

ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗТАШУВАННЯ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНІВ ПІВНІЧНО-АМЕРИКАНСЬКОЇ ПЛАТФОРМИ

Г. С. Пономаренко

(Рекомендовано акад. НАН України О.Ю. Лукіним)

*Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: ntc@geolog.kiev.ua
Кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник, провідний науковий співробітник, в.о. заввідділу геології нафти і газу.*

Виконано оцінку стану ресурсної бази вуглеводнів Західного Внутрішнього і Пермського нафтогазоносних басейнів (НГБ) Північно-Американської платформи для подальшого порівняльного аналізу з НГБ Східно-Європейської платформи, зокрема Дніпровсько-Прип'ятським НГБ.
Ключові слова: вуглеводневі ресурси, нафтогазові басейни давніх платформ, Північна Америка.

REGULARITIES OF DISTRIBUTION OF RESOURCES IN THE OIL AND GAS BEARING BASINS OF THE NORTH-AMERICAN PLATFORM

G.S. Ponomarenko

(Recommended Acad. NAS of Ukraine O.Yu. Lukin)

*INSTITUTE of GEOLOGICAL SCIENCES of NATIONAL ACADEMY of SCIENCES of UKRAINE,
Kyiv, Ukraine, E-mail: ntc@geolog.kiev.ua
Candidate of geologo-mineralogical sciences, assistant Professor, Leading Research Scientist,
Acting Manager of Department of Petroleum Geology.*

The assessment of the state of the hydrocarbon resource base is carried out for the Western Inner and Permian Oil-and-Gas Bearing Basins (OGBBs) of the North-American Platform is carried out for the further comparative analysis with OGBBs of the East-European Platform, in part with the Dnieper-Pripyat OGBB.

Key words: hydrocarbon resources, oil and gas bearing basins of old platforms, North America.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ СЕВЕРО-АМЕРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Г. С. Пономаренко

(Рекомендовано акад. НАН Украины А.Е. Лукиным)

*Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: ntc@geolog.kiev.ua
Кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник, в.о. заввідділу геології нафти і газу.*

Выполнена оценка состояния ресурсной базы углеводородов Западного Внутреннего и Пермского нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Северо-Американской платформы для дальнейшего сравнительного анализа с НГБ Восточно-Европейской платформы, в частности Днепро-Припятским НГБ.

Ключевые слова: ресурсы углеводородов, нефтегазовые бассейны древних платформ, Северная Америка.

Вступ

У світі нараховується близько 670 осадових басейнів, серед яких промислові родовища нафти і газу відкриті в 250, а не менше 200 відносяться до перспективних. Платформні нафтогазоносні басейни (НГБ) становлять 65% загальної кількості НГБ світу. На частку давніх платформ припадає близько 50% НГБ. Станом на початок ХХІ ст. до палеозойських платформних комплексів приурочено близько 18 тис. нафтових родовищ з 30 тис. відомих. Серед 30 найбагатших на вуглеводневі ресурси НГБ, запаси яких перевищують 0,5 млрд т у.п., 22 розташовані у внутрішніх або окраїнних частинах платформ.

Платформні НГБ характеризуються максимальними стратиграфічним (докембрій – кайнозой), глибинним (від перших сотень метрів до 8-9 км і, очевидно, глибше), формаційним (усі відомі формаційні типи відкладів), фазово-геохімічним (бітуми – легкі нафти, газоконденсатні системи критичного стану – сухі метанові й кислі гази) діапазонами нафтогазоносності. Саме тому платформні НГБ є найбільш характерними модельними об'єктами для вивчення основних закономірностей онтогенезу вуглеводнів (ВВ).

Мета досліджень

Порівняльний аналіз виконано з метою вивчення закономірностей зосередження ресурсів нафти і газу в рифтогенних НГБ давніх платформ.

Методи досліджень

Детально проаналізовано стан ресурсної бази вуглеводневої сировини – структуру початкових потенційних ресурсів (обсяги накопиченого видобутку; розвіданих запасів і прогнозованих ресурсів; розподіл родовищ за глибинами залягання, стратиграфічною приуроченістю, фазовим станом ВВ тощо) у Західному Внутрішньому та Пермському НГБ для порівняння з Дніпровсько-Прип'ятським НГБ.

Вивчення однотипних за основними показниками нафтогазоносності рифтогенних басейнів Північно-Американської платформи (ПАП) виконано нами з урахуванням нових уявлень про тектонічні, формаційні й седиментаційні процеси, умови

формування та закономірності розміщення покладів, принципи нафтогазогеологічного районування, що є визначальними при оцінці величини ресурсів, розподілі їх у просторі й часі. Виявлення зон значних концентрацій ресурсів нафти і газу в межах кожного досліджуваного басейну ґрунтується на комплексному вивченні критеріїв прогнозування з урахуванням зміни їх розподілу по площі та у стратиграфічному розрізі.

Аналіз останніх досліджень

Для НГБ, як для відкритих історико-геологічних систем, характерна асиметрія в розподілі вуглеводневої речовини. Це спонукало дослідників до виявлення в них певних закономірностей, що мало сприяти оцінці потенційних ресурсів ще не вивчених або слабо досліджених осадових НГБ. В роботі В.Є. Хаїна, Б.О. Соколова [Хаїн, Соколов, 1986] констатується, що, незважаючи на значні успіхи в розвитку теоретичної нафтогазової геології за останній час, причини різкої вибіркості розташування родовищ нафти і газу в літосфері все ще не знаходять однозначного пояснення. У цьому напрямі було багато зроблено такими дослідниками, як І.М. Алієв, А.А. Бакиров, К. Бека, І.О. Брод, І.В. Висоцький, В.І. Висоцький, В.П. Гаврилов, Ю.М. Григоренко, Г.Х. Дікенштейн, М.К. Калінко, Г.Д. Клемме, К.М. Кравченко, С.П. Максимов, М.С. Моделевський, І.І. Нестеров, В.Б. Оленін, В.Ф. Раабен, В.А. Скоробогатов, Б.О. Соколов, В.Е. Хаїн, Г.Ф. Ульмішек, Н.Ю. Успенська, В.В. Глушко, Г.Н. Доленко, Б.П. Кабишев, О.Ю. Лукін, Б.Й. Маєвський, І.І. Чебаненко, П.Ф. Шпак, В.О. Краюшкін, М.І. Євдошук [Бакиров и др., 1979; Бека, Висоцький, 1976; Висоцький и др., 1990; Карта..., 1994; Моделевский и др., 1983; Нефтегазоносность..., 1993; Эволюция..., 1986; Хаїн, Соколов, 1986].

Результати досліджень

Давня Північно-Американська платформа – найбільший геотектонічний елемент Північної Америки, в межах якої знаходиться великий кристалічний Канадсько-Гренландський щит, а на південь від нього розташована плита Мідконтинент (Мідленд), до однойменних синекліз якої приурочені НГБ

Західний Внутрішній і Пермський (на території штатів Канзас, Оклахома, Міссурі, Техас і Нью-Мексіко).

Для складнопобудованого Пермського і латерально-гетерогенного Західного Внутрішнього, як і для Дніпровсько-Прип'ятського НГБ, на початковому етапі був характерний розвиток по типу рифтогенних структур. У Пермському НГБ розвідано понад 5150 нафтових і 580 газових родовищ, у Західному Внутрішньому – 4000 і 1200, відповідно. Нафтогазоносність тут пов'язана з теригенними і карбонатними колекторами пермі, пенсільванію, міссісіпію, кембро-ордовику та з корою вивітрювання докембрію. Пермський НГБ приурочений до величезної, сильно розчленованої по фундаменту мегавпадини. Кристалічний фундамент на більшій частині провінції занурений на глибини 1,0-4,0 км – Центральна зона підняття, склепіння Бенд, западина Мідленд та ін., а максимальне його занурення відмічається в прогинах Делавер та Вал-верде (6-12 км). Нафтові поклади приурочені до підняття фундаменту, западин та їх схилів.

Пермський НГБ між басейновими підняттями Учіто-Амарілло на півночі поєднується із Західним Внутрішнім, який пов'язаний з великою, різко асиметричною палеозойською западиною. Фундамент її занурюється з півночі на південь від 2,0 до 18-20 км. Північна та північно-східна частини НГБ є переважно нафтоносними (Центральноканзаське підняття синеклізи Форест-Сіті, Салайна та ін.), а південна (прогин Анадарко-Ардмо) – газоносна. Газоконденсатні і газові поклади розміщені головним чином на заході прогину.

Необхідно відмітити, що ці НГБ характеризуються різною за складністю геологічною будовою, а великі тектонічні елементи першого і другого порядків (западини, мегавали, прогини та ін.), що виділяються в їх межах, різко відрізняються один від одного стратиграфічною повнотою, потужністю і літолого-фаціальними особливостями навіть в межах одновікових осадових комплексів, що досить утруднює їх вивчення. Власне кажучи, у межах кожного великого тектонічного елемента НГБ, нафтогазоносною областю або великого нафтогазоносного району виявляються різні закономірності

зміни виділених у розрізі осадових утворень нафтогазоносних комплексів і приурочених до них продуктивних горизонтів.

З огляду на високий ступінь розвіданості ресурсів ВВ у досліджуваних НГБ можна припустити, що запропоновані далі системні моделі розподілу в них ВВ, а також обґрунтовані співвідношення ресурсів нафти й газу істотно не змінюються з часом. Тому для порівняння НГБ ми використали усі наявні дані [Перспективные..., 1974; Эдер, 2004; Вольский, 2001; Геолого-минералогическая..., 2000; Кадастр..., 1983], проте вони є коректними.

Порівняльний аналіз закономірностей розміщення ресурсів ВВ нафтогазоносних провінцій ПАП

Основна частина Західного Внутрішнього НГБ розташована на території штатів Оклахома і Канзас. Початкові сумарні ресурси НГБ становлять 2,5 млрд т нафти і близько 4 трлн м³ газу. Басейн має декілька ареалів нафтогазонакопичення. Із зоною Хьюгтон-Амарілло, яка об'єднує в основному газові родовища, пов'язується гігантське нафтогазове родовище в США – Панхандл-Хьюгтон. Початкові сумарні запаси цього родовища сягають 2 трлн м³ газу і 190 млн т нафти. До середини 1980-х років з нього вже було видобуто майже 140 млн т сировини. В зоні нафтогазонакопичення Південної Оклахоми містяться найкрупніші нафтові родовища басейну: Голден-Тренд (60 млн т) і Шо-Вел-Т-М (175 млн т). На сьогодні в Західному Внутрішньому НГБ виявлено понад 4000 нафтових і приблизно 1200 газових родовищ.

Згідно [Эдер, 2004], в 2003 р. сумарні видобувні запаси нафти штатів Оклахома і Канзас знаходились на рівні 143,4 млн т, що становить понад 56% усіх запасів Західного Внутрішнього басейну. В зв'язку з суттєвою виснаженістю ресурсної бази цього НГБ за останні 10 років цей показник скоротився на 20%.

Основний видобуток нафти на Середньому Заході припадає на Західний Внутрішній НГБ. У 2003 р. цей показник сягав тут близько 14 млн т, у тому числі в Оклахомі – 8,8 млн т, Канзасі – 5,1 млн т. Це перевищує 60% видобутку нафти в районі Середнього

Заходу. В 1992-2003 рр. зниження видобутку становило майже 36%. Сьогодні частка району у видобутку нафти в країні – близько 7%.

У межах **Західного Внутрішнього НГБ** скупчення ВВ приурочені до: склепінних підняттях докембрійського складчастого фундаменту (Центральний Канзас, Чоттоква, Семинол); внутрішньоплатформних западин фундаменту (Форест-Сіті, Салайна, Додж-Сіті); похованих підняттях складчастих споруд Учіто-Уошито; прилягаючих до них западин (Анадарко, Ардмор) і схилів (Арбокл, Учіто) [Высоцкий и др., 1990; Перспективные..., 1974].

У басейні досить чітко виявляється імерсійна вертикальна зональність у розподілі ВВ різного складу і фазового стану. Вивчення в басейні вертикального розподілу 6000 нафтових і газових покладів, які знаходяться в інтервалі глибин від декількох сотень метрів до 7,2 км, показало, що велика частина нафтових покладів припадає на інтервал 1-2 км [Моделевский и др., 1983; Кадастр..., 1983], де гранична глибина їх знаходження 4,9 км. Нижче нафтові поклади змінюються конденсатогазовими, а з глибини 5,8 км – газовими. Запаси нафти істотно скорочуються з глибини 4,9 км, запаси газу мають два максимуми: перший – в інтервалі від декількох сотень метрів до 2 км, другий – починаючи з глибини 4,5 км. Перший максимум обумовлений величезними запасами газу на родовищі Панхендл-Хьюгтон. Газ верхньої газогенної зони не зберігся в басейні в кількості порівняно з кількістю газу нижньої газогенної зони.

За обрахунками автора початкові доведені запаси: а) нафти і конденсату по інтервалах глибин розподіляються так (%): до 1 км – 52; 1-3 км – 40; 3-5 км – 5; понад 5 км – 3; б) газу: до 1 км – 55; 1-3 км – 32; 3-5 км – 9; понад 5 км – 4.

Поклади нафти і газу виявлені більш ніж у 40 піщаних і карбонатних горизонтах палеозойського розрізу. На родовищі Панхендл-Хьюгтон і на ряді родовищ Центральноканзаського підняття невеликі поклади відомі в тріщинуватих докембрійських гранітах і корі вивітрювання. Однак ці поклади, очевидно, пов'язані з міграцією по тріщинах з порід осадового чохла. Ос-

новні продуктивні горизонти приурочені до базальних теригенних відкладів пенсільванію і піщано-карбонатних порід ордовіку. Регіонально нафтогазоносними є кембрійсько-ордовицькі вапняки Арбокл, ордовицькі піщаники Уілкоккс і вапняки Вайола, силурійсько-девонські вапняки Хантон. Дуже поширені продуктивні горизонти також у міссісіпських і пенсільванських відкладах. Найбільше промислове значення мають мілководні пісковики Черокі, що сформувалися в руслах давніх річок у вигляді прибережних валів і шнуркових утворень, а також вапняки Канзас-Сіті і Ленсінг. На гігантському газовому родовищі Панхендл-Хьюгтон газоносні горизонти приурочені до вапняків і доломітів нижньої пермі, а теригенні фації пермських відкладів (пісковики Хой і Кайзнер) нафтоносні в прогині Ардмор і на схилах підняття Немаху.

Початкові потенційні геологічні ресурси ВВ розподіляються у стратиграфічному комплексі таким чином: до пенсільванію приурочено 37%, пермі – 22,1, середнього і верхнього ордовіку – 15,6, міссісіпію – 9,6, кембрію і нижнього ордовіку – 8,6, силуру і нижнього девону – 6,8, середнього і верхнього девону – 0,3, крейди – менше 0,01% (рис. 1).

Доказані і передбачувані запаси нафти приурочені до таких систем і відділів (у порядку значущості): пенсільванської – 42,9% (головним чином пісковик Черокі), середньоордовицького – 22,2 (пісковик Сімпсон), кембрійської і нижньоордовицького – 12,4 (Арбокл), міссісіпської – 10,5, пермської – 7,8 (карбонатні породи Вулфкемп), нижньодевонського і силурійської – 3,6 (Хантон), середньодевонського і крейдової. Велика частина доказаних запасів пов'язана з неглибоким шельфом Анадарко, прилягаючими западинами і з основними підняттями, такими, як склепіння Амарилло (родовище Панхендл), хребет Немаху – родовище Оклахома-Сіті, склепіння Семинол і підняття Сентрал-Канзас. До цих районів приурочено нарощування потенційних геологічних ресурсів.

Потенційні геологічні ресурси нафти також пов'язані з глибокими горизонтами у западині Анадарко і пошуками в таких відносно слабо розвіданих районах, як Не-

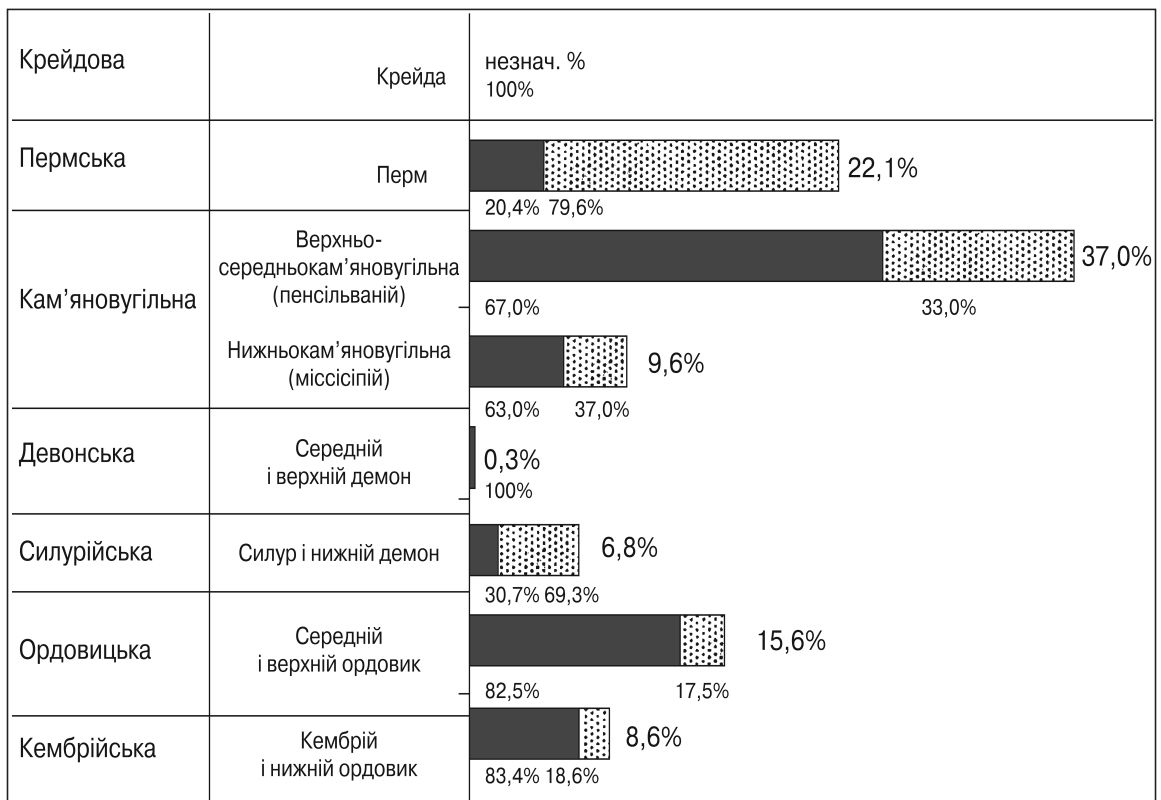


Рис. 1. Розподіл початкових сумарних ресурсів ВВ за стратиграфічними комплексами у Західному Внутрішньому НГБ

Fig. 1. Distribution of the initial total reserves of HCs in the stratigraphic complexes in the Western Inner Oil-Gas-Bearing Basin

браска. Найбільш важливими залишаються пенсільванські і середньоордовицькі колектори, однак відклади серії Хантон перевищують за своїм значенням Арбокл.

Доказані запаси природного газу були встановлені в межах неглибокого шельфу Анадарко і прилягаючих западин. Основними колекторами тут є карбонатні породи Вулфкемп (перм), піщаники і вапняки пенсільванського віку, середньоордовицькі піщаники і карбонатні породи (переважно попутний газ з горизонту Сімпсон), карбонатні породи міссісіпського віку (Честер), нижньодевонські і силурійські (Хантон), кембрійські і нижньоордовицькі (Арбокл, здебільшого попутний газ) і середньодевонські породи (попутний газ).

Потенційні ресурси газу пов'язані з такими колекторами (у порядку значущості): Хантон – 38%, пенсільванськими – 24,2, міссісіпськими – 17,8, кембрійськими і нижньоордовицькими – 10,8, середньоордовиць-

кими (Арбокл) – 6,1 і пермськими – 3,1%. Цей прогноз відбиває очікувані результати пошуків у глибоких западинах Анадарко та Аркома.

Значну кількість газових і газоконденсатних покладів склепінного типу було відкрито на глибинах понад 4,5 км у силурійських, девонських і кам'яновугільних відкладах у прогині Анадарко. У 1972 р. на газовому родовищі Бранер в інтервалі 7330-7482 м у карбонатних відкладах серії Хантон був виявлений найглибший поклад у світі. Усього до початку 1974 р. у басейні було відкрито близько 4350 нафтових і 1250 газових родовищ. Усього на території провінції відкрито 5000 нафтових і понад 1600 газових родовищ. На Панхендл-Хьюгтон запаси становлять 2 трлн м³ газу і 190 млн т нафти, на Шо-Вел-Там – 175 млн т, Оклахома-Сіті – 101 млн т, Бербанк – 73 млн т, Кешинг – 65 млн т, Голден-Тренд – 63 млн т, Хілтон – 47 млн т нафти.

У прогині Анадарко відомо 25 газових і конденсатогазових родовищ із запасами понад 200 млрд м³. Основні запаси газу пов'язані з глибинами понад 4,5 км; значна частина їх сконцентрована в родовищах Геджибай-Крік, Норт-Кастер-Сіті, Уошито-Крік, Аledo, Баффало-Уіллоу, Матерс-Ранч, розташованих на заході прогину. Газоносними є пісковики Морро і Спрингер ранньопенсільванського віку і вапняки Хантон. Кілька газових покладів відкрито у вапняках Хантон на глибинах 6283-6957 м (родовища Норт-Вост-Рейдон, Норт-Вест-Шайенн, Норт-Іст-Мейфілд, Мілс-Ранч). Серед газових родовищ з неглибокозалягаючими покладами (середня глибина 1290 м) виділяється Мокан-Лаверн (запаси 106 млрд м³).

Близько 69% доказаних запасів нафти зосереджено в пісковиках і приблизно 57% приурочено до стратиграфічних і літологічних пасток. Піщані колектори відіграють основну роль в Оклахомі, Панхендлі (Техас) і Небрасці, карбонатні колектори – у Канзасі і Міссурі. Хоча стратиграфічні і літологічні поклади переважають, половина відомих запасів Оклахоми приурочена до структурних пасток. Значення карбонатних колекторів стратиграфічних і літологічних покладів в Оклахомі зростає в міру поширення пошуків на більш глибокі ділянки западини Анадарко. Карбонатні колектори збережуть своє значення для Канзасу, оскільки його перспективи пов'язані переважно з допенсільванськими карбонатними породами.

Приблизно 63% доказаних видобувних запасів газу знаходиться в карбонатних колекторах: до стратиграфічних і літологічних пасток приурочено 84,7% запасів. Карбонатні колектори зберігають своє головне значення, оскільки потенційні ресурси пов'язані з допенсільванським карбонатним розрізом. Роль структурних пасток повинна зрости хоча б спочатку, оскільки велика частина потенційних ресурсів очікується в глибоких частинах западин Анадарко й Аркома на глибинах від 5180 м.

Західний Внутрішній НГБ є прикладом утворення скупчень нафти і газу в пастках досить різноманітних типів, характерних для конседиментаційних басейнів та їх активізованих частин (структурних і літо-

лого-стратиграфічних). Локальні структури північної частини Західного Внутрішнього НГБ представлені конседиментаційними куполами.

Основним типом пасток на родовищах, розташованих у західній частині басейну, між Центральноканзаським підняттям на півночі і прогином Анадарко на півдні, є літологічні, пов'язані з поліпшенням колекторських властивостей пенсільванських і пермських відкладів вверх по підняттю порід на фоні їх моноклінального залягання. У південній частині зони, на родовищі Панхендл-Хьюгтон, нафтові поклади приурочені до поверхні неузгодженого залягання літологічно різноманітних товщ пенсільванію на більш давніх відкладах. У зоні нафтогазонакопичення, пов'язаної з Центральноканзаським підняттям, всі родовища приурочені до поверхні неузгодження між кембро-ордовіцькими і пенсільванськими відкладами. З похованих карстових зон у доломітах Арбок, приурочених до зон вилуження безпосередньо під поверхнею неузгодження, видобувається близько половини всієї нафти штату Канзас.

На південному сході басейну, у межах похованого склепіння Чотоква і сідловини Семінол, родовища приурочені до лінзоподібних пісковиків пенсільванського віку і трансресивно залягають на кембро-ордовіцьких відкладах.

Потужні палеозойські відклади прогину Анадарко-Ардмор дислоковані в систему різко виражених, вузьких антиклінальних зон, витягнутих паралельно підняттю Учіто-Амарилло. У допермських відкладах зони мають блокову будову і різко неузгоджене перекриття залягаючими пермськими пологими шарами. Розвинуті тут асиметричні витягнуті антиклінальні пастки часто порушені розривами.

У цілому, по Західному Внутрішньому басейну щільність початкових геологічних ресурсів ВВ становить 24,5 тис. т у.п./км² і 14,3 тис. т у.п./км³; початкових видобувних ресурсів – 12,1 млн т у.п./км² і 7,1 тис. т у.п./км³. Накопичений видобуток ВВ [Моделевский и др., 1983] сягає 95,3%.

Пермський НГБ розташований на території західної частини штату Техас і південно-східної штату Нью-Мексіко. Початок освоєння – 20-ті роки XIX ст. Максимальний

видобуток було досягнуто в 1973 р. – 132 млн т рідких і 95 млрд м³ газоподібних ВВ. Накопичений видобуток оцінювався [Перспективные нефтегазоносные провинции Соединенных Штатов Америки, 1974] в 4,1 млрд т нафти і 2,3 трлн м³ газу, що становить [Геолого-минералогическая карта Мира, 2000] 86,2% від початкових сумарних ресурсів. Район Західного Техасу, площею 400 тис. км², є одним з найбагатших у світі із запасами близько 10 тис. т нафти і 6 млн м³ газу на 1 км². Основними родовищами, пов'язаними головним чином з пермськими, іноді пенсільванськими продуктивними товщами вапняків, є Йейтс, Уоссон, Скаррі, Слотер-Левеленд, Спраберрі-Тренд. Потужність осадового чохла в районі Західного Техасу сягає 8 км. Тут відкрито понад 6000 нафтових родовищ з початковими видобувними запасами близько 7000 млн т. В надрах НГБ нараховується 20,5 млрд т нафти (14 млрд т початкових доведених запасів і 6,5 млрд т потенційних). А початкові сумарні геологічні ресурси газу оцінені в 2,8 трлн м³. Нафтогазоносність басейну пов'язана передусім з середньою і нижньою частинами пермських відкладів, в яких зосереджено понад 70% усіх запасів нафти. Основний видобуток припадає на бар'єрний риф Пептен. Загалом, для басейну характерна значна щільність початкових геологічних ресурсів ВВ – 22,6 тис. т у. п. на 1 км², що значно перевищує щільність ресурсів решти басейнів ПАП. До початку 1980-х років у Пермському НГБ видобувалось близько 20% нафти США.

Палеозойські відклади **Пермського НГБ** у відносно неглибоких ділянках (Центральної платформи, склепіння Бенд, западини Мідленд) здебільшого нафтоносні.

Зони переважного газонакопичення пов'язані з глибокозалягаючими вапняками ордовіку западини Делавер і пермськими пісковиками Вал-Верде (підняття Центральне).

Для всього Пермського басейну характерний розвиток в основному однофазних систем (газових або нафтових), причому до глибини близько 4 км переважають нафтові поклади (понад 85% усіх покладів), нижче – конденсатогозові, а з глибин 5,2 км – газові. Початкові доказані запаси нафти і конденсату по інтервалах глибин розподіляються так (%): до 1 км – 20; 1-3 км – 60; 3-5 км – 17;

понад 5 км – 3; газу: до 1 км – 10; 1-3 км – 18; 3-5 км – 49; понад 5 км – 23. У Пермському басейні на глибинах 6-7 км зосереджено 22% усіх розвіданих запасів газу (переважно сухого метанового) і відкрито ряд найбільших родовищ. Поклади легкої нафти в цьому інтервалі глибин трапляються значно рідше, і запаси їх відносно невеликі – менше 4% усіх розвіданих запасів ВВ.

У Пермському басейні нараховується понад 30 продуктивних горизонтів, приурочених до відкладів усіх систем палеозою. Найбільш давніми є верхньокембрійські пісковики Хикорі і Вільбернс, нафтоносні в межах склепіння Бенд і „східного шельфу». Невеликі пластові склепінні поклади приурочені до склепін антиклінальних структур у тих випадках, коли ці пісковики перекриті післяордовіцькими відкладами. До п'яти продуктивних горизонтів виділяються в тріщинуватих кременистих доломітах нижнього ордовіку (Елленбергер). Вони нафтогазоносні на Центральному піднятті, у западинах Мідленд, Делавер і Вал-Верде в інтервалах глибин від 1,5 до 7 км. До цих відкладів приурочені найбільші газові родовища басейну Гомез і Локридж, розташовані в западині Делавер. Від трьох до п'яти продуктивних горизонтів відомо в карбонатно-теригенних відкладах середнього ордовіку (Сімпсон). Основними колекторами є пісковики, які містяться в глинах і вапняках, у межах Центрального підняття і западини Мідленд. У вапняках і доломітах силуру і девону відомі газові і газоконденсатні поклади в западині Вал-Верде та південній частині западини Делавер, а нафтові – на Центральному піднятті, у западинах Мідленд і на північній окраїні западини Делавер. У пенсільванських відкладах основні поклади виявлені в рифових масивах атола Хорсшу.

Близько 60% усіх запасів і видобутку нафти в Пермському басейні пов'язано з пермськими відкладами. У міжсолевих і підсолевих теригенно-карбонатних відкладах цього віку відомо понад 10 продуктивних горизонтів. Основний видобуток нафти припадає на бар'єрний риф Каптен (родовища Хендрик, Купер-Моньюмент, Івс та ін.).

Нафтогазоносність Пермського басейну пов'язана насамперед із середньою і нижньою частинами пермських відкладів. Ос-

танні містять понад 70% усіх запасів нафти басейну. Нафтогазоносними є вапняки, доломіти, пісковики. Друге місце за запасами нафти посідають пенсільванські вапняки. Нафтоносність більш давніх відкладів (вапняки і доломіти девону, силуру, верхнього ордовіку і кембрію, пісковики ордовіку і кембрію) і крейдових порівняно незначна. Для ордовіку (вапняки світи елленбергер) характерна висока газонасиченість на великих глибинах (понад 4500 м).

Початкові потенційні ресурси ВВ розподілені у розрізі так (%): у пермських відкладах – 56,8, у кам'яновугільних – 24,2, у силурійсько-девонських – 5,2, докембрійсько-ордовіцьких – 13,5 (рис. 2).

Велика частина родовищ нафти і газу Пермського басейну пов'язана з пологими брахіантикліналями, іноді з похованими ерозійними або рифовими виступами і мен-

шою мірою з монокліналями. Відповідно серед покладів нафти і газу виділяються пластові склепіння, масивні склепіння і літологічно екрановані, подекуди поклади інших типів. Початкові доказані запаси нафти і конденсату по типу пасток розподіляються так: 49% – структурні, 51% – неструктурні; по типу колекторів: 26% – теригенні, 74% – карбонатні. Початкові доказані запаси газу по типу пасток розподіляються таким чином: 56% – структурні, 44% – неструктурні; по типу колекторів: 20% – теригенні, 80% – карбонатні.

Пермський басейн у цілому характеризується значною щільністю запасів нафти (понад 45 тис. т/км² та від 4,5 до 84,7 тис. т/км³), що перевищує щільність запасів всіх інших басейнів ПАП, причому щільність у западинах (Делавер, Вал-Верде) більше, ніж на піднятті Центральної платформи.

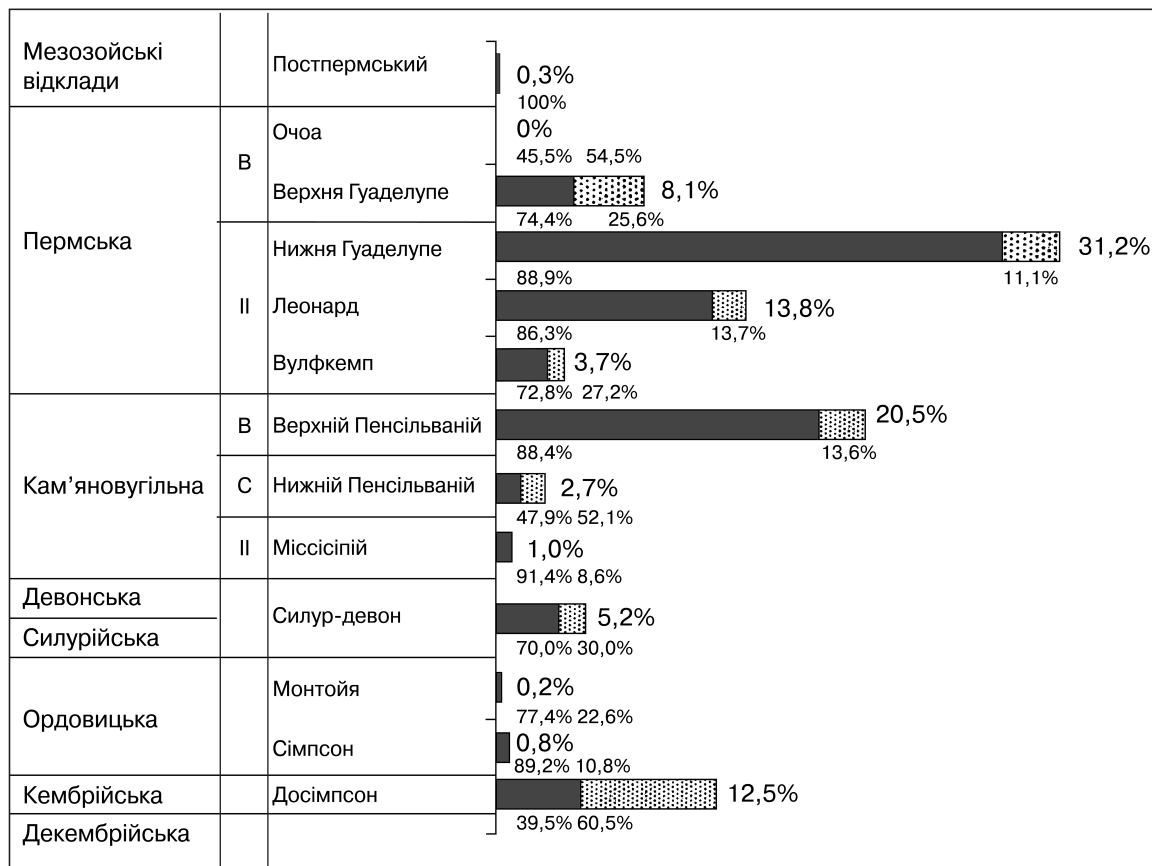


Рис. 2. Розподіл початкових сумарних ресурсів ВВ за стратиграфічними комплексами у Пермському НГБ

Fig. 2. Distribution of the initial total reserves of HCs in the stratigraphic complexes in the Permian Oil-Gas-Bearing Basin

Висновки

Проведений аналіз дає підстави стверджувати, що у розміщенні ВВ існує чітка зональність: глибинна, геоструктурна і літолого-стратиграфічна. До того ж простежується певна зональність розподілу ВВ різного фазового стану, тобто окремо нафти і газу. Головним чином і нафта, і газ зосереджені в інтервалі глибин від 1 до 3 км. Однак нижня границя залягання більш-менш значних скупчень нафти в палеозойських відкладах давніх платформ досягає глибин близько 4-4,5 км – на більших глибинах знаходяться переважно скупчення газоконденсату і газу [Моделевский и др., 1983; Геолого-минералогическая..., 2000].

Нижня генетична зона газогенерації за потужністю порівнюється з верхньою зоною газогенерації та головною зоною нафтогенерації і залежно від геотермічного градієнта є потужність 1,5-4 км. Глибинне положення цієї зони в сучасному розрізі Землі – 1,5-8 км і більше (у Західному Внутрішньому НГБ – 3,5-8 км, у Пермському – 4,5-7 км). Серед особливостей, що, ймовірно, обумовили високу нафтогазоносність Західного Внутрішнього і Пермського басейнів, необхідно виокремити такі.

Для обох цих басейнів характерним є те, що палеозойські відклади на відносно неглибоких ділянках переважно нафтоносні, а в занурених – здебільшого газоносні. До чинників, які обумовили високу нафтогазоносність цих басейнів (особливо Пермського), слід віднести: повторюваність горизонтів глибокозанурених материнських порід; близьке розташування западин і вис-

тупів фундаменту, зокрема рифових утворень, що являють собою багаті колектори; наявність поверхонь регіональних неузгоджень; високу якість покришок, зокрема евапоритів, регіонально залягаючих у верхній частині стратиграфічного розрізу; значні потужності основних нафтогазоносних комплексів; сприятливу геодинамічну обстановку.

У результаті виконаного порівняльного аналізу можна дійти висновку, що геологічні фактори, які обумовлюють нафтогазоносність, дуже різноманітні і численні. Крім того, є ще умови, які не враховані або ще не відомі. Однак досить чітко окреслюються певні основні закономірності. До найбільш визначальних факторів концентрації ресурсів ВВ у НГБ належать такі: сприятливі геотектонічні і геодинамічні умови; сприятливі палеогідрогеологічні, геохімічні, термобаричні умови; наявність регіональних геоструктурних елементів, придатних для розміщення в їх межах зон нафтогазонакопичення; наявність регіонально нафтогазоносних комплексів, представлених теригенними, карбонатними або змішаними (що найкраще) породами, та регіональних покришок.

В обох НГБ, як і в Дніпровсько-Прип'ятському, чітко простежується закономірне збільшення газоносності продуктивних комплексів із заглибленням фундаменту і зростанням потужностей осадового чохла. В районах відносно неглибокого залягання фундаменту (6-7 км) поклади рідких ВВ, починаючи з глибин 4,5-5,0 км і нижче по розрізу, змінюються газоконденсатними і газовими.

Список літератури / References

1. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1979. 456 с.

Bakirov A.A., Varentsov M.I., Bakirov E.A. Oil and gas provinces and regions of foreign countries. Moscow: Nedra, 1979. 456 p. (in Russian).

2. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1976. 592 с.

Beck K., Vysotsky I. Oil and gas geology. Moscow: Nedra, 1976. 592 p. (in Russian).

3. Вольский Э.Л., Новикова Л.И., Кабанчик Л.Я., Максимова И.Ф. Газовая промышленность

США. М.: ВНИИГАЗ, 2001. 150 с. (Информационно-аналитический обзор).

Volsky E.L., Novikova L.I., Kabanchik L.Y., Maximova I.F. The gas industry of the USA. Moscow : VNIIGAS 2011. 150 p. (Information-analytical review) (in Russian).

4. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1990. 406 с.

Vysotsky I.V., Vysotsky V.I., Olenin V.B. Oil and gas basins of foreign countries. Moscow: Nedra, 1990. 406 p. (in Russian).

5. *Геолого-минералогическая карта Мира*. 1:15 000 000. Объяснительная записка. Ч. 3. Нефтяные ресурсы континентов и транзиталей. Геолого-экономическая оценка / науч. ред. М.Д. Белонин, В.И. Назаров. СПб. : Изд-во СПб карт-фабрики ВСЕГЕИ, 2000. 70 с. (МПР России, РАН, ВНИГРИ).

Geological and mineralogical map of the World. 1:15 000 000. Explanatory note. Part 3. Oil resources of the continents and transitals. Geological and economic evaluation / Scientific eds: M.D. Belonin, V.I. Nazarov. St. Petersburg publishing: St. Petersburg VSEGEI, 2000. 70 p. (Ministry of Natural Resources of Russia, Russian Academy of Sciences, VNIIGRI) (in Russian).

6. *Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа* / науч. ред. Н.А. Калинин. Л.: Недра, 1983. Т. 1. 335 с.; Т. 2. 319 с.

Inventory of foreign countries with natural resources of oil and gas / Scientific ed. N.A. Kalinin. Leningrad: Nedra, 1983. T. 1. 335 p.; T. 2. 319 p. (in Russian).

7. *Карта нефтегазоносности Мира*. 1:15 000 000. Объяснительная записка / науч. ред. В.И. Высоцкий, Е.Н. Исаев, К.А. Клещев и др. М.: ВНИИзарубежгеология, 1994. 196 с. 15 л.

Map of oil and gas potential of the World. 1:15 000 000. Explanatory note / Scientific eds: V.I. Vysotsky, E.N. Isaev, K.A. Kleschev et al. Moscow: VNIIZarubezhgeologia, 1994. 196 p. 15 l (in Russian).

8. *Моделевский М.С., Гуревич Г.С., Хартуков Е.М.* Ресурсы нефти и газа и перспективы их освоения. М.: Недра, 1983. 224 с.

Modelevsky M.S., Gurevich G.S, Hartukov E.M. Gas and oil resources and perspectives for their development. Moscow: Nedra, 1983. 224 p. (in Russian).

9. *Нефтегазоносность* глубокопогруженных отложений Восточно-Европейской платформы / Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, М.И. Лоджевская и др. М.: Недра, 1993. 317 с.

Petroleum potential in deep sediments of the East-European platform / L.G. Kiryuhin, I.N. Kapustin, M.I. Lodzhevskaya and others. Moscow: Nedra, 1993. 317 p. (in Russian).

10. *Перспективные нефтегазоносные провинции Соединенных Штатов Америки* / под ред. И.Х. Крама. М.: Недра, 1974. 632 с.

Perspective oil and gas provinces of the United States of America / Ed. I.H. Krama. Moscow : Nedra, 1974. 632 p. (in Russian).

11. *Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран*. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка / под ред. И.В. Высоцкого. М.: Недра, 1976. 600 с.

Reference book of oil and gas deposits in foreign countries. Book 1. Europe. North and Central America / Ed. I.V. Vysotsky. Moscow: Nedra, 1976. 600 p. (in Russian).

12. *Эдер Л.В.* Региональная структура сырьевой базы и добычи нефти в США: современное состояние и прогноз до 2030 г. *Экономика и управление*. 2004. № 5-6. С. 86-91. (Минеральные ресурсы России).

Eder L.V., 2004. Regional structure of the resource base and production of oil in the USA: Current status and prognosis till 2030. *Economika i upravlenie*, № 5-6, P. 86-91, (Mineral Resources of Russia) (in Russian).

13. *Эволюция нефтегазообразования в истории Земли*: сб. науч. тр. / под ред. Еременко Н.А., Неручева С.Г., Соколова Б.А. М.: Наука, 1986. 222 с.

Evolution of oil and gas in the Earth's history: a collection of research papers / Ed. Eremenko N.A., Neruchev S.G., Sokolov B.A. Moscow: Nauka, 1986. 222 p. (in Russian).

14. *Хаин В.Е., Соколов Б.А.* Флюидодинамический анализ – новый этап развития учения о нефтегазоносности осадочных бассейнов. В кн.: *Флюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов*. М.: Наука, 1986. 16 с.

Hain V.E. Sokolov B.A. Fluid and dynamic analysis is a new stage in the development of the doctrine about oil and gas potencial of sedimentary basins. In: *Fluid dynamic factor in the tectonic and oil and gas of sedimentary basins*. Moscow: Nauka, 1986. 16 p. (in Russian).

Стаття надійшла
13.11.2013