



УДК 553.98(477)

© 2011

В. В. Гладун

Перспективи нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької газонафтоносною області

(Представлено академіком НАН України П. Ф. Гожиком)

На сьогодні Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область (ДДГНО) — провідний газонафтовидобувний регіон України, що нараховує: 11 продуктивних та 4 перспективних райони; 8 продуктивних комплексів; 5319,0 млн т умовного палива (у.п.), з яких 2302,3 млн т у.п. нерозвіданих ресурсів категорій С₃+Д. Ступінь освоєності ресурсної бази ДДГНО станом на 01.01.2004 р. — 57%, на 01.01.2008 р. — 58%. Основний залишковий вуглеводневий потенціал пов'язаний з Глинсько-Солохівським, Талалаївсько-Рибальським і Північнобортзовим районами ДДГНО. Виділені райони, комплекси складають фундамент для розширення і швидкого освоєння нафтогазового потенціалу ДДГНО.

Нафтогазовий потенціал України сконцентровано у трьох нафтогазоносних регіонах — Південному, Західному та Східному: в перших двох — промисловий видобуток вуглеводневої сировини проводиться вже понад сторіччя, в останньому — близько 60 років, але всі вони мають ще достатній залишковий потенціал для успішного проведення пошуково-розвідувальних робіт. Загалом вуглеводнева ресурсна база цих регіонів України, згідно з даними останньої кількісної оцінки станом на 01.01.2004 р., нараховує 9322,7 млн т умовного палива (у.п.). Найбільша частка (57%) початкових сумарних ресурсів (ПСР) належить Східному регіону.

Східний регіон — Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область (ДДГНО) серед нафтогазоносних регіонів України є наймолодшим за часом відкриття родовищ вуглеводнів (ВВ) і найзначнішим за величиною ПСР та розвіданих запасів [1–7]. За нафтогазогеологічним районуванням 2010 р. у межах ДДГНО нами виділено 11 продуктивних районів, з яких 5 — газонаосних (ГР), 1 — газонафтоноосний (ГНР), 4 — нафтогазоносних (НГР), 1 — нафтоноосний (НР), та 4 перспективних райони (ПР). На сьогодні ДДГНО нараховує 8 продуктивних комплексів (ПК), з ними пов'язана промислова нафтогазоносність надр регіону: мезозойський (тріас, юра), нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, серпуховський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський, девонський та докембрійський фундаменти (див., наприклад, [1–3]). У мезозойському ПК, де відкрито

тільки 7 родовищ нафти і газу, всі початкові ресурси ВВ практично освоєні. За даними Чернігівського відділення УкрДГРІ, у ДДГНО станом на 01.01.2004 р. нараховувалося 5319,0 млн т у.п., з них — 2302,3 млн т у.п. нерозвіданих ресурсів категорій (далі — кат.) С₃ + Д. Ступінь освоєності ресурсної бази регіону становив 57%. Геолого-економічна оцінка структури нерозвіданої частини ресурсів ВВ у ДДГНО визначає 100%-у їх рентабельність для освоєння (Л.М. Кучма, В.М. Зав'ялов, Чернігівське відділення УкрДГРІ, 2007 р.).

У сучасний період (на 01.01.2008 р.), згідно з даними виконаного аналізу, в регіоні налічується 2248,4 млн т ВВ нерозвіданих ресурсів, ступінь освоєності ресурсної бази становив 58%. За чотири останні роки відбулася певна реалізація ресурсної бази ДДГНО, темпи якої за категоріями ресурсів: нагромаджений видобуток збільшився на 93,1 млн т у.п., запаси кат. А + В + С₁ зменшилися на 45,1 млн т за рахунок перенесення у видобуток або списання деякої частини запасів з переведенням у більш низькі категорії; запаси кат. С₂ зросли на 6,2 млн т у.п., ресурси кат. С₃ — на 13,5 млн т у.п. Відповідно зменшилися за цей період прогнозні ресурси — на 67,7 млн т у.п., які перейшли в більш високі категорії. У ДДГНО за ці роки відкрито 17 родовищ нафти і газу та прирощено 7,06 млн т нафти з конденсатом і 79,83 млрд м³ газу. Відтворення видобутку приростом запасів за 2006–2007 рр. у регіоні нафти з конденсатом становить 49%, газу вільного — 131%. Це свідчить про розширене відтворення газу або надійне забезпечення його видобутку приростом запасів, а також про недостатнє забезпечення такого по нафті з конденсатом у ДДГНО. ПСР розподілені таким чином: 35% з них належить нагромадженому видобутку, 18% — розвіданим запасам кат. А + В + С₁, 5% — запасам кат. С₂, 10% — перспективним ресурсам кат. С₃ й 32% — прогнозним ресурсам кат. Д.

У вуглеводневій ресурсній базі регіону істотно переважає газ вільний, запаси якого становлять 4388,5 млрд м³ (82%). Інша частина ПСР належить нафті — 516,8 млн т (10%), конденсату — 256,1 млн т (5%) і газу розчинному — 157,6 млрд м³ (3%).

За концентрацією нерозвіданих ресурсів чільне місце у регіоні посідає верхньовізейський комплекс — 32%, друге — турнейсько-нижньовізейський — 21%, третє — серпуховський — 17%; далі зазначені девонський і середньокам'яновугільний комплекси — 10 й 9% відповідно, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний — 8% й докембрійський — 3%. Таким чином, основний напрям геологорозвідувальних робіт (ГРР) на нафту і газ у регіоні пов'язаний з нижньокам'яновугільним мегакомплексом, насамперед з верхньовізейським продуктивним комплексом. На цей напрям у найближчі перспективи доцільно спрямувати ~80% обсягів глибокого буріння, з яких 60% — на відклади верхнього візе. За таких умов він здатний забезпечити 85–90% приростів запасів ВВ промислових категорій. Друге місце за величиною нерозвіданих ресурсів після комплексів нижнього карбону посідає девонський. Реалізація нерозвіданих ресурсів у ньому відбувається повільно, родовища не відкривалися вже близько десяти років. Середньокам'яновугільний комплекс знаходиться на третій позиції: за останні сім років у ньому відкрито 7 родовищ ВВ. Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс посідає за нерозвіданими ресурсами четверте місце. Станом на 01.01.2004 р. він був другим після комплексів нижнього карбону. Це спричинено активною реалізацією ресурсного потенціалу комплексу внаслідок розробки значних за запасами родовищ ВВ. Але перспективи нових відкриттів зазначений комплекс безумовно має. Зокрема, це підтверджується нещодавніми відкриттями низки нових родовищ ВВ, у т.ч. Кобзівського великого за запасами газоконденсату родовища. Очевидно, що нафтогазовий потенціал комплексу, незважаючи на значні відсотки його реалізації (88%), залишається ще чималим.

За глибинами до 5 км розподіл нерозвіданих ресурсів у регіоні суттєвих пріоритетів не виявляє: до 3 км — 17%, в інтервалі від 3 до 4 км — 22%, від 4 до 5 км — 19%, але з глибокими горизонтами (5–7 км) пов'язана істотна частка цих ресурсів — 42.

Результати аналізу ресурсної бази Східного регіону свідчать, що територіально основним залишковим вуглеводневим потенціалом (29% ресурсів) володіє Глинсько-Солохівський НГР, приурочений до центральної приосьової частини ДДГНО. Друге місце належить Талалаївсько-Рибальському НГР (північно-західна і центральна частина північної прибортової зони), де зосереджено 14% цього потенціалу, третє — району Північного борту (12%). Серед інших районів виділяються Машівсько-Шебелинський — центральна приосьова частина западини, Рябухінсько-Північноглубівський — північно-східна частина північної прибортової зони та Руденківсько-Пролетарський (3) — південна прибортова зона, де розміщено по 9% ресурсів відповідно. Такий розподіл нерозвіданої частини ПСР свідчить про територіальні пріоритети проведення ГРР у ДДГНО.

Фонд нафтогазоперспективних об'єктів регіону станом на 01.01.2008 р. кількісно налічував 139 структур, виявлених сейсмозвідкою, 86 — підготовлених до буріння і 108, що знаходяться у бурінні. Близько 60% виявлених і підготовлених структур фонду віднесено до пасток неантиклінального типу.

Перспективи нафтогазоносності ДДГНО за щільністю нерозвіданих ресурсів до глибини 7 км добре корелює з щільностями початкових ресурсів ВВ. Пріоритетні НГР: Талалаївсько-Рибальський, Глинсько-Солохівський, Руденківсько-Пролетарський, Рябухінсько-Північноглубівський. Фонові значення щільності ресурсів ВВ у перших чотирьох районах становлять 100–200 й 50–100 тис. т/км² у Машівсько-Шебелинському — 20–30 й 30–50 тис. т/км².

Реалізація ресурсного потенціалу відбувається як за рахунок розробки родовищ, які вже існують, так і за рахунок відкриття нових. За останнім показником найбільш успішним виглядає Північний борт. Тут за період 2004–2007 рр. відкрито 8 родовищ нафти і газу і вже 2 — у 2008 р. По два родовища за цей період відкрито у Талалаївсько-Рибальському, Глинсько-Солохівському, Руденківсько-Пролетарському і Красноріцькому районах. Тобто, за означеною позицією підтверджується розподіл щільності нерозвіданих ресурсів і пріоритетні райони.

За щільністю нерозвіданих ресурсів (кат. С₃ + Д, коди 333 ± 334) близько 50% території ДДГНО відноситься до **високоперспективних** (50–100, 100–200 тис. т/км²) і перспективних земель (20–30, 30–50 тис. т/км²). Головним чином це — Глинсько-Солохівський, Талалаївсько-Рибальський, Машівсько-Шебелинський, Руденківсько-Пролетарський та Рябухінсько-Північноглубівський НГР і центральна частина Північного борту [2].

Саме карта щільності нерозвіданих ресурсів є основою для обґрунтування напрямів ГРР як за територією, так і по всьому осадовому чохлау і фундаменту (“Карта фонду структур Східного газонафтоносного регіону України станом на 01.01.2010 р.”; “Карта просторового розміщення високоперспективних, перспективних та прогнозно-перспективних земель з концентрацією родовищ у ДДГНО станом на 2007 р.” [7]). У 2007 р. автори наукової публікації [2] вважали, що потенційні можливості ДДГНО дозволяють ще успішніше планувати тут активний розвиток ГРР і значні прирости запасів ВВ. Але, на їх думку, достатньо високий ступінь освоєння вуглеводневого ресурсного потенціалу ДДГНО (56,7%) зумовлює певне **зниження ефективності** ГРР (у “старих” нафтогазоносних регіонах максимум ефективності досягається за умови 15–25% вичерпання початкових ресурсів і не виходить за межі 30% їх освоєння): середній розмір запасів родовищ у ДДЗ зменшився у 5–6 разів.

Локальне підвищення ефективності, на думку авторів [2], може бути пов'язане переважно з відкриттям великих за запасами родовищ. Це, наприклад, відбулося в ДДГНО під час відкриття у 2002 р. великого за запасами Кобзівського газоконденсатного родовища. Основний напрям ГРР науковці [2] пов'язують з нижньокам'яновугільним мегакомплексом, насамперед з верхньовізейським продуктивним комплексом, на який вони пропонують спрямовувати 80% обсягів глибокого буріння, з яких 60% — на відклади верхнього візе. На друге місце станом на 2007 р. за величиною нерозвіданих ресурсів виходить нижньопермсько-кам'яновугільний комплекс [2], на відміну від девонського у попередній оцінці ресурсів.

У середньокам'яновугільному комплексі за останні п'ятнадцять років відкрито 11 родовищ ВВ. По девонському комплексу нерозвідані ресурси знижені на 10% порівняно з попередньою оцінкою (1993 р.) через низьку реалізацію ресурсного потенціалу: за останні п'ятнадцять років у ньому не відкрито жодного родовища. Цей комплекс, як і докембрійський, для подальшого успішного освоєння потребує додаткового вивчення регіональними роботами (насамперед параметричним бурінням) і цілеспрямованими науковими дослідженнями [2].

Ресурсна база НАК “Нафтогаз України”. Ресурсна база НАК “Нафтогаз України” у Східному регіоні суттєва й нараховує 3542,9 млн т у.п. або 67% від загальної по регіону. Територія діяльності підприємств компанії знаходиться практично в усіх нафтогазоносних районах ДДГНО.

У структурі вуглеводневої ресурсної бази компанії майже 50% належить нагромадженному видобутку, 24% — розвіданим запасам кат. А + В + С₁, 6% — запасам кат. С₂, 9% — перспективним ресурсам кат. С₃, 12% — прогнозним ресурсам кат. Д. Ступінь освоєння ресурсної бази НАК “Нафтогаз України” досягає 79%, що свідчить про необхідність нарощування перспективних територій та розрізу для зростання вуглеводневого ресурсного потенціалу компанії. Найбільшою ресурсною базою (49%) володіє нижньопермсько-верхньокам'яновугільний (Р₁ + С₃) комплекс — 1721,4 млн т у.п., що зумовлено концентрацією в останньому найзначніших за запасами родовищ ВВ, переважно газоконденсатних, у т.ч. унікального Шебелинського. Друге місце посідає верхньовізейський (С₁В₂) комплекс — 22% і 786,6 млн т. У ньому сконцентровано кілька великих і середніх за запасами родовищ ВАТ “Укрнафта” і значна кількість нерозвіданих ресурсів кат. С₃ + Д у.п. Третю-четверту позицію займають серпуховський (С₁с) та нижньовізейсько-турнейський (С₁В₁-т) комплекси нижнього карбону з близькими значеннями — 10% і 347,5 млн т у.п. та 9% і 330,8 млн т у.п. відповідно. Обидва комплекси мають хороші перспективи розвитку ГРР на нафту і газ. Зазначимо, що всі продуктивні комплекси регіону мають певні перспективи, крім мезозойського (МЗ), родовища якого майже відпрацьовані. Ступінь розвіданості основних продуктивних комплексів на території діяльності НАК також достатньо високий: нижньопермсько-верхньокам'яновугільного — 94%, верхньовізейського — 75%, серпуховського — 71%, дещо менший — нижньовізейсько-турнейського — 52%.

Перспективи розвитку робіт компанії пов'язуються головним чином з ще неосвоєним ресурсним потенціалом, який визначають ресурси кат. С₃ + Д. Вони нараховують 726,4 млн т у.п. і можуть упродовж певного періоду забезпечити успішність нафтогазопошукових робіт підприємствам компанії. Основний напрям ГРР на нафту і газ забезпечує нижньокам'яновугільний мегакомплекс (нижньовізейсько-турнейський, верхньовізейський і серпуховський комплекси), в якому зосереджено 63% нерозвіданих ресурсів. Дещо менші перспективи мають нижньопермсько-верхньокам'яновугільний — 15%, середньокам'яновугільний (С₂) — 10% й девонський (Д) — 9% — комплекси, тільки 3% припадає на кристалічний фундамент

(РЄ). З огляду на викладений розподіл доцільно спрямовувати й обсяги робіт, обґрунтовано зосереджуючи їх на площах з більшою щільністю нерозвіданих ресурсів у Талалаївсько-Рибальському, Глинсько-Солохівському, Машівсько-Шебелинському і Руденківсько-Пролетарському НГР, а також у межах Харківського мегаблока НГР Північного борту. З метою нарощування перспективних територій доцільно залучення до пошукового процесу району Південного борту та Північноголубівського і Співаківського НГР.

Як було зазначено, перспективи розвитку робіт компанії можуть обґрунтуватися нерозвіданою частиною ресурсів кат. $C_3 + D$ (571,8 млн т у.п.). Чільне місце з невеликим відривом у 24 млн т посідає нижньовізейсько-турнейський комплекс (23% ресурсів). За ним практично з однаковими величинами — 108 од. у.п. (по 19% ресурсів) — йдуть нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільний та верхньовізейський комплекси, далі — серпуховський і середньокам'яновугільний з 16 й 12% ресурсів відповідно. Ресурсний потенціал девону і фундаменту — разом близько 11%. Частка ПСР ВАТ “Укрнафта” у ресурсній базі Східного регіону становить 13% або 711,3 млн т у.п.: 46% належить нагромадженому видобутку, 25% — запасам кат. $A + B + C_1$, 7% — запасам кат. C_2 , 5% — ресурсам категорії C_3 , 17% — прогнозним ресурсам кат. D . Ступінь освоєння ресурсної бази ВАТ “Укрнафта” досягає 77%.

Перспективні можливості надр території діяльності підприємств НАК “Нафтогаз України” забезпечують стабільне відтворення запасів ВВ, що зумовлює можливість стабільного видобутку нафти і газу. Аналіз щорічного видобутку нафти з конденсатом і газу та приростів запасів у межах діяльності компанії свідчить про позитивну тенденцію відтворення видобутку газу приростом запасів впродовж останніх чотирьох років по ДК “Укргазвидобування”. Ці величини перевищують 100%, тому можна говорити про розширене відтворення приростом запасів. Позитивними є показники по газу й загалом по НАК. Відтворення видобутку нафти з конденсатом приростом запасів по ВАТ “Укрнафта” незадовільне. Так, за чотири окреслені роки ДК “Укргазвидобування” відкрито 10 родовищ ВВ і 32 нових поклади газу, тоді як ВАТ “Укрнафта” не відкрито жодного родовища, а лише всього 8 нових покладів ВВ.

Розподіл за нерозвіданими ресурсами (кат. $C_3 + D$), по продуктивних комплексах, глибині їх залягання в усіх районах ДДГНО станом на 01.01.2010 р. наступний: 1) Глинсько-Солохівський НГР; 2) Талалаївсько-Рибальський НГР; 3) Північнобортовий НГР; 4) Рябухінсько-Північноголубівський (Максальський) ГР; 5) Руденківсько-Пролетарський НГР; 6) Машівсько-Шебелинський ГНР (ГР); 7) Співаківський ГР; 8) Октябрсько-Лозівський ПР; 9) Південнобортовий ПР; 10) Монастирищенсько-Софіївський НР; 11) Кальміус-Бахмутський ГР; 12) Красноріцький ГР; 13) Антонівсько-Білоцерківський ПР; 14) Лисичанський ГР; 15) Чернігівсько-Брагінський ПР.

1. *Гладун В. В.* Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген. — Київ: Наук. думка, 2001. — 323 с.
2. *Гошовський С. В., Лукін О. Ю., Пригаріна Т. М.* Нафтогазовий потенціал Дніпровсько-Донецької западини та стратегія розвитку геологорозвідувальних робіт у регіоні: Зб. наук. праць. — Київ: УкрДГРІ, 2007. — № 2. — С. 16–21.
3. *Національна програма “Нафта і газ України до 2010 року”* / П. Ф. Шпак, Є. М. Довжок, Р. М. Окрепкий та ін. — Київ: Держнафтогазпром, 1993. — 63 с.
4. *Пригаріна Т. М., Лукін О. Ю., Кабишев Б. П. та ін.* Прогнозні ресурси вуглеводнів Східного нафтогазозного регіону // Нафт. і газ. пром-сть. — 2005. — № 1. — С. 15–18.
5. *Гладун В. В.* Нафтогазозні ресурси Східного регіону України та перспективи їх освоєння // Доп. НАН України. — 2006. — № 8. — С. 140–143.

6. *Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / За заг. ред. М. М. Іванюти, В. О. Феदिшина, Б. І. Денеги та ін. – Львів: “Центр Європи”, 1998. – Т. 1–3: Східний нафтогазоносний регіон. Т. 1. – 496 с.; Т. 2. – 924 с.; Т. 3. – 1024 с.*
7. *Багрий І. Д., Гладун В. В., Гожиж П. Ф., Крупський Б. Л., Клочко В. П., Почтаренко В. І., Бенько В. М., Знаменська Т. О., Дубосарський В. Р., Ліхван В. М., Шостак Т. А. Нафтогазоперспективні об’єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об’єктів Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області із застосуванням комплексу нетрадиційних приповерхневих методів досліджень / Відп. ред. В. М. Палій. – Київ: Воєнне вид-во України “Варта”, 2007. – 535 с.*

Інститут геологічних наук НАН України, Київ

Надійшло до редакції 18.01.2011

V. V. Hladun

Prospects for the oil-gas-bearing capacity of the Dnieper-Donets region

To date, the Dnieper-Donets gas-oil area is the leading oil-gas producing region of Ukraine (11 productive and 4 prospective areas, 8 productive complexes; 5319.0 million tons of conditional fuel, of which 2302.3 million tons of undiscovered resources of categories C3 + D. The degree of development of the resource base of the Dnieper-Donets gas-oil area as of 01.01.2004 was 57%, in 2008 – 58%. The main remaining hydrocarbon potential is associated with the Hlynsko-Solokhivske, Talalayivsko-Rybalske, and Pivnichnobortove oil-gas regions. The areas and complexes, which form the foundation for a rapid expansion and a development of the oil-gas potential of the Dnieper-Donets gas-oil area, are separated.