

## **ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗПОДІЛУ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ У ПАЛЕОЗОЙСЬКИХ БАСЕЙНАХ ДАВНІХ ПЛАТФОРМ (ЗА ГЛИБИНАМИ)**

**Г.С. Пономаренко<sup>1</sup>, А.Б. Холодних<sup>2</sup>**

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

<sup>1</sup> *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. завіди́ду геології нафти і газу.*

<sup>2</sup> *Український державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ), Державне підприємство,  
E-mail: holodnuh@gmail.com Кандидат геологічних наук.*

Виконано порівняльний аналіз розподілу ресурсів вуглеводнів нафтогазоносних басейнів Північно-Американської та Східно-Європейської платформ (за глибинами).

*Ключові слова:* вуглеводневі ресурси, нафтогазові басейни давніх платформ, Східно-Європейська платформа, Північна Америка.

## **REGULARITIES OF HG RESOURCES DISTRIBUTION IN PALEOZOIC BASINS PLATFORMS (BY THEIR BEDDING DEPTHS)**

**G.S. Ponomarenko<sup>1</sup>, A.B. Holodnykh<sup>2</sup>**

*(Recommended by academic NAS Ukraine O.Yu. Lukin)*

<sup>1</sup> *Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: ntc@geolog.kiev.ua  
Candidate of geological-mineralogical sciences, assistant professor, leading research scientist,  
acting manager of department of petroleum geology.*

<sup>2</sup> *Ukrainian State Geological Research Institute (UkrSGRI), The State Enterprise.  
E-mail: holodnuh@gmail.com Candidate of geological sciences, chief of the sector.*

Comparative analysis of HC resources distribution of the North-American and East-European Platforms Paleozoic Basins is carried out (by their bedding depths).

*Key words:* hydrocarbon resources, oil-and gas-bearing basins of old platforms, East-European Platforms, North America.

## **ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ БАСЕЙНАХ ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ (ПО ГЛУБИНАМ)**

**Г.С. Пономаренко<sup>1</sup>, А.Б. Холодных<sup>2</sup>**

*(Рекомендовано акад. НАН України А.Ю. Лукиним)*

<sup>1</sup> *Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: ntc@geolog.kiev.ua  
Кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник, ведучий науковий  
співробітник, в.о. завед. геології нафти і газу.*

<sup>2</sup> *Український державний геологорозвідувальний інститут (УкрДГРІ), Державне підприємство,  
E-mail: holodnuh@gmail.com. Кандидат геологічних наук.*

Выполнен сравнительный анализ распределения ресурсов углеводородов нефтегазоносных бассейнов Северно-Американской и Восточно-Европейской платформ (по глубинам).

*Ключевые слова:* ресурсы углеводородов, нефтегазовые бассейны древних платформ, Восточно-Европейская платформа, Северная Америка.

## Вступ

Для ефективного прогнозування, пошуку та освоєння вуглеводневого потенціалу надр України важливо знати закономірності просторового розподілу скупчень вуглеводнів (ВВ), в тому числі і за глибинами їх розташування.

Перспективи нафтогазоносності в широкому діапазоні глибин підтверджуються бурінням глибоких та надглибоких свердловин у багатьох нафтогазоносних басейнах (НГБ) світу. Згідно з отриманими результатами, промислова нафтогазоносність сягає глибин 8-9 км. Загалом на глибину до 8 км у світі пробурено майже 10 тис. свердловин. На підставі даних буріння таких свердловин відбувається уточнення геологічної будови НГБ, вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) порід-колекторів, властивостей флюїдоупорів, термодинамічної та гідрогеологічної обстановок, що впливають на фазовий стан ВВ. Крім того, було підтверджено наявність надглибоких покладів (нафтових, газових, газоконденсатних та фазово-гетерогенних).

У понад 70 НГБ світу встановлені промислові поклади на глибинах понад 4 км. Зокрема, на глибинах 4,6-8,1 км розробляється близько 1 тис. родовищ. У 28 НГБ на глибинах понад 6 км відкрито майже 100 родовищ, серед яких є і родовища-гіганти.

Потужність осадового чохла понад 6 км мають близько 70% НГБ світу. Проте надглибокі свердловини (понад 6 км) пробурені не більше ніж у 20% НГБ. Тобто у світі існує лише кілька НГБ, у яких рівень вивчення глибоко занурених комплексів достатній для дослідження глибинної зональності у розподілі ВВ. Насамперед це рифтогенні (авлакогенні) прогини в межах докембрійських платформ – западина Делавер (Пермський НГБ), западина Анадарко і прогин Ардмор (Західний Внутрішній НГБ) Північно-Американської платформи та Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) Східно-Європейської.

## Мета досліджень

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

## Методи досліджень

Детально проаналізовано структуру початкових потенційних ресурсів вуглеводневої сировини – обсяги розвіданих запасів і прогнозованих ресурсів різного фазового стану за глибинами залягання у Дніпровсько-Донецькому НГБ для порівняння із Західним Внутрішнім і Пермським НГБ.

Вивчення однотипних за основними показниками нафтогазоносності рифтогенних басейнів Північно-Американської платформи 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.

З огляду на високий ступінь розвіданості ресурсів ВВ у досліджуваних НГБ можна припустити, що запропоновані нами моделі розподілу в них ВВ, а також співвідношення ресурсів нафти і газу істотно не змінюються з часом. Тому для коректного порівняльного аналізу ми використали усі наявні, однак не найновіші дані.

## Аналіз останніх досліджень

Вагомий внесок у вирішення проблеми виявлення промислових скупчень нафти і газу, в тому числі в широтному діапазоні глибин зробили такі дослідники, як І.М. Алієв, А.А. Бакіров, К. Бека, Й.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, В.М. Зав'ялова, Ю.О. Арсірій [Бакиров и др., 1979; Бека, Высоцкий, 1976; Высоцкий и др., 1990; Карта..., 1994; Моделевский и др., 1983; Нефтегазоносность..., 1993; Раабен, 1986; Особливості..., 2013; Лукін, 2005, 2007; Дем'яненко, 2001].

Виконані фундаментальні дослідження були спрямовані на вивчення умов газонафтоутворення і нафтогазонакопичення та з'ясування закономірностей розташування покладів в просторі та по розрізу в осадових товщах НГБ різного тектонотипу і віку залежно від конкретних геологічних і генетичних факторів.

Багато робіт, серед яких [Нефтегазоносность..., 1993; Перспективные..., 1974], присвячені вивченню перспектив нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів, питанню літології та колекторських властивостей колекторів і флюїдоупорів. Проте на часі залишається ще багато нез'ясованого щодо глибинної будови НГБ, механізмів утворення нафтидів та їх диференціації просторової та по розрізу, стратиграфічної і формаційної приуроченості, розподілу за фазово-геохімічним станом.

### **Результати досліджень**

Аналіз умов залягання ВВ на різних глибинах ДДЗ та перспектив їх освоєння показав, що найбільший видобуток нафти і газу припадає на глибини до 3 км. Глибше обсяги початкових, поточних і нерозвіданих ресурсів ВВ зменшуються. Наявні матеріали свідчать про перспективність освоєння більш глибоких горизонтів насамперед на глибинах 4-5 км як найбільш підготовлених для пошуків. При цьому особливої уваги заслуговують дослідження геологічної будови, тектонічних структур западини і колекторних властивостей.

З глибокозалягаючими нижньокам'яновугільними відкладами ДДЗ пов'язані основні перспективи її нафтогазоносності. В інтервалі глибин 4-7 км тут зосереджено близько 70% прогнозних запасів (станом на 01.01.2012 р.) [Гладун, 2012]. До продуктивних горизонтів нижнього карбону в інтервалі глибин 4,0-6,5 км приурочені 36 родовищ, включаючи такі великі за запасами, як Яблунівське, Рудівське, Скоробогатківське, Котелівсько-Березівське, Семенцівсько-Абазівське, Анастасіївське, Сахалінське та ін.

Отже, пошуки та розвідка покладів у глибокозалягаючих комплексах центральної та південно-східної частин ДДЗ належать до найбільш важливих напрямів геологорозвідувальних робіт на території України. Насамперед це стосується нижньокам'янову-

гільних комплексів центральної частини ДДЗ, де вони залягають в межах системи великих депресій (Срібнянська, Жданівська, Північноярошівська, Південносередняківська, Березівсько-Луцька, Шилівська, Ярошинська та ін.), що ускладнені похованими підняттями та облямовуються моноклінальними схилами.

Усього на початок XXI ст. в ДДЗ на глибинах понад 5 км були встановлені газоконденсатні поклади на 34 родовищах (Комишнянському – 5,9 км, гор. В-22; Західнохарківцівському – 5,7 км, гор. В-23); газовий поклад – на Перевозівському родовищі, 6,3 км, гор. В-25; нафтовий поклад – на Карайкорівському, 5,1 км, гор. С-5, Сухівському, 5,05 км, гор. Т-3 та інших родовищах).

Майже всі глибоко занурені поклади приурочені до нижнього карбону, переважно верхньовізейських, частково турнейських відкладів (нижня частина покладу на Яблунівському родовищі знаходиться в девонських відкладах).

Глибоке буріння ведеться на Солохівському і Комишнянському родовищах. З глибин близько 6 км отримані промислові припливи газу на Котелівському, Березівському родовищах. Проводиться глибоке буріння на Шебелинському, а також на нових площах – Кобзівській, Веселівській, Добренській, Західнокобзівській.

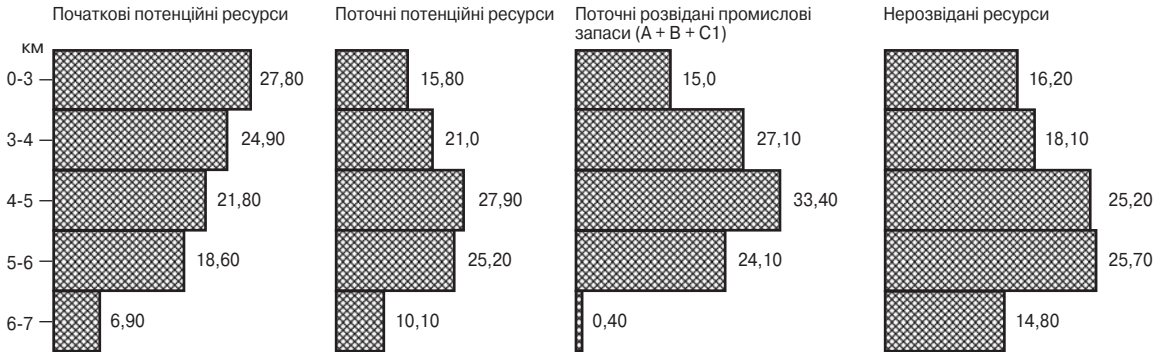
Згідно з [Дем'яненко, 2001], гіпсометрично регіональний поверх промислової нафтоносності приурочений до інтервалу глибин 1050-4722 м, з глибини 3700 м відбувається зменшення запасів нафтових покладів; для газоконденсатних покладів цей інтервал знаходиться в межах 1700-5625 м (зменшення запасів з глибини 5000 м); для покладів газу – інтервал поверху 1200-5500 м (скорочення запасів з глибини 5500 м).

Товщі осадових порід, що знаходяться нижче 4000 м, мають певні особливості геологічної будови та нафтогазоносності. Загалом, по розрізу умови збереження покладів погіршуються. Залежність між глибиною залягання нафтогазоносних комплексів і зміною їх параметрів і потенційних можливостей товщ має складний характер. Вона головним чином обумовлена наявністю зон і районів з різною тектонічною активністю, термобаричними, гідродинамічними і гідрохімічними палео і сучасними умовами,

потужністю і літологічним складом відкладів, проявами галокінезу і вулканізму тощо.

Обсяги початкових і нерозвіданих ресурсів та розвіданих запасів зменшуються з гли-

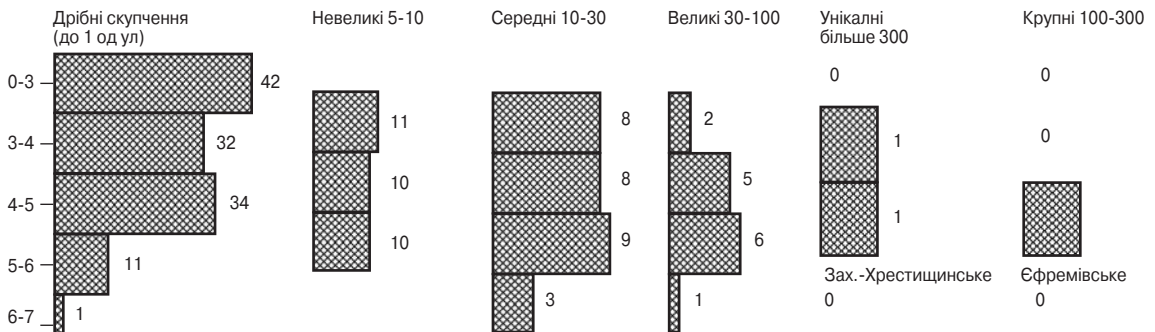
биною, що пояснюється низькою геологічною вивченістю та погіршеннями ФЄВ гранулярних первинних колекторів з глибиною, що ілюструють нижче наведені гістограми:



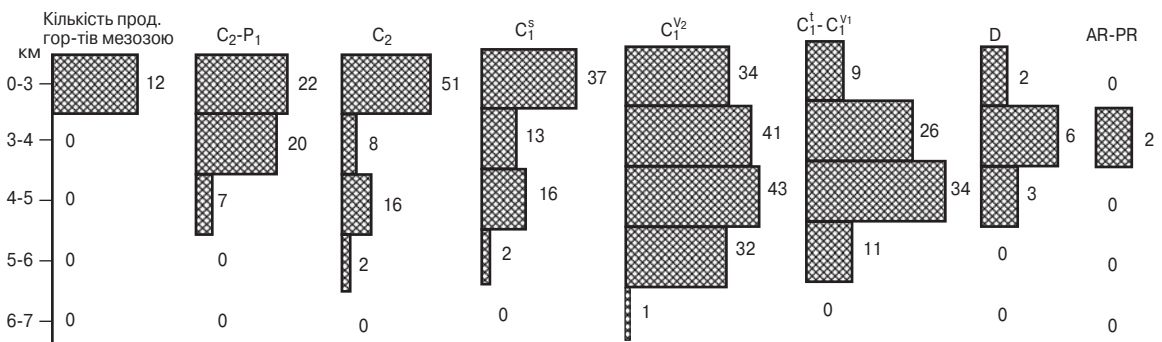
При розгляді глибоко занурених товщ осадових відкладів спостерігаються такі закономірності розподілу ВВ за обсягами запасів, фазовим станом тощо. Вниз по розрізу зменшується загальна кількість скупчень на глибинах 0-3 км – 96, 3-4 км – 79, 4-5 км – 80, 5-6 км – 29, 6-7 км – 1.

При розподілі скупчень ВВ за фазовим станом з глибиною спостерігається явне переважання газоконденсатних покладів.

Кількість продуктивних горизонтів по окремих нафтогазоносних комплексах у відповідних інтервалах глибин змінюється досить нерівномірно.



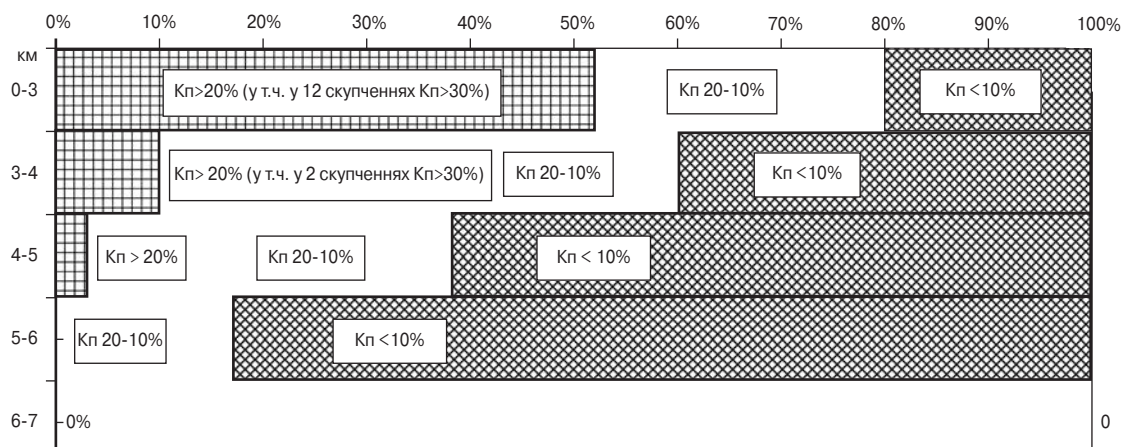
Мезозойський нафтогазоносний комплекс має 12 продуктивних горизонтів. Всі вони зосереджені в інтервалі глибин 0-3 км (тільки в Синівській мулді горизонт Т знаходиться на глибині 4 км).



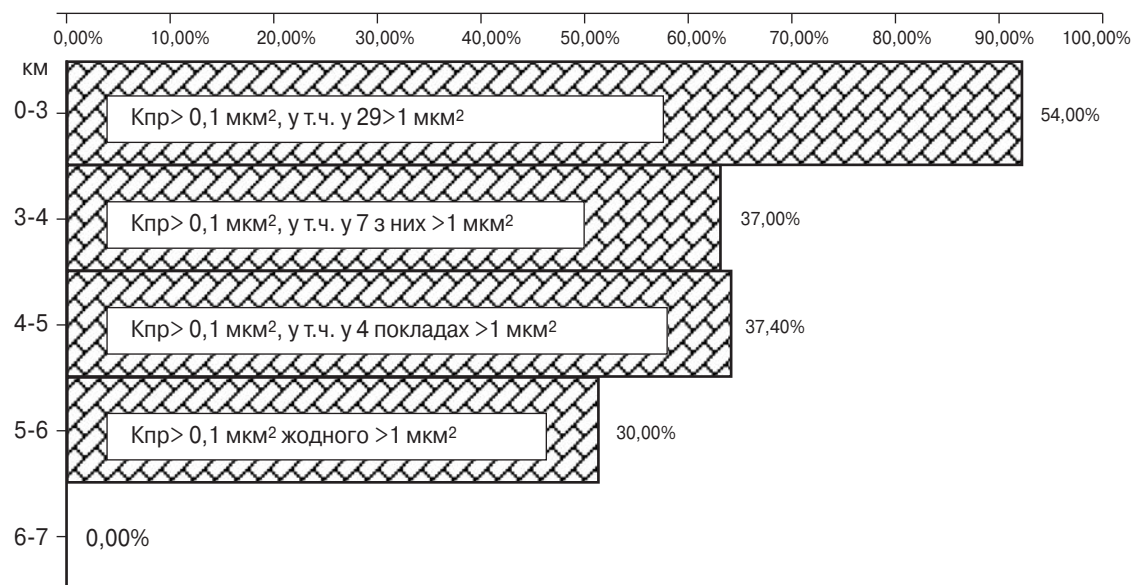
ФЄВ продуктивних горизонтів різного віку, загалом, погіршуються з глибиною.



Зміна пористості з глибиною в первинно-порових колекторах така:



Зміна проникності з глибиною має такий вигляд:



Ущільнення гранулярних колекторів, тобто погіршення їх ФЄВ, частково компенсується збільшенням тріщинуватості порід з глибиною. Це обумовлено їх високою дислокованістю та посиленням епігенетичних процесів, що сприяють формуванню вторинних колекторів. Особливу роль в утворенні нафтогазоносних резервуарів, за О.Ю. Лукіним, відіграють процеси глибинного галогенезу. В результаті прояву останніх може відбуватися компенсація зникнення у розрізі осадової товщі гранулярних колекторів у зонах найвищих стадій катагенезу.

При розподілі катагенетичних перетворень осадових порід простежується підвищення їх ступеня як з глибиною, так і з північного заходу на південний схід.

Щодо диференціації території регіону за фазовим станом ВВ, то на рівні 3 км нафтова і нафтогазоконденсатна зони охоплюють всю північно-західну частину, а також прибортові зони аж до Шевченківської структурної затоки на півночі і Голубівського родовища на півдні. Газоконденсатна зона у плані займає приосьову частину Дніпровського грабену, а на схід від лінії Безлюдівка – Голдоївка охоплює також прибортові та бортові частини западин (тобто простежується від Донбасу до східного замикання Жданівської депресії).

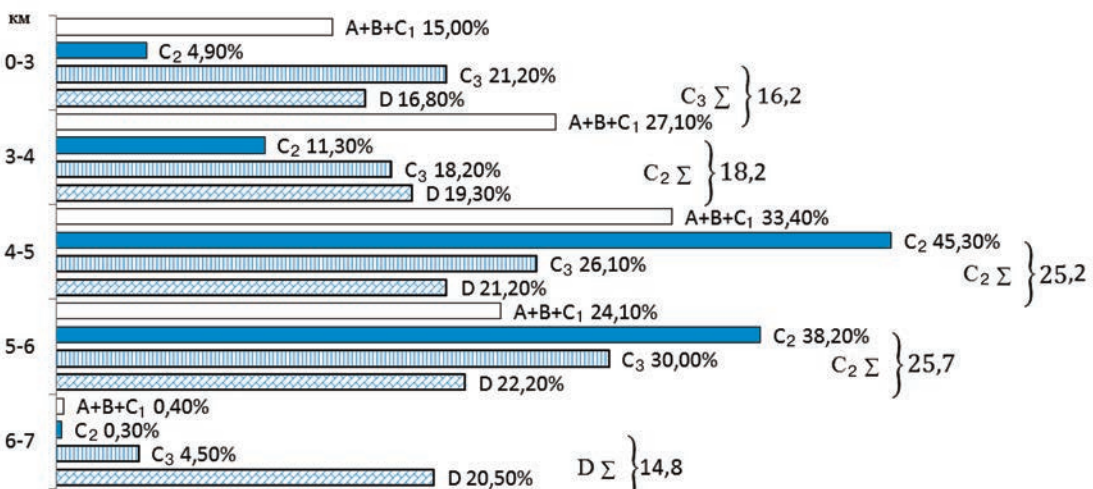
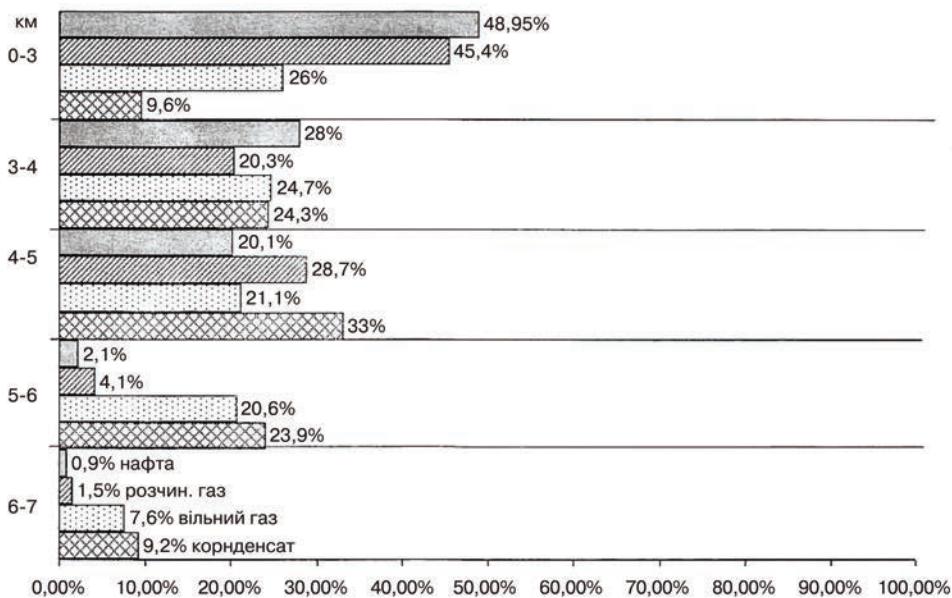
З глибиною площа розповсюдження нафтової зони помітно звужується як завдяки зміні з глибиною покладів нафти на газоконденсатні системи, так і через загальне скорочення площі осадового чохла.

В інтервалі глибин 3-4 км зменшення площі розповсюдження нафтової зони відбувається в межах крайньої північно-західної частини ДДЗ і на південному крилі її прибортової частини. Водночас протяжність відкладів на півночі практично збереглася. Як виняток – площа нафтогазоконденсатної зони на ділянці між Гнідинцівською структурою і Білоцерківським виступом помітно розширюється, в південно-західній частині змістилася границя між нафтогазоконденсатною і газоконденсатною зонами.

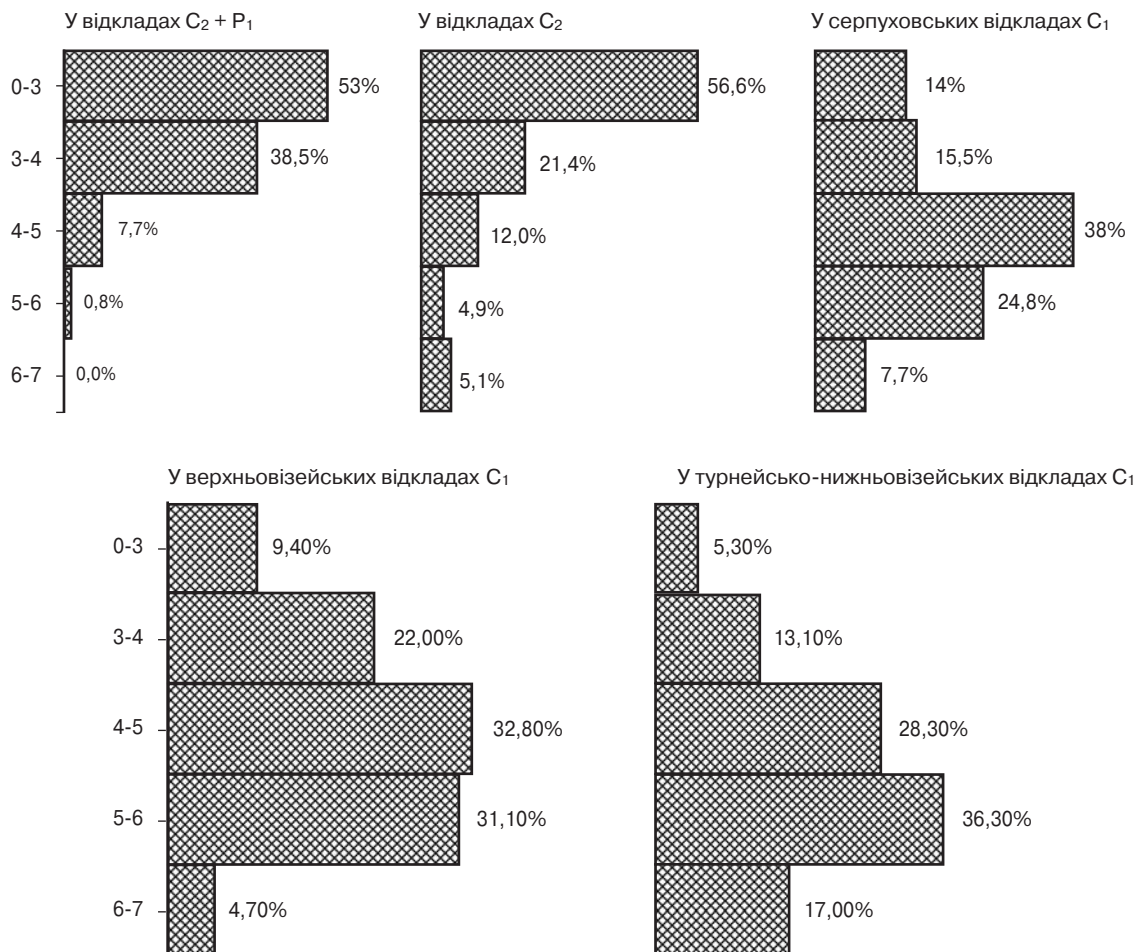
В інтервалі глибин 4-5 км спостерігається значно більше скорочення нафтогазозонної і нафтогазоконденсатної зон і збільшення площі газоконденсатної зони в межах північно-західної частини грабену та на прибортових його ділянках.

Окремі поклади нафти відомі на Яблунівському, Новоукраїнському, Західнохарцівському і Середняківському родовищах. Разом вони становлять менше 1% від ресурсів ВВ газоконденсатної зони. Їх наявність суттєво не впливає на характер трасування границь між зонами з рівним фазовим станом ВВ, однак свідчить про можливість відкриття тут дрібних за розмірами промислових скупчень ВВ.

Нижче наведено розподіл поточних потенційних ресурсів за фазовим станом (за даними Б.П. Кабишева, Г.М. Пригаріної та ін., 1995, склав А.Б. Холодних) та розподіл поточних потенційних ресурсів за категоріями запасів (за даними Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної, склав А.Б. Холодних).

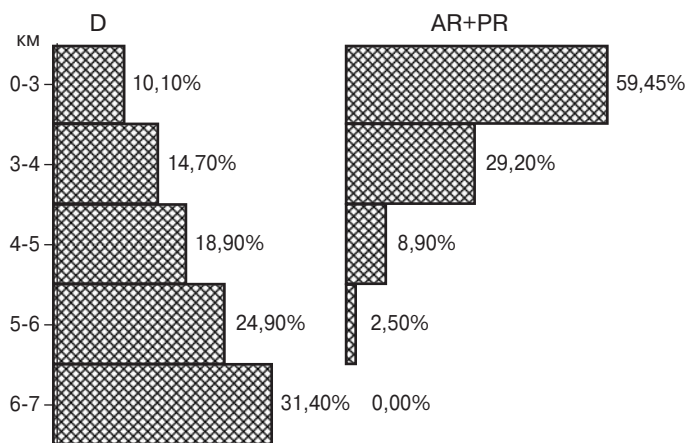


Зменшення початкових потенційних ресурсів відбувається за рахунок скорочення площі їх розповсюдження з глибиною.



Зменшення початкових потенційних ресурсів у докембрійських відкладах можна пояснити низьким ступенем вивченості, а також вилученням з підрахунку всіх територій, окрім північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену.

Початкові потенційні ресурси у девонських відкладах та докембрію розподіляються таким чином:

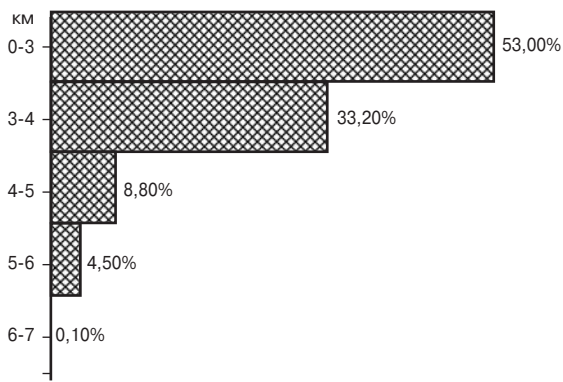


Початкові потенційні ресурси мезозойського НГК стовідсотково зосереджені в інтервалі глибин 0-3 км. В абсолютному виразі вони становлять 0,6% від загальної кількості ППР по всіх НГК у регіоні в цілому.

З наведеного аналізу можна зробити висновок, що сучасна оцінка початкових потенційних ресурсів НГК залежить від їх просторового положення, а також від ступеня їх вивченості.

Видобуток ВВ в інтервалі глибин 0-3 км займає провідне положення. На другому місці знаходиться інтервал 3-4 км.





Таким чином, можна говорити про відсутність прямої лінійної залежності між глибиною залягання НГК і характером змін параметрів формування та збереження промислових покладів ВВ, тобто потенційними можливостями вказаних товщ. Це пов'язано з тим, що за умовами свого формування осадові породи одного віку в різних частинах і на різній глибині западини мають відмінні колекторські властивості. Крім того, в різних зонах і підзонах у результаті дії певних домінуючих тектонічних рухів формується певний тип або набір типів пасток ВВ. При цьому спостерігається взаємозв'язок між концентрацією родовищ і характером тектонічних рухів та похідними від них структурними формами.

Як показує виконаний аналіз, нафтогазоносність тих чи інших територій ДДЗ залежить перш за все від їх тектонічної належності, а також від площі розповсюдження і глибини занурення НГК. Більшість скупчень ВВ прибортових зон зосереджена в мобільних підзонах. Тут тектонічні рухи мали різну амплітуду і напрямок та були здатні створити сприятливі умови для утворення різноманітних пасток ВВ практично в усіх нафтогазоносних комплексах. При цьому більшість родовищ пов'язана з породами кам'яновугільного віку. Щодо девонського НГК варто зазначити, що хоча поклади ВВ в його розрізі трапляються виключно у мобільних підзонах, але їх кількість і потужність покладів незрівнянно менші, ніж у кам'яновугільних відкладах. Це пояснюється гіршими колекторськими властивостями порід девону, а також тим, що геологічна будова цих утворень до теперішнього часу набагато менше вивчена, ніж залягаючих вище нашарувань. До цього треба віднести насамперед складності у картуванні структурної поверхні, а звідси — і погане знання пасткових

умов для накопичення і збереження скупчень ВВ у цих відкладах. На площі мобільних підзон у верхніх інтервалах глибин (0-3 та 3-4 км) більш-менш рівномірна щільність виявлених покладів часом переривається ділянками з відсутністю родовищ промислового значення, але з наявністю численних проявів нафти і газу. Починаючи з інтервалу 4-5 км спостерігається загальне скорочення кількості покладів та їх зміщення у південно-східному напрямку. Особливо чітко це фіксується у південній мобільній підзоні. Ще більше ця тенденція проявляється на глибині 6 км, а в інтервалі 6-7 км родовищ у межах прибортових зон грабену немає зовсім через загальне зменшення площі осадових нашарувань. Крім цього, як відмічалось вище, більшість родовищ тут пов'язана з відкладами кам'яновугільного віку. Тому скорочення кількості родовищ і зміщення їх на південний схід можна пояснити ще і тим, що на глибинах понад 4 км у мобільних підзонах північного заходу переважають виходи порід девону, а далі на схід, ближче до приосьової зони, набувають поширення відклади нижнього карбону.

Таким чином, перспективи нафтогазоносності на глибинах понад 4 км слід пов'язувати з відкладами девонського віку або вузькими смугами кам'яновугільних нашарувань, які облямовують приосьову зону. Тут можливе знаходження глибоко похованих додатних форм таких як, наприклад, Котелівсько-Березівське пасмо.

Тектонічна активність моноклінальних підзон прибортових зон значно нижча від мобільних. В них додатні структурні форми трапляються дуже рідко і мають вигляд поодиноких малоамплітудних підняттях, структурних носіїв і терас. Разом з тим стрімке занурення і нарощування потужностей палеозойських відкладів у бік приосьової зони створили сприятливі умови для формування пасток літолого-стратиграфічного, тектонічного і комбінованого типів. Як зазначалося, подібні пастки властиві досить вузькому стратиграфічному діапазону із специфічною геологічною будовою, а саме нижньокам'яновугільним нашаруванням. Нафтогазоносність означених підзон залежить від ступеня катагенетичних перетворень (колекторські властивості), глибини залягання і площі розповсюдження порід ранньокам'яновугіль-



ного часу та пов'язана в основному з пастками неантиклінального типу, а також значно меншою мірою з поодинокими невеликими малоамплітудними додатними структурами.

Деяко інша картина у просторовому розташуванні родовищ фіксується в приосьовій зоні грабену. Тут на глибинах 3 і 4 км основна кількість скупчень ВВ зосереджена в межах підзони розвитку передмезозойських соляних куполів (Машівсько-Шебелинський газоносний район). Починаючи з інтервалу 4-5 км і глибше родовища зосереджуються вже на північний захід — у підзоні великих валів і депресій.

У першому випадку переважна кількість родовищ пов'язується з пасмами міжкупольних піднятих, в яких поклади ВВ знаходяться у верхньокам'яновугільно-нижньопермських відкладах. У другому — з районами зчленування великих депресій, де поклади ВВ пов'язані з серпуховським і верхньовізейським НГК і знаходяться як в антиклінальних структурах, так і в літолого-стратиграфічних пастках.

Таке розташування родовищ в залежності від глибини їх залягання можна пояснити наступним. Підзона розвитку передмезозойських соляних куполів характерна тим, що саме у міжкупольному просторі фіксується наявність великої кількості розривних порушень, значна частина яких є наслідком активної дії соляного тектогенезу. По них з більш глибоких горизонтів, наймовірніше, відбувалась вертикальна міграція ВВ. Підійом її зупинила широко розвинута товща нижньопермської солі. Вона у сполученні з сіллю девонських штоків утворила в цьому районі ідеальну покривку, що здатна утримувати великі скупчення ВВ. При цьому породи, що залягають нижче верхнього карбону, зазнали відчутних катагенетичних перетворень, дія яких значно погіршила їх ФЄВ. Однак ці перетворення ще не досягли тих критичних значень, при яких в зазначених породах під дією епігенетичних і складкоутворюючих процесів можна очікувати тільки вторинні або тріщинні колектори. Таким чином, у товщі порід нижче верхньокам'яновугільних нашарувань колектори здатні були зосередити лише невеликі скупчення ВВ, які з різних причин не мали змоги мігрувати у верхні горизонти. Прикладом цього можуть бути Новоукраїнське і Розпашнівське родовища, де в інтервалі 4-5 км

трапляються невеликі скупчення ВВ у середньокам'яновугільному і серпуховському НГК.

Геологічна будова підзони великих валів і депресій має суттєві відмінності від попередньої. По-перше, тут значно менше проявляється дія соляного тектогенезу, а отже, значно менший розвиток розривних порушень. По-друге, регіональна покривка у вигляді нижньопермської соляної товщі тут втрачає своє провідне значення і більший вплив на формування покладів нафти і газу набувають локальні і зональні покривки в товщі кам'яновугільних відкладів, насамперед у серпуховських та верхньовізейських нашаруваннях, а також мезозої. І, по-третє, відносно менший ступінь метаморфізації осадової товщі сприяє збереженню порідколекторів із задовільними ФЄВ на досить великій глибині. Крім цього, в породах верхньовізейського і серпуховського віку на схилах великих депресій і сідловинах між ними фіксуються розвиток антиклінальних структур відносно невеликої амплітуди, а також ділянки з локальним виклинюванням порідколекторів цих нашарувань. Таким чином, у порівнянні з попередньою підзоною, крім вертикальної, тут набуває значення і горизонтальна міграція ВВ. А наявність задовільних порідколекторів та покривок локального і зонального характеру у серпуховському та верхньовізейському НГК, а також пасткових умов сприяли тому, що тут на глибинах понад 4 км зосередилися значні поклади газу і газоконденсату. Винятком можуть бути скупчення ВВ на високоамплітудних підняттях – Глинсько-Розбишівському і Солохівсько-Диканському валах. Тут продуктивні горизонти пов'язані ще з відкладами від мезозою до середнього карбону і знаходяться на різних глибинах до 5 км включно.

Все викладене дозволяє стверджувати таке:

– Поінтервальний розгляд товщ з інтервалами глибин 0-3, 3-4, 4-5, 5-6 та 6-7 км показує, що найбільші початкові потенційні ресурси має перший із них. Однак, виходячи з того, що саме у цій товщі був одержаний найбільший видобуток ВВ, пріоритетними у плані нарощування запасів нафти і газу є нижчезалягаючі товщі.

– Найбільший потенціал поточних ресурсів всіх категорій мають товщі, що знаходяться глибше 4 км, перш за все та з них, що

залягає в інтервалі – 4...5 км. Вона зараз найбільш підготовлена для пошуків і доступна за сучасним станом технічного забезпечення.

– Загальний ступінь розвідки верхніх товщ до рівня – 4 км висуває на перший план пошук покладів нафти і газу в пастках неантиклінального і комбінованого типів, а також у похованих малоамплітудних додатних структурах.

– Нафтогазоносність ДДЗ має тісний зв'язок з тектонікою, яка завдяки частій зміні режимів та характеру свого прояву, поперше, суттєво вплинула на потужності й різноманітність речовинного складу НГК, а, по-друге, зумовила широкий набір форм дислокацій осадового чохла, що сприяло утворенню великої кількості типів пасток ВВ.

– Найбільш сприятливими в нафтогазоносному відношенні є структурні елементи западини вищих порядків, у межах яких тектонічна активність не тільки не сприяла виникненню морфологічного розмаїття необхідних структурних форм осадового чохла, але і не привела до їх руйнування і забезпечила у такий спосіб відповідні умови закритості міграційних процесів флюїдів та збереження накопичених покладів нафти і газу. При цьому певні типи пасток ВВ утворювались згідно з тими типами тектонічних рухів, що були переважаючими в даному структурному елементі впродовж його формування.

– Виявлено пряму залежність нафтогазоносності в мобільних частинах прибортових зон від потужності палеозойських нашарувань, насамперед кам'яновугільного віку: зі збільшенням глибини відбувається зміщення перспективних територій на південний схід. У приосьовій зоні в межах збільшених потужностей кам'яновугільних відкладів (від Срібнянської депресії до Солохівсько-Диканського валу включно) спостерігається зворотна закономірність.

– Мало реалізованим залишається потенціал девонського та архей-протерозойського комплексів.

– Виходячи з наведеного, а також сучасного технічного і технологічного стану виробництва, найбільш перспективними на пошуки покладів ВВ сьогодні є глибини до 5 км. Першочерговими об'єктами пошуків нових промислових скупчень ВВ до глибини – 4 км слід вважати такі: південний схил Сріб-

нянської депресії (смуга від Озерянського до Селюхівського родовищ), північний борт у крайовій зануреній частині від Володимирського до Хухрянського родовищ (ця ділянка має перспективи осадової товщі лише до глибини – 3 км), північний борт у районі Харківської зануреної ділянки. В інтервалі глибин 4-5 км виділяються такі перспективні ділянки: західна центрикліналь Срібнянської депресії, Лютенська сідловина між Глинсько-Розбишівським та Солохівсько-Диканським валами, північно-східний схил і західна центрикліналь Шилівської депресії в смузі Бельського і Гадяцького родовищ, смуга на південь від Октябрської флексури між Розумовським і Багатим родовищами, північно-східний схил Жданівської депресії, Зміївська монокліналь у смузі, що примикає до крайового розлому, північний борт у районі Сватівської зануреної частини.

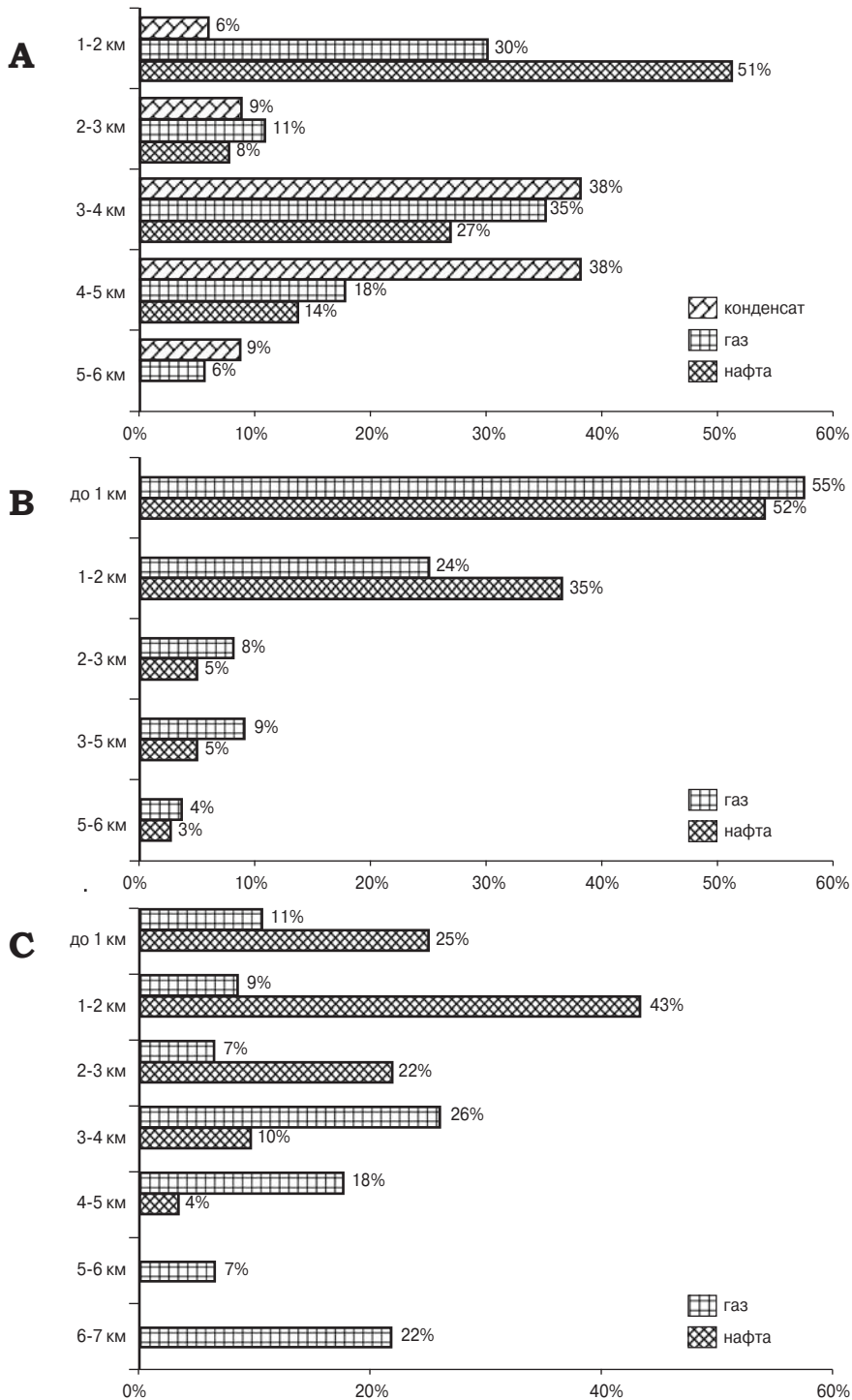
Більша частина НГБ Північно-Американської платформи – це давні палеорифти (авлакогени), які пройшли етап інверсії. До них відносяться прогини Анадарко, Делавер та Вал-Верде Західного Внутрішнього і Пермського НГБ.

У Західному Внутрішньому басейні досить чітко проявляється імерсійна вертикальна зональність у розподілі ВВ різного складу і фазового стану. Вивчення в басейні вертикального розподілу 6 тис. 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; Геолого-минералогическая..., 2000; Вольский Э.Л., 2001; Эдер, 2004], 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 авторів статті початкові доведені запаси: а) нафти і конденсату за інтервалами 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 (на рисунку зоб-

ражено порівняння розподілу геологічних запасів Західного Внутрішнього, Пермського НГБ та ДДЗ).



Розподіл розвіданих геологічних запасів ВВ за інтервалами глибин: А – у Дніпровсько-Донецькому НГБ, В – у Західному Внутрішньому НГБ; С – у Пермському НГБ

Distribution of the proved geological reserves of HC by their bedding depths: A – in the Dnieper-Donets Depression, B – in the Western Inner Oil-Gas-Bearing Basin, C – in the Permian Oil-Gas-Bearing Basin



На глибинах понад 5 км відкрито десятки покладів (понад 50). Найбільш значні, переважно газові родовища Баффало-Уіллоу (глибина 5919 м, продуктивна серія Хантон, силур-девон), Мілс-Ранч (6275 м, серія Хантон), Північно-Східний Мейфілд (7961, серія Арбокл, кембрій-ордовик), Уошито-Крік (6040 м, серія Хантон), Маздес-Ранч (8098, серія Арбокл) та ін.

Найбільш значною за запасами є серія Хантон, потім серія Арбокл. Отже, більш продуктивним є комплекс, що сформувався на етапі пасивного опускання, а не комплекс-домінанта (пенсільваній). Відклади нафти в прогині Анадарко зафіксовані в середньоордовіцьких відкладах на глибинах 5338 м, а у пісковиках міссісіпію-пенсільванію на глибині 6200 м. Газонафтове скупчення зафіксовано в відкладах Спрингер, пенсільваній (Північно-Західний Лаверті) на глибині 5345-5354 м. Площа перспективних земель на глибинах 5 км становить 30 тис. км<sup>2</sup>. Густина початкових розвіданих запасів на цій глибині невелика – 5 тис. т/км<sup>2</sup>.

Найбільш перспективні, але недостатньо вивчені відклади Абокл (С-О), Хантон (S-P), а також дельтові відклади міссісіпського і пенсільванського віку.

В Пермському НГБ Північно-Американської платформи на глибині 5 км вже відкрито родовища ВВ, в тому числі і найкрупніші. В найбільш занурених його частинах – прогинах Делавер і Вал-Верде – потужність осадового чохла досягає 12 км. На глибинах понад 5 км у Пермському НГБ відкрито близько сотні родовищ і покладів, серед яких Гомес, Койаноса, Локридж, Пакет і Халей відносяться до категорій великих і найбільших. Продуктивними є відклади Елленбергер (кембрій-ордовик), Фасселман (силур) нижнього девону, Морроу і Атока (пенсільваній). Основні запаси ВВ пов'язані з відкладами кембрію-ордовіку-силуру-девону, тобто не з комплексом пенсільванію-пермі, що має максимальну товщину, а з комплексом, розташованим під комплексом-домінантою (сформованого під час пасивного опускання). Серед родовищ велике газонафтове Халей (глибина 5271 м, продуктивний комплекс Морроу), газові родовища Сода-Лейк (5768 м, Фасселман, ордовик), Мак-Комб (7413 м, Елленбергер) та ін. До найбільших родовищ Пермського НГБ з

покладами на глибинах понад 5 км належать газові – Локридж (5669-6300 м, Елленбергер) та Гомес (5580-7200 м, Елленбергер, Фасселман). Площа розробки родовища Гомес перевищує 100 км<sup>2</sup>. Площа перспективних земель в Пермському басейні за ізогіпсою 5 км становить 23 тис. м<sup>2</sup>. Густина початкових розвіданих запасів на цій глибині досягає значної величини 70 тис. т/км<sup>2</sup>.

Основною територією, перспективною для пошуків ВВ у силурійських (Фасселман) і кембрій-ордовіцьких (Елленбергер) відкладах, є північна частина западини Делавер. В північно-західній частині прогину Делавер перспективні також пенсільванські відклади (комплекси Морроу-Атока).

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 – конденсатогазові, а з глибин 5,2 км – газові. Початкові доказані запаси нафти і конденсату за інтервалами 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 (див. рисунок). 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.

Таким чином, у Західному Внутрішньому і Пермському НГБ, як і в інших НГБ давніх платформ, у розміщенні ВВ існує чітка зональність – геоструктурна, літолого-стратиграфічна та глибинна, а також чіткий розподіл ВВ різного фазового стану, окремо нафти і газу. Вона обумовлена поєднанням значної кількості геологічних, геохімічних і термобаричних факторів. Аспекти такої зональності розглянуті в роботах А.А. Бакірова, М.Ш. Моделевського, В.Ф. Раабена та ін. [Бакиров и др., 1979; Моделевский и др., 1983; Раабен, 1986].

Палеозойські відклади на відносно неглибоких ділянках Західного Внутрішнього і Пермського басейнів (Центральноканзаське підняття, кряж Немаха, підняття Центральної платформи, підняття Бенд, западина Мідленд) переважно нафтоносні з огляду на невеликі глибини для утворення «нижнього» газу

та відсутність регіональних флюїдоупорів для збереження «верхнього». В глибоко занурених відкладах цих НГБ, зокрема в западинах Делавер і Вал-Верде, існували необхідні умови для утворення і збереження (наявність слабо порушених пасток, гарних глинистих і галогенних покришок) газових покладів.

В цих НГБ і на невеликих глибинах відомі газові і газонафтові родовища, серед яких гігантське Панхендл-Хьюгтон.

В більшості басейнів Північної Америки максимуми розвіданих запасів нафти і газу припадають на інтервал глибин 1-3 км. Усього тут зосереджено близько 60% запасів нафти і 46% запасів газу. Однак на фоні цієї загальної закономірності в ряді басейнів спостерігаються істотні відхилення. Для порівняння, в неглибоких Мічиганському та Уллінойському басейнах максимуми запасів нафти і газу припадають на інтервал 0,5-1 км, в Уїллістонському НГБ в цьому інтервалі розвідано близько 85% всіх запасів газу. В Західному Внутрішньому дещо підвищений газовий максимум. Водночас у Пермському басейні максимальні запаси газу розвідані в інтервалі 3-5 км і навіть на інтервалі 5-7 км припадає понад 20% запасів газу.

Простежується певний зв'язок фазового стану скупчень ВВ на надвеликих глибинах з віком осадового виповнення басейнів та особливостями історії їх геотектонічного розвитку. В палеозойських відкладах Західного Внутрішнього і Пермського НГБ на глибинах 5-6 км зосереджені переважно поклади сухого метанового газу. Поклади

легкої нафти тут трапляються рідко, та й запаси її в цілому менше 4%, що є меншим від усіх розвіданих запасів ВВ обох НГБ.

На глибинах понад 6 км у палеозойських відкладах поширені практично лише газові поклади, а нафта і газоконденсат ще не траплялися.

## Висновки

Виконаний аналіз вертикальної фазової зональності ВВ у земній корі вказує на те, що прогнозування скупчень нафти, газу і конденсату в просторі, а особливо по розрізу є задачею складною, оскільки для всіх світових НГБ не існує загальних універсальних закономірностей в розподілі ВВ. Кожен НГБ є унікальним і здебільшого наявні істотні відмінності від традиційного (згідно з осадово-міграційною теорією) розподілу зверху вниз: газові поклади, нафтогазові, нафтові, газоконденсатні, газові.

При обґрунтуванні перспектив нафтогазоносності великих глибин не коректно буде спиратись на виявлені закономірності нафтогазоносності на відносно малих глибинах, що призведе до великих похибок, тому що генерування ВВ, формування і розташування нафти і газу на глибинах до 4 км і великих (понад 4-6 км) відбуваються за різними законами.

Виявлені та проаналізовані закономірності розподілу у розрізах НГБ ресурсів ВВ сприятимуть науковому обґрунтуванню раціональних напрямів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

## Список літератури / References

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

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

2. Бека К., Высоккий И. Геология нефти и газа. Москва : Недра, 1976. 592 с.

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

3. Вольский Э.Л., Новикова Л.И., Кабанчик Л.Я., Максимова И.Ф. Газовая промышленность США. Москва: ВНИИГАЗ, 2001. 150 с. (Информационно-аналитический обзор).

*Volsky E.L., Novikova L.I., Kabanichik L.Y, Maximova I.F., 2011. The gas industry of the USA.*

Moscow: VNIIGAS, 150 p. (Information-analytical review) (in Russian).

4. Высоккий И.В., Высоккий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазосные бассейны зарубежных стран. Москва : Недра, 1990. 406 с.

*Vysotsky I.V., Vysotsky V.I., Olenin V.B., 1990. Oil and gas basins of foreign countries. Moscow: Nedra, 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 IHHH. Geological and economic evaluation, 2000 / Sci. eds: M.D. Belonin, V.I. Nazarov. St. Petersburg publishing: St. Petersburg VSEGEI, 70 p. (Ministry of Natural Resources of Russia, RAS, VNIGRI) (in Russian).*

6. *Гладун В.В.* Основні критерії прогнозування нафти і газу Східного нафтогазоносного регіону України: автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Київ, 2012. 36 с.

*Gladun V.V., 2012. Basic criteria predicting oil and Eastern gas bearing region of Ukraine. Dr. geol. sci. diss. Kyiv, 36 p. (in Ukrainian).*

7. *Дем'яненко І.І.* Гіпсометричні поверхні нафтогазоносності фанерозою Дніпровсько-Донецької западини. Чернігів: Чернігівський ЦНТЕІ, 2001. 156 с.

*Demyanenko I.I., 2001. Hypsometric layers of petroleum potential of Phanerozoic eon in the Dnieper-Donetsk Depression. Chernihiv: Chernihiv CNTEI, 156 p. (in Ukrainian).*

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

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

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

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

10. *Лукін О.Ю.* Концепція головних фаз нафто- і газоутворення в світі сучасних уявлень про зональність нафтонакопичення. *Геол. журн.* 2007. № 4 (321). С. 17-31.

*Lukin O.Yu., 2007. The concept of main stages of oil and gas formation in the light of the present state of knowledge for zonality of oil accumulation. Geologichnyy zhurnal, No 4 (321), p. 17-31 (in Ukrainian).*

11. *Лукін О.Ю., Щукін М.В.* Проблема нафтогазоносності великих глибин. В кн.: *Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів в осадових басейнах України.* Івано-Франківськ: Факел, 2005. С. 19-22.

*Lukin O.Yu., Schukin M.V., 2005. The problem of petroleum potential at great depth. In: Prospects of petroleum potential at deep submerged horizons in*

*sedimentary basins of Ukraine. Ivano-Frankivsk: Fакel, p. 19-22. (in Ukrainian).*

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

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

13. *Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Восточно-Европейской платформы / Л.Г. Кирюхин, И.Н. Капустин, М.И. Лоджевская, С.М. Камалов, В.И. Савченко.* Москва: Недра, 1993. 317 с.

*Petroleum potential in deep sediments of the East European platform, 1993 / L.G. Kiryukhin, I.N. Kapustin, M.I. Lodzhevskaya, S.M. Kamalov, V.I. Savchenko. Moscow: Nedra, 317 p. (in Russian).*

14. *Особенности геологической будови і перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини / за ред. Маєвського Б.Й.* Івано-Франківськ: ІФ НТУНГ, 2013. 208 с.

*The features of geological structure of deep oil-bearing horizons in the Dnieper-Donetsk Depression and their prospects / Ben'ko V.M., Maevskiy B.Y., Lagutin A.A., Khomin V.R. Ed. Maevskiy B.Y., 2013. Ivano-Frankivsk: IF NTUNG, 208 p. (in Ukrainian).*

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

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

16. *Раабен В.Ф.* Основные типы нефтегазоносных территорий Мира. Москва: Недра, 1986. 160 с.

*Raaben V.F., 1986. The main types of oil and gas bearing territories of the World. Moscow: Nedra, 160 p. (in Russian).*

17. *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. Ekonomika i upravlenie, № 5-6, p. 86-91. (Mineral Resources of Russia) (in Russian).*

Стаття надійшла  
06.02.2014