные, полученные при бурении скважин, дают возможность фациальной диагностики осадочных комплексов. Впервые описана непосредственная связь фациально обусловленного морфогенетического типа песчаных тел с многослойной моделью природного углеводородного резервуара. Приведены результаты зонального и локального прогноза месторождений углеводородов в песчаных телах нижнекаменноугольных нефтегазоносных комплексов в пределах отдельных районов Днепровско-Донецкой впадины.

Ключевые слова: нефтегазоносность, песчаные тела, кластерные группировки.

*A.E. Lukin, P.M. Korschnev,
A.D. Naumenko, O.P. Olyinik*

NEW HYDROCARBON DEPOSITS INVESTIGATIONS IN SANDSTONES COLLECTORS OF DIFFERENT GENESIS

It is proved that the lithological, geochemical and geophysical data (obtained during drilling) enable facial diagnostic of sedimentary complexes. For the first time a direct relationship between facial morphogenetic types of sand bodies and multilayered model of natural hydrocarbon reservoir is described. The results of the zoned and local prediction of hydrocarbon deposits in sand bodies of lower carboniferous oil and gas bearing complexes within single regions of the Dnieper-Donets basin are presented.

Key words: oil and gas bearing, sand body, cluster groups.

Стаття надійшла до редакції 04.05.12