

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ**

На правах рукопису

**КУЧМА ЛЮДМИЛА МИХАЙЛІВНА**

**ПРОСТОРОВИЙ РОЗПОДІЛ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ І ШЛЯХИ  
ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ  
РОБІТ НА НАФТУ І ГАЗ  
У ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ**

Спеціальність 04.00.17 - Геологія нафти і газу

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук

Науковий керівник

Орлов Олександр Олександрович, доктор  
геолого-мінералогічних наук, професор  
кафедри геології і розвідки нафтових і газових  
родовищ Івано-Франківського державного  
технічного університету нафти і газу

**Івано-Франківськ - 2000**

## ЗМІСТ

	Стор.
Вступ .....	3
Розділ 1. Особливості просторового розподілу скупчень вуглеводнів у ДДЗ.....	9
1.1. Основні риси геологічної будови і нафтогазоносності.....	9
1.2. Нафтогазоносні комплекси і продуктивні горизонти у стратиграфічному розрізі.....	21
1.3. Розподіл скупчень вуглеводнів у стратиграфічних комплексах та глибинах.....	31
1.4. Просторове розміщення покладів нафти і газу.....	39
Розділ 2. Ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ.....	66
Розділ 3. Геолого-економічна ефективність пошуків і розвідки нафти і газу на великих глибинах у ДДЗ.....	100
Розділ 4. Шляхи підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт у ДДЗ.....	123
Висновки .....	148
Список використаних джерел.....	156

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є основним нафтогазоносним регіоном України, що забезпечує понад 80 % видобутку рідких і близько 90 % газоподібних вуглеводнів (ВВ). Це стало можливим у результаті відкриття тут більше 190 родовищ, у тому числі таких унікальних газових родовищ як Шебелинське і Західно-Хрестищенське. За тривалістю освоєння вуглеводневого потенціалу - більше 50 років - і ступеня використання початкових потенційних ресурсів (ППР), який досягнув майже 57 %, западина відноситься до категорії старих нафтогазовидобувних районів. Характерним для таких районів є погіршення з часом гірничо-геологічних умов ведення геологорозвідувальних робіт (ГРР), зменшення розмірів і ускладнення будови освоюваних родовищ. Перехід у міру зростання вивченості верхніх горизонтів осадового чохла, вичерпання фонду перспективних структур до дослідження більше глибоко залягаючих горизонтів супроводжується збільшенням обсягів буріння на приращення одиниці запасів нафти і газу. Актуальність теми досліджень визначається тією обставиною, що розвиток нафтогазового комплексу залежить у першу чергу від стану підготовленої до розробки мінерально-сировинної бази. Спрямовані на її розширення пошуково-розвідувальні роботи в ДДЗ будуть успішнішими, якщо при їхньому плануванні і проведенні будуть враховуватися виявлені особливості в розміщенні промислових скупчень ВВ різного фазового стану і встановлені тенденції в динаміці ефективності геологорозвідувального процесу.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, темами.** Обрана здобувачем тема досліджень безпосередньо пов'язана з науково-дослідницькими роботами УкрДГРІ, який являється відповідальним за розробку напрямків геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, кількісну й економічну оцінку їхніх ресурсів в Україні, а також з Національною програмою "Нафта і газ України до 2010 року".

**Мета і задачі дослідження.** У дисертації наведене теоретичне узагальнення і нове вирішення наукової задачі з метою розробки наукових рекомендацій з

підвищення цілеспрямованості та ефективності ГРР на основі встановлення особливостей просторового розподілу в ДДЗ промислових скупчень ВВ різного складу й аналізу результативності ГРР на нафту і газ.

Для досягнення даної мети в роботі розглядаються і вирішуються наступні задачі:

- встановлення основних особливостей розподілу промислових скупчень ВВ різного складу і фазового стану, а також величини запасів за площею й у стратиграфічному розрізі як основи для перспективного планування ГРР;
- виявлення тенденцій і закономірностей зміни показників результативності геологорозвідувального процесу в часі;
- з'ясування очікуваної геолого-економічної ефективності пошуків і розвідки покладів нафти і газу на великих глибинах;
- визначення резервів і шляхів підвищення ефективності ГРР.

**Наукова новизна одержаних результатів.** До найважливіших наукових і практичних результатів дисертації необхідно віднести:

- уперше на всьому наявному матеріалі детально розглянуті особливості площового і вертикального розміщення промислових скупчень ВВ різного складу і величини запасів у ДДЗ. На підставі зіставлення даних про глибинний розподіл близько 800 скупчень ВВ за окремими стратиграфічними комплексами і нафтогазоносними районами був зроблений висновок, що їхній склад і фазовий стан в основному залежить від перебування в тій або іншій частині регіону і не залежить від віку вміщуючих порід;
- уперше виконаний порайонний комплексний аналіз показників результатів пошуково-розвідувальних робіт, який на відміну від існуючих методів аналізу, враховує й імовірнісний характер успішності ГРР;
- уперше науково обгрунтовано уявлення про ефективність ГРР на глибинах понад 5000 м;



- уперше на основі геолого-економічної (комерційної) оцінки прогнозних і перспективних ресурсів ВВ зроблено ранжирування нафтогазоносних і перспективних районів ДДЗ за пріоритетністю підготовки запасів.

**Практичне значення одержаних результатів.** Проведені дослідження просторового розміщення промислових скупчень ВВ різного складу і величини запасів та виконаний порайонний аналіз результатів та ефективності ГРР сприяють визначенню перспектив подальшого ведення ГРР на нафту і газ у ДДЗ. Складені карти результатів і ефективності ГРР на основі нафтогазогеологічного районування ДДЗ можуть бути рекомендовані для планування подальших досліджень у регіоні, у тому числі й на великих глибинах. Установлені тенденції в зміні основних показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт у залежності від ступеня використання вуглеводневого потенціалу надр використовуються геологорозвідувальними підприємствами при складанні перспективних планів з відтворення запасів нафти і газу в регіоні.

#### **Основні положення, що захищаються.**

1. Зміни у співвідношенні скупчень ВВ різного складу у вивченому розрізі ДДЗ, як правило, не залежать від віку вміщуючих порід і глибини їх залягання, а визначаються приуроченістю покладів до того чи іншого району.

2. Ступінь насиченості надр вуглеводнями визначає частоту зустрічі родовищ і їх величину, що має головний вплив на ефективність ГРР.

3. Найперспективнішою для розширення мінерально-сировинної бази нафтогазовидобувної промисловості є центральна приосьова і північна прибортова частини Дніпровського грабену і Північний борт западини. Найбільший інтерес для пошуків значних родовищ представляють продуктивні комплекси нижнього карбону на глибинах понад 5000 м.

4. Одним з основних шляхів підвищення ефективності ГРР є впровадження в практику обов'язкової геолого-економічної (комерційної) оцінки ресурсів різномасштабних нафтогазових об'єктів, складання регіональних і зональних карт цінності вуглеводневих надр.

**Особистий внесок здобувача.** Дисертантом особисто встановлені особливості просторового і вертикального розподілу промислових скупчень ВВ різного фазового стану і величини у ДДЗ у зв'язку з питаннями прогнозування результативності геологорозвідувального процесу; уточнені і доповнені власними дослідженнями визначення ефективності ГРР за окремі періоди їхнього проведення; запропонований і виконаний порайонний комплексний аналіз показників результатів і ефективності пошуково-розвідувальних робіт; проведено на основі геолого-економічної оцінки ресурсів ВВ ранжирування нафтогазоносних і перспективних районів западини за пріоритетністю підготовки в їхніх межах запасів нафти і газу. Окремі наукові результати досліджень здобувача з питань ефективності ГРР і геолого-економічної оцінки ресурсів нафти і газу одержали відображення в опублікованих самостійно і в спільних роботах, а також у звітах з науково-дослідницьких робіт (1985, 1987, 1988, 1989, 1990, 1995, 1999 рр.)

**Апробація результатів дисертації.** Результати досліджень, викладених у дисертації, доповідались на ряді наукових і науково-технічних конференціях, а саме: науково-технічній конференції молодих вчених і спеціалістів “Проблемы повышения эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в XII пятилетке” (Чернігов, УкрНИГРИ, 1986), республіканській науково-технічній конференції “Проблемы ускоренного выявления новых типов ловушек нефти и газа в ДДВ (Киев, Министерство геологии УССР, 1987), обласній науково-технічній конференції молодих вчених і спеціалістів Харківщини (Харківське обласне правління НТС нафтової та газової промисловості імені академіка І.М.Губкіна, 1987), 16-тій науково-технічній конференції молодих вчених і спеціалістів УкрНИГРИ “Вклад молодых ученых и специалистов в повышение эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ” (Львів, Міністерство геології СРСР, 1989), міждержавній науковій конференції “Актуальные вопросы нефтяной палеогеоморфологии (Чернігів, Чернігівське відділення УкрНИГРИ, 1994), науково-практичній конференції “Нафта і газ України” (Українська нафтогазова академія, Київ, 1994), науково-практичній конференції “Нафта і газ України - 96” (Харків,

УНГА, 1996), науково-практичній конференції “Минерально-сырьевая база Республики Беларусь: состояние и перспективы” (Мінськ, 1997), п’ятій міжнародній конференції “Нафта і газ України” (Полтава, УНГА, 1998), науковій конференції “Геологічна наука та освіта в Україні на межі тисячоліть: стан, проблеми, перспективи” (Львів, Львівський університет, 2000), шостій міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України” (Івано-Франківськ, УНГА, 2000). Результати досліджень використовувалися у комплексних проектах ГРР на нафту і газ у ДДЗ та щорічних обґрунтуваннях планів пошуково-розвідувальних робіт, постійним співавтором яких є дисертант, починаючи з 1986 р. Багато розробок автора, виконані самостійно й у співавторстві, містяться в доповідних записках керівництву геологічної служби України, а також у рекомендаціях, запропонованих виробничим організаціям.

**Публікації.** Результати дисертації опубліковані в 5-ти наукових фахових журналах, 6-х збірниках наукових праць і 14 - ти матеріалах і тезах конференцій, серед яких 6 статей опубліковано у виданнях передбачених ВАК України для публікацій результатів дисертаційних робіт. У 8-ми публікаціях здобувач є одноосібним автором.

**Обсяг і структура роботи.** Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел на 166 сторінках друкованого тексту, ілюструється 9 таблицями, 22 рисунками, бібліографія включає 106 назв. Робота виконана у Чернігівському відділенні Українського державного геолого-розвідувального інституту за період 1986-2000 рр., а також за час навчання в аспірантурі Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу.

Автор вважає своїм обов'язком висловити щире подяку науковому керівнику д.г.-м.н., Заслуженому працівнику народної освіти України, професору О.О.Орлову за керівництво і постійну підтримку при виконанні дисертаційної роботи.

Автор вдячний к.г.-м.н. В.М.Зав'ялову за консультації при обговорюванні ряду принципових питань, а також співробітникам ЧВ УкрДГРІ за створення сприятливих умов у процесі роботи при виконанні дисертації.

# РОЗДІЛ 1

## ОСОБЛИВОСТІ ПРОСТОРОВОГО РОЗПОДІЛУ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ У ДДЗ

### 1.1. Основні риси геологічної будови і нафтогазоносності

Дніпровсько-Донецька западина є великою областю занурення докембрійського кристалічного фундаменту, що знаходиться між Українським щитом та Воронежським масивом. У структурному відношенні вона входить до складу Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену, що перетинає південну частину Східно-Європейської платформи. В осьовій частині ДДЗ знаходиться глибокий грабен, відділений від схилів кристалічних масивів глибинними розломами. Грабен знаходить своє вираження в осадовій товщі до пізньовізейського часу; згодом на ньому формується положиста і широка платформна депресія. Протяжність западини складає 600-650 км, ширина змінюється в південно-східному напрямку від 60-150 км.

Докембрійський фундамент, представлений інтрузивно-метаморфічним комплексом архейського і протерозойського віку, має брилово-блокову будову, обумовлену великою кількістю тектонічних порушень, переважно подовжнього і поперечного напрямків. Перші з них мають рифейський і палеозойський вік закладення, а другі, як правило, - раньопротерозойський. Регіональні глибинні розломи, що відокремлюють борта западини від грабену, виявляються у вигляді зближених кулісоподібних скидів, амплітуда яких збільшується в південно-східному напрямку від декількох сот метрів до 3-4 км і більше. Численні локальні порушення різноманітного орієнтування обумовили блокову структуру гіпсометрії поверхні кристалічного фундаменту.

Вздовж грабену виділяються південна і північна прибортові зони, що є наймобільнішими протягом всієї історії формування регіону. Між ними розташовується осьова найбільше занурена частина грабену, що характеризується перевагою у рельєфі фундаменту великих і глибоких депресій. У цій зоні витримується

ся загальна тенденція занурення кристалічної основи у напрямку Донецького складчастого спорудження. Так у Срібненській депресії глибина її залягання складає до 8,5 км, у Лютенській - 10 км, у Солохівській - 12 км і в Розпашнівській - 17,5 км [1].

У геологічній будові регіону беруть участь осадові утворення девону, карбону, пермі і мезо-кайнозою. Висловлюються припущення і про присутність тут відкладів нижнього палеозою і рифея. Потужність осадового комплексу збільшується від бортів западини до її приосьової частини та у напрямку простягання регіону: від 1,5-2,5 км поблизу Чернігівського виступу кристалічного фундаменту до - за різними оцінками - 18-22 км у зоні, що межує зі складчастим Донбасом (рис. 1.1).

Складна блокова будова докембрійського фундаменту в поєднанні із соляною тектонікою, обумовленою присутністю в осадовому комплексі девонських і пермської соляних товщ, привели до утворення в Дніпровсько-Донецькому грабені вельми різноманітних за формою і розмірами структур, а також до розбіжності структурних поверхонь окремих стратиграфічних комплексів. Особливо помітно зсув склепінь надсолевих структур щодо підсолевих. Серед численних структурних форм виділяються вали, мульди, брахіантиклінальні складки, відкриті та закриті соляні куполи, виступи і депресії, що знаходяться на ділянках із моноклінальним заляганням верств у крайових зонах грабену, тераси і структурні носи. У результаті руху блоків фундаменту і прояву соляного тектогенезу, найбільшу участь у якому приймали франська та фаменська соленосні товщі, майже всі структури розбиті (ускладнені) розривними порушеннями.

У ДДЗ відкрито близько 200 родовищ нафти і газу. За структурною приуроченістю їх можна підрозділити на дві основні групи: родовища, пов'язані з брахіантикліналями, включаючи соляні куполи, і родовища, що знаходяться в межах монокліналей - ділянки положистого залягання верств, структурні носи і тераси. Остання група родовищ становить 18-20 % від загального числа виявлених промислово нафтогазоносних структур.

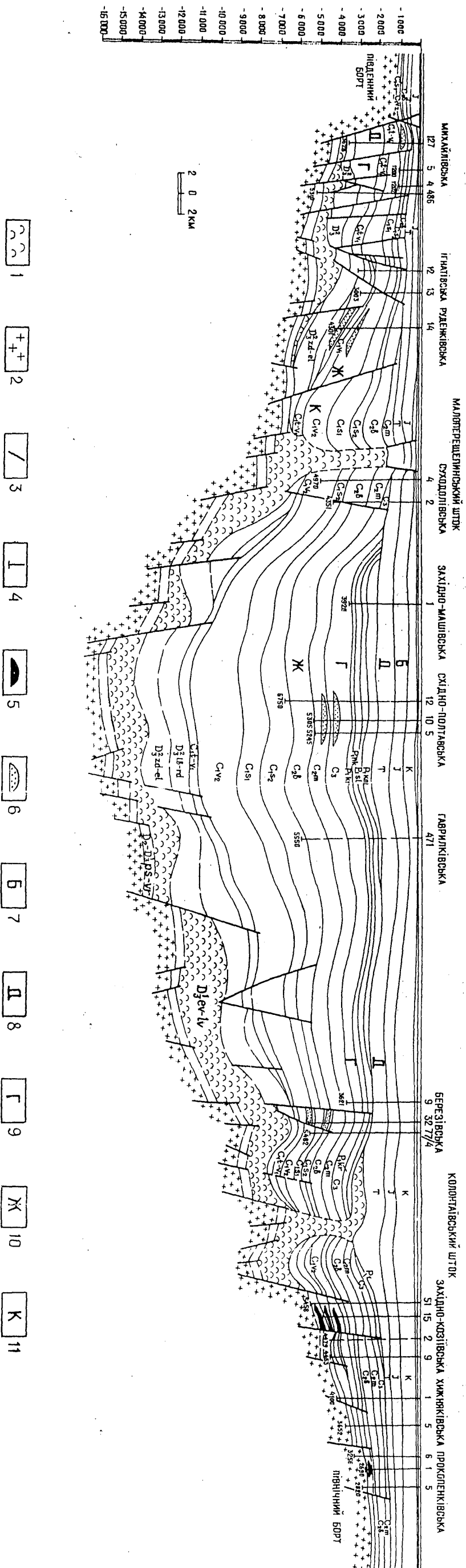


Рис. 1.1. Поперечний геологічний розріз центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Склали: Ю.О. Арсірій, С.М. Стівба, М.М. Турчаненко, А.Б. Холодних.

О.К. Ципко й ін. Поклади нафти і газу та стадії вуглефікації (марки вугілля) нанесені Л.М. Кучмою.

- 1 - сіль, 2 - породи кристалічного фундаменту, 3 - розривні порушення, 4 - свердловини, поклади: 5 - нафтові, 6 - газові, марки вугілля: 7 - буря, 8 - довгополуменево, 9 - газове, 10 - жирне, 11 - коксове.

Переважна частина родовищ пов'язана з брахіантиклінальними складками, ускладненими в тому або іншому ступені сіллю і диз'юнктивними порушеннями, що обумовили в багатьох випадках складну блокову будову родовищ. Більшість таких родовищ багатопластові: середня кількість покладів складає 4,5-5. За окремими родовищами кількість продуктивних горизонтів змінюється в широких межах - від 2-4 до 30 і більше горизонтів. Діапазон нафтогазоносності за розрізом деяких родовищ перевищує 2500 м. Багато родовищ містять поклади в декількох стратиграфічних комплексах. Так, на Рибальській площі скупчення вуглеводнів знаходяться в нафтогазоносних комплексах від юри до нижнього карбону включно, на Качанівській - від тріасу до фаменського ярусу девону.

На багатопластових родовищах спостерігаються найрізноманітніші співвідношення контурів покладів у різновікових продуктивних горизонтах - від їх повного (наскрізного) збігу до значного зсуву. Останнє в основному характерно для піднять незначних розмірів, що містять невеликі за площею поклади.

Серед родовищ, приурочених до антиклінальних структур і куполоподібних піднять, ускладнених соляним діапїризмом, окремо виділяються міжкупольні структури у так званому Машівсько-Шебелинському газоносному районі. Більшість із цих родовищ містять великі масивно-пластові газові і газоконденсатні поклади у відкладах верхнього карбону і нижньої пермі, що сформувалися під надійною нижньопермською галогенною покришкою (Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Мелихівське, Медведівське, Кегичівське й ін. родовища). На певному протязі скупчення вуглеводнів екрануються тілами соляних штоків (Західно-Хрестищенське, Східно-Медведівське й інші родовища).

На розглянутих вище родовищах промислові скупчення ВВ знаходяться в пастках антиклінального типу, пов'язаних із локальними підняттями. Родовища, розташовані в межах монокліналей, характеризуються другим типом пасток - неантиклінальних, що знаходяться за межами замкнутих піднять. Найчастіше поклади в пластових резервуарах екрануються тектонічними порушеннями. Типовим прикладом таких родовищ може служити Шуринське в північно-західній



крайовій зоні грабену. Тут на монокліналі у відкладах московського ярусу знаходиться газоконденсатний пластовий тектонічно екранований поклад.

З ділянками моноклінального залягання верств пов'язані і родовища зі скупченнями ВВ у літологічних пастках (Руденківське, Північно-Голубівське, Волошківське й ін.). На Руденківському газовому родовищі в південно-східній крайовій зоні грабену утворення пасток і покладів у відкладах візейського і турнейського ярусів обумовлено літологічним виклинюванням і, у меншому ступені, тектонічним екрануванням пластів-колекторів. Родовища літологічного типу знаходяться також і на периферії депресій. Так, на північному схилі Срібненської депресії виявлене Волошківське газоконденсатне родовище, що містить у відкладах верхньовізейського під'ярусу два пластових літологічно екранованих поклади.

Розглядаючи типи локальних скупчень ВВ - покладів нафти і газу - необхідно зазначити, що питаннями їхньої типізації і класифікації в ДДЗ займалися О.Д.Білик, В.О.Вітенко, Б.С.Воробйов, В.М.Гірич, В.М.Зав'ялов, Б.П.Кабишев, В.І.Кітик і ін. Ряд класифікацій цих авторів, також як і широко відомі класифікації покладів нафти і газу І.Й.Брода, Н.Ю.Успенської, І.В.Висоцького і ін., є власне класифікаціями пасток, що містять ВВ, і відбивають генезис і будову ділянки надр, до якого приурочений поклад, а також тип замикаючого її природного резервуара. Так, схема класифікації локальних скупчень ВВ В.М.Зав'ялова [2] ґрунтується на підрозділі покладів за типом пасток, установленому за переважним значенням структурного, стратиграфічного або літологічного факторів, що беруть участь у їхньому утворенні, а також по характеру природних резервуарів (пластові, масивно-пластові й ін.) і в залежності від умов, що сприяють акумуляції ВВ: склепінний вигин пластів, їх тектонічне, стратиграфічне і літологічне екранування. Враховується також характер часткового другорядного обмеження покладів тектонічними порушеннями, літологічною мінливістю пластів і т.п.

Виявлені в ДДЗ поклади нафти і газу, за рідкісним винятком, знаходяться в пластових резервуарах. Серед них виділяються склепінні та екрановані поклади (тектонічно, стратиграфічно і літологічно екрановані поклади). Для багатьох по-

кладів характерні також другорядні обмеження, що перешкоджають пересуванню флюїдів: пластові склепінні тектонічно обмежені поклади, пластові тектонічно екрановані літологічно обмежені поклади та ін.

У не пластових резервуарах - літологічно обмежених з усіх боків - відомо тільки декілька скупчень ВВ. У таких резервуарах газоподібні і рідкі ВВ оточені з усіх боків практично непроникними породами, а рух флюїдів у них обмежений розмірами самого резервуара. З подібних покладів слід насамперед назвати гніздоподібне скупчення нафти в тектонічній брекчії на Роменській солянокупольній структурі - першому родовищі нафти, відкритому в западині ще в довоєнні роки і розробка якого була припинена через незначні запаси в 1947 році.

До промислових скупчень ВВ у літологічно обмежених з усіх боків резервуарів можна віднести також нафтовий поклад у корі вивітрювання докембрійського фундаменту на Хухринському родовищі і два газоконденсатні поклади в породах кристалічного фундаменту на Юліївському родовищі. На останньому газоподібні ВВ заповнюють зони тріщинуватості вивітрілих магматичних і метаморфічних порід і характеризуються деякими авторами як масивні поклади. Однак подібна класифікація представляється не зовсім вдалою, тому що в нафтогеологічній літературі після появи робіт І.Й.Брода [3], який класифікував поклади за типом природного резервуара, а також ряду інших дослідників, за визначенням "масивний поклад" затвердилося уявлення про скупчення нафти і газу в структурних, ерозійних або біогенних виступах.

Скупчення нафти і газу в пластових склепінних пастках представляють більшу частину виявлених у регіоні покладів - приблизно 60 %. Серед них тільки близько третини мають повний контур нафтогазоносності, а інші мають тектонічні і літологічні обмеження. Нерідкі випадки, коли часткове обмеження склепінних покладів викликано впливом декількох факторів. Характер взаємовідношення в плані контурів усіх покладів на окремому родовищі має важливе значення при його вивченні бурінням. На багатопокладових родовищах спостерігається як повний збіг їхніх контурів, так і значний їхній зсув. Варто зазначити, що на роз-

поділі склепінних пасток у межах брахіантикліналей позначається ступінь впливу соляних мас. В залежності від висоти підйому солі і наявності в розрізі тих або інших стратиграфічних комплексів ці пастки розвинені в різному стратиграфічному діапазоні. Відзначається, що чим сильніше виражена в розрізі незгідність у заляганні осадових утворень, тим більше відрізняються параметри склепінних пасток у відкладах різного віку і зростає можливість виявлення в нижніх горизонтах пасток інших типів [4].

Серед скупчень ВВ, що також знаходяться в пластових резервуарах, але екранованих зміною тектонічних, стратиграфічних і літологічних співвідношень, найбільшим поширенням користуються тектонічно екрановані поклади - більше 70 % від загального числа всіх екранованих покладів. Досить велике поширення в западині тектонічно екранованих покладів багато в чому пояснюється інтенсивним проявом тут соляної тектоніки. Причому, пластові резервуари екрануються не тільки розривними порушеннями, але і тілами соляних діапїрів, як це має місце на Машівському, Чутівському, Розпашнівському й інших родовищах.

Значно менше поширені пластові літологічно екрановані поклади. Зустрінуті вони в основному на ділянках із моноклінальним заляганням шарів осадового комплексу (Руденківське, Волошківське, Північно-Голубівське та ін. родовища). Менше відомі вони на окремих підняттях, де відзначається виклинювання продуктивних горизонтів до склепіння складок (Зачепилівське та ін. родовища).

Утворення покладів у пластових стратиграфічно екранованих пастках обумовлено наявністю стратиграфічних незгідностей в осадовому комплексі. Ця група пластових екранованих покладів найбільше нечисленна в регіоні. Вперше в ДДЗ стратиграфічно екрановані поклади охарактеризував В.І.Кітик [5] на Радченківському родовищі, де пластові резервуари з нафтою і газом у відкладах нижнього карбону екрануються слабопроникними породами тріасу.

Особливо варто відмітити поклади нафти і газу масивно-пластового типу, вперше виділені й охарактеризовані саме в ДДЗ Б.С.Воробйовим [6]. Вони представляють серії пластових покладів, розділених глинистими проверстками, що

формувалися в єдиному масиві порід, під загальною покришкою. Пластові резервуари, що містять ВВ, сполучаються між собою по тектонічних порушеннях і утворюють єдину гідродинамічну систему зі спільним рівнем нафта- або газ-вода.

На формування покладів нафти і газу в масивно-пластових резервуарах значно впливає якість екрануючих порід-покришок. Характерно, що практично всі газоконденсатні та газові родовища в центральній і південно-східній частинах западини, покришками на яких служить нижньопермська соляна товща, містять у собі масивно-пластові поклади (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське та ін. родовища). А північно-західніше під якісною глинистою покришкою тріасового віку утворилися великі та середні за своїми запасами поклади нафти також масивно-пластового типу - Леляківське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське і Качанівське родовища.

У переважному числі масивно-пластові поклади є склепіннями, що найчастіше мають тектонічні обмеження. Однак відомі і масивно-пластові тектонічно екрановані поклади. Так, на Машівському, Чутівському, Червоноярському та інших газоконденсатних родовищах екраном для таких покладів служать соляні штоки.

Масивно-пластові поклади за запасами ВВ і своїми розмірами відносяться до найзначніших у регіоні. Їхні площі часто вимірюються десятками квадратних кілометрів, а висота складає десятки і перші сотні метрів. Самим великим є масивно-пластовий склепінний поклад у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону на унікальному Шебелинському родовищі, що містить 650 млрд.м<sup>3</sup> газу і 8,320 млн.т конденсату; його площа складає 270 км<sup>2</sup>, а висота досягає 1100 м. Значно меншими розмірами характеризуються поклади нафти і газу в окремих пластових резервуарах: площі в більшості випадків не перевищують декількох квадратних кілометрів, а висота складає частіше за все декілька десятків метрів.

Подальше збільшення глибини дослідження осадового чохла западини, а також пошуки промислових скупчень ВВ у кристалічних породах фундаменту

повинно супроводжуватися появою все більшого числа пасток найрізноманітнішої будови і генезису, більшість яких об'єднуються визначенням "пастки неантиклінального типу" - тобто пастки, що знаходяться за межами замкнутих піднять. Одним з основних факторів збільшення розмаїтості форм покладів нафти і газу є ускладнення з глибиною будови виконуючих грабен осадових товщ.

У докембрійському фундаменті варто очікувати поширення літологічно обмежених пасток, приурочених до зон розуцільнення кристалічних порід.

Родовища нафти і газу поширені на більшій частині ДДЗ, що входить як самостійна нафтогазоносна область до складу Дніпровсько-Прип'ятської провінції, де виділяються ще Прип'ятська нафтоносна і Донецька газоносна області.

Сучасне нафтогазогеологічне районування западини базується в основному на схемі, складеної в 1971 році Ю.О.Арсірієм, В.М.Зав'яловим, Л.Г.Красновим, В.І.Мясниковим, О.М.Палієм і С.В.Ткачишиним за редакцією О.М.Палія [7]. Ця схема з наступними змінами і доповненнями використовується в практиці геологорозвідувальних робіт при виборі перспективних напрямків досліджень, переоцінці прогнозних і перспективних ресурсів ВВ, їх геолого-економічній оцінці та ін. Саме дана схема нафтогазогеологічного районування ДДЗ використовується в дисертаційній роботі. Вона представляє можливість характеризувати ефективність освоєння ресурсів ВВ у зв'язку з геологічними особливостями окремих частин регіону, умовами їх нафтогазоносності.

Авторами схеми за головні критерії при виділенні промислово нафтогазоносних і перспективних районів були прийняті тектонічна характеристика земель, стратиграфічна приуроченість скупчень ВВ, їх зв'язок із певними структурними формами, глибина залягання продуктивних горизонтів, щільність прогнозних ресурсів нафти і газу, різниці у фазовому стані ВВ, враховувався також ступінь вивченості надр.

В даний час у межах западини виділяється 15 нафтогазоносних і перспективних районів (рис. 1.2): Чернігівсько-Брагинський перспективний, Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, Талалаївсько-Рибальський нафтогазонос-

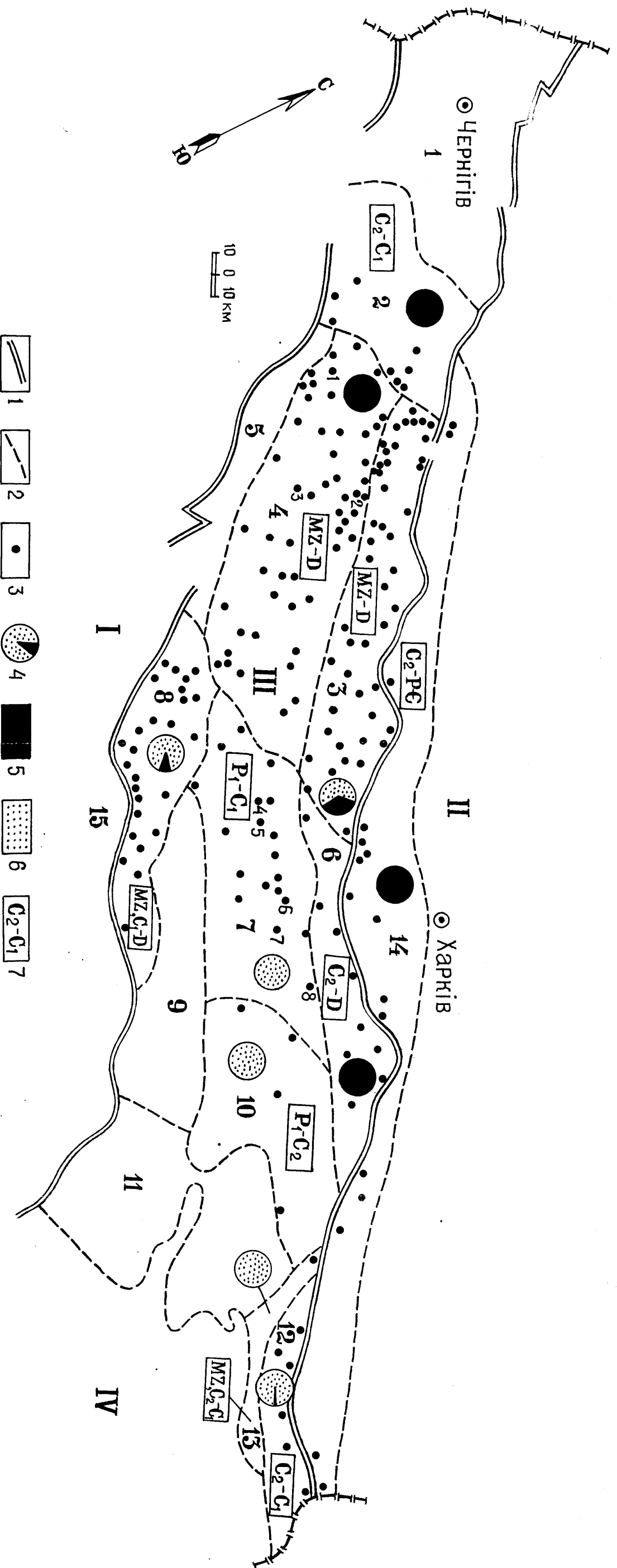


Рис. 1.2. Схема нафтогазогеологічного районування Дніпровсько-Донецької западини. Складла Л.М.Кучма, 2000 р.

Тектонічні елементи: I - північний схил Українського шита, II - південний схил Воронезького масиву, III - Дніпровсько-Донецький грабен, IV - Донецьке складчасте спорудження; 1 - розломи, що обмежують Дніпровсько-Донецький грабен; 2 - границі нафтогазоносних і перспективних районів (по О.М.Палію, Ю.О.Арсирію, В.М.Зав'ялову, Б.П.Кабішеву, П.Ф.Шпаку та інш.); 1 - Чернігівсько-Брагинський перспективний, 2 - Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, 3 - Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, 4 - Глинсько-Солохівський нафтогазоносний, 5 - Антонівсько-Білоцерківський перспективний, 6 - Рябухінсько-Північно-Голубівський газоносний, 7 - Машівсько-Шебелінський газоносний, 8 - Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний, 9 - Октябрьсько-Лозівський перспективний, 10 - Співаківський газоносний, 11 - Кальміусько-Бахмульський перспективний, 12 - Красноречський газоносний, 13 - Лисичанський газоносний, 14 - Північного борту нафтогазоносний, 15 - Південного борту перспективний; 3 - родовища нафти і газу; 4 - часткове співвідношення запасів рідких ВВ і газу; 5 - запаси нафти і конденсату; 6 - запасу газу; 7 - установленний стратиграфічний діапазон нафтогазоносності. Основні родовища нафти і газу з запасами ВВ від 50 до 660 млн.т.: 1 - Лежківське, 2 - Глинсько-Розбишівське, 3 - Яблунівське, 4 - Розпашнівське, 5 - Західно-Хрестипенське, 6 - Мелихівське, 7 - Єфремівське, 8 - Шебелінське.

ний, Глинсько-Солохівський нафтогазонасний, Антонівсько-Білоцерківський перспективний, Рябухінсько-Північно-Голубівський газонасний, Машівсько-Шебелинський газонасний, Руденківсько-Пролетарський нафтогазонасний, Октябрсько-Лозівський перспективний, Співаківський газонасний, Кальміус-Бахмуцький перспективний, Краснорецький газонасний, Лисичанський газонасний, нафтогазонасний район Північного борту і перспективний район Південного борту. Варто зазначити, що визначення “нафтоносний” і “газонасний” для деяких районів є деякою мірою умовними, оскільки згодом у них можуть бути виявлені промислові скупчення ВВ іншого складу і фазового стану.

За тектонічною приуроченістю ряд нафтогазонасних і перспективних районів, що знаходяться в грабені, пов'язані з його прибортовими зонами: Талалаївсько-Рибальський, Рябухінсько-Північно-Голубівський, Антонівсько-Білоцерківський, Руденківсько-Пролетарський, Октябрсько-Лозівський. Найзначніші за кількістю відкритих родовищ і розвіданими запасами нафти і газу є Талалаївсько-Рибальський і Руденківсько-Пролетарський райони. В них відзначається також і найбільший діапазон стратиграфічної нафтогазонасності - від відкладів мезозою до девону. У приосьовій частині грабену, що включає самі значні валоподібні підняття і протяжні структурні ланцюги, розташовуються найбагатіші за вмістом запасів ВВ Глинсько-Солохівський і Машівсько-Шебелинський газонасний райони. Найбільше родовищ нафти і газу виявлено у першому з них, причому поклади містяться в усіх без винятку осадових продуктивних комплексах. Тут же встановлена відома на сьогодні нижня межа промислової нафтогазонасності - на глибині 6300 м. Розташований південно-східніше Машівсько-Шебелинський район охоплює більше занурену частину приосьової зони западини. У її межах поширені соляні куполи, у формуванні яких брали участь галогенні утворення девону і нижньої пермі. Цей район є цілком винятковим як за геологічною будовою структур-пасток, так і за переважним поширенням масивно-пластових покладів, часто обмежених соляними діапірами і диз'юнктивами. Розвиток тут потужної товщі солі нижньопермського віку обумовило формування

під нею у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі основних родовищ газу і конденсату.

Розташований також у приосьовій зоні Співаківський газоносний район значно відрізняється за своєю геологічною будовою: ядра брахіантикліналей піднесені і розмиті відклади середнього карбону перекриваються осадовими утвореннями мезозою і кайнозою. У чотирьох родовищах тут міститься вкрай незначна кількість запасів газу у відкладах нижньої пермі, верхнього і середнього карбону. Докладніша порайонна характеристика розвіданих запасів ВВ різного складу і фазового стану дається в наступних розділах дисертації.

Два непримітних за виявленими запасами газу райони - Краснорецький і Лисичанський - знаходяться в межах північних околиць Донецького складчастого спорудження. Останній із них пов'язаний із північною частиною зони дрібної складчастості відкритого Донбасу.

На південно-східному замиканні ДДЗ знаходиться Кальміус-Бахмуцький перспективний район, що охоплює територію однойменних великих прогинів, розмежованих Дружківсько-Костянтинівською антикліналлю. А в крайній північно-західній частині западини, відділеної від Прип'ятського прогину Брагинсько-Лосєвською сідловиною, виділяються чисто нафтоносний Монастирищенсько-Софіївський і Чернігівсько-Брагинський перспективний райони.

Про тектонічне положення нафтогазоносного району Північного борту ДДЗ і перспективного району південного борту западини свідчить сама їхня назва.

В цілому ДДЗ є переважно газоносною областю; розвідані запаси газу в 8,6 разів перевищують такі нафти. Територія поширення газових скупчень більша за територію, на якій зустрінуті поклади нафти. Останні відсутні у вивченому розрізі на переважному числі площ у південно-східній частині западини. Із 191 родовища, що значаться на державному балансі, 29 (15,2 %) є нафтовими, 6 родовищ (3,1 %) - нафтогазовими, 45 (23,6 %) - нафтогазоконденсатними, 22 (11,5 %) - газовими і 89 (46,6 %) - газоконденсатними. Більша частка розвіданих запасів газу зосереджена в південно-східній частині грабену, а найкрупніші родовища нафти



на північному заході - запаси нафти Лесяківського, Гнідинцівського і Глинсько-Розбишівського родовищ складають 46 % від усіх її запасів. У північно-західному напрямку збільшується й вміст конденсату в газі: від декількох десятків до 1000-1400 г/м<sup>3</sup> і більше. Найбільший вміст конденсату в газі характерно для покладів, що знаходяться в районах поширення нафти.

Якщо ґрунтуватися на сьогоднішній відомій кількості початкових розвіданих запасів нафти і газу в ДДЗ, то можна зробити висновок про значну зміну співвідношення запасів рідких і газоподібних ВВ в окремих нафтогазоносних районах. Так, як уже відзначалося, у Монастирищенсько-Софіївському районі виявлені винятково нафтові поклади, у Талалаївсько-Рибальському, Глинсько-Солохівському і Руденківсько-Пролетарському районах частка запасів нафти і конденсату в загальних запасах ВВ складає відповідно 37,5, 27,1 і 11,6 %. Ще менше вона в районі північного борту западини (8,7 %) і цілком незначна - від 1 до 4 % - у Краснорецькому і Рябухінсько-Північно-Голубівському районах, що позначаються звичайно як газозносні райони.

Розглянута схема нафтогазогеологічного районування ДДЗ використовується автором при складанні карт результатів і ефективності пошуково-розвідувальних робіт. Дане районування дозволяє характеризувати ефективність досліджень у зв'язку з особливостями геологічної будови окремих районів западини й умовами їх нафтогазоносності.

## 1.2. Нафтогазоносні комплекси і продуктивні горизонти у стратиграфічному розрізі

Осадочний чохол ДДЗ складається відкладами палеозою, мезозою і кайнозою. Найбільше древніми осадовими утвореннями, розкритими геологорозвідувальними свердловинами, є середньо- і верхньодевонські відклади в складі ейфельського, живецького, франського і фаменського ярусів. Залишається дискусійним питання про присутність у центральній і південно-східній частинах гра-

бену верхньопротерозойських і нижньопалеозойських порід, потужність яких оцінюється за сейсмічними даними до 4-5 км.

Промислова нафтогазоносність у регіоні встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні - від відкладів мезозою до докембрійських порід фундаменту. Значний і вертикальний діапазон поширення скупчень ВВ - від 430 м (тріас) до 6300 м (верхній візе). З відкладами палеозою пов'язано понад 98 % початкових запасів нафти, газу і конденсату.

Питання систематизації стратиграфічної приуроченості покладів нафти і газу, їх групування в окремих продуктивних комплексах розглядалися в роботах багатьох авторів. Серед подібних досліджень у ДДЗ найбільше поширення одержало виділення нафтогазоносних комплексів (НГК) певного віку на основі сукупності нафтогазонасичених і екрануючих частин розрізу. Вперше такі комплекси в регіоні були виділені в 1961 році Б.С.Воробйовим [8] під назвою "стратиграфічні рівні нафтогазонакопичення". Згодом В.М.Зав'яловим було запропоновано іменувати різновікові продуктивні частини розрізу "стратиграфічні поверхи промислової нафтогазоносності". Виділено шість поверхів: юрський, тріасово-верхньопермський, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, нижньокам'яновугільний і девонський [9]. В останні двадцять років у зв'язку з одержанням нових даних про площовий і вертикальний характер розподілу в осадовому чохлі западини покладів нафти і газу притримуються дрібнішого розчленування нижньокам'яновугільного продуктивного поверху, у складі якого виділяються серпуховсько-верхньовізейський і нижньовізейсько-турнейський нафтогазоносні комплекси. А виявлення промислових скупчень ВВ у породах докембрійського фундаменту дало підставу для виділення самостійного протерозойського комплексу. Оскільки сама назва перерахованих продуктивних комплексів уже говорить про їх стратиграфічну приуроченість, має сенс іменувати їх як "стратиграфічні нафтогазоносні комплекси".

У зв'язку зі сталою традицією в практиці пошуково-розвідувальних робіт у ДДЗ у дисертації використовується підрозділ зведеного стратиграфічного розрізу

на сім нафтогазоносних комплексів. Причому скупчення ВВ у відкладах юри і тріасу розглядаються в складі єдиного мезозойського комплексу (рис. 1.3).

Мезозойський НГК не має значного промислового значення. Незважаючи на майже повсюдне поширення в регіоні осадів цього віку в них виявлено тільки 7 родовищ нафти і газу, в основному в центральній частині западини. У відкладах мезозою виділяються п'ять продуктивних горизонтів. Верхній із них приурочений до базальної піщанистої пачки, що залягає в підшві юрських відкладів. Покришкою служить бат-байоська глиниста товща. Слабопроникним перекриттям для тріасових продуктивних горизонтів є глинисті відклади тріасу. Скупчення ВВ приурочені до піщано-карбонатного і піщаних горизонтів нижнього тріасу. Поклади нафти і газу, пов'язані з цими горизонтами, виявлені на Качанівському, Більському, Рибальському та інших родовищах. Глибина залягання продуктивних горизонтів мезозою змінюється від 400 до 1800 м. У загальних початкових розвіданих запасах ВВ у регіоні частка запасів мезозойського комплексу складає всього 1,2 %.

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс являється одним з основних у ДДЗ за прогнозованими у ньому початковими потенційними ресурсами ВВ - 35,4 %. У відкладах цього віку знаходяться майже 60 % розвіданих запасів. З 28 родовищ, що містять скупчення ВВ у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону, 19 знаходяться в Машівсько-Шебелинському районі, де покришкою для масивно-пластових покладів газу є нижньопермські соляні товщі, потужність яких досягає багатьох десятків метрів. Крім солі ізолюючими властивостями серед порід цих товщ володіють також глини, а у випадку відсутності тріщинуватості - ангідрити, вапняки і доломіти. Північно-західніше екраном для покладів нафти у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону служить нижньотріасова, глиниста товща. Надійна глиниста покришка потужністю до 100 м обумовила формування в районі її поширення також покладів масивно-пластового типу (Лесяківське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське й інші родовища).

СТРАТИГРАФІЧНІ ПІДРОЗДІЛИ				ЛІТОЛОГІЧНА КОЛОНКА	ТОВЩИНА, М	СТРАТИГРАФІЧНІ НАФТОГАЗОНОСНІ КОМПЛЕКСИ	ПРОДУКТИВНІ ГОРИЗОНТИ	Розподіл початкових запасів вв за стратиграфічними комплексами, %			
СИСТЕМА	ВІДДІЛ	ЯРУС	ПІД'ЯРУС					НАФТА 20 40 60 80	ГАЗ 20 40 60 80	КОНДЕНСАТ 20 40 60 80	
ЧЕТВЕРТИННА, НЕОГЕНОВА І ПАЛЕОГЕНОВА СИСТЕМИ					До 800						
КРЕЙДОВА	Верхній				До 1100						
	Нижній										
ЮРСЬКА	Верхній				До 1100	Мезозойський (юрсько-тріасовий)	Ю	4,6%	0,9%	0,2%	
	Середній										
ТРИАСОВА	Верхній				До 1000						
	Середній										
ПЕРМСЬКА	Нижній	Сакмарський			До 2700	Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний	A-1 - A-8	42,9%	59,2%	25%	
		Асельський									
КАМ'ЯНОВА УГІЛЬНА	Верхній	Гжельський-Касимівський			До 2000		G-1 - G-13				
		Середній	Московський		До 1000	Середньокам'яновугільний	M-1 - M-8	5,3%	4,1%	3%	
	Башкирський			До 1400	B-1 - B-14						
	Нижній	Серпуховський			До 1500	Серпуховсько-верхньовізейський	C-1 - C-22	40,1%	26,6%	57,9%	
		Візейський	Верхній		До 1800		B-14 - B-23				
				Нижній		До 800	Нижньовізейсько-турнейський	B-24 - B-27	5,8%	8,8%	13,5%
		Турнейський			До 800	T-1 - T-5					
	ДЕВОНСЬКА	Верхній	Фраменський	Верхній		До 2400	Девонський	D-1 - D-3	1,1%	0,3%	0,1%
				Нижній		До 2000		D-4 - D-9			
		Середній	Франський			До 4400					
Живетовський				До 80							
ДОКЕМБРІЙ	Ейфельський			До 80	Протерозойський	РЄ	0,2%	0,1%	0,2%		



Рис. 1.3. Зведений стратиграфічний розріз Дніпровсько-Донецької западини. Склала Л.М.Кучма, 2000 р.  
 1 - глини, 2 - аргіліти, 3 - піски й алевроліти, 4 - пісковики й алевроліти, 5 - крейда, 6 - мергелі, 7 - вапняки,  
 8 - доломіти, 9 - ангідрити, 10 - сіль, 11 - ефузиви і туфогенні породи, 12 - стратиграфічні незгідності,  
 13 - породи кристалічного фундаменту.

Примітка. Індекси продуктивних горизонтів показані за "Атласом родовищ нафти і газу України" [10].

Розглянутий продуктивний комплекс є найбільше значущим із всіх інших стратиграфічних поверхів нафтогазоносності. Ні в якому іншому так виразно не виражений як за розрізом, так і за площею контроль надійного флюїдоупору на умови формування під ним скупчень ВВ. Положення в розрізі нижньотріасової глинистої покришки і соленосних товщ нижньої пермі, покришок субрегіонального значення, відбилося на глибинному характері розміщення найкрупніших у регіоні покладів нафти і газу, їхній формі, на ступені заповнення пасток вуглеводнями - у зоні розвитку соляних товщ він досягає 80-90 і більше відсотків. Високі ізолюючі властивості названих покришок забезпечили утворення єдиних покладів, що часом досягають висоти в декілька сот і більше метрів, не тільки в пластах-колекторах нижньої пермі, але й в горизонтах верхнього карбону.

Продуктивні пласти під нижньопермською глинистою товщею представлені в основному пісковиками й алевролітами. У районах розвитку хомогенних відкладів нижньої пермі колекторами служать також ангідрити, доломіти і вапняки. Кількість окремих продуктивних горизонтів, що складають єдині масивно-пластові резервуари, коливається від 2-3 до 13-15. Загальне число продуктивних горизонтів у цьому комплексі досягає 27. У відкладах асельського ярусу нижньої пермі виділяється 8 горизонтів (А-1 - А-8), у гжельському і касимовському ярусах верхнього карбону знаходяться горизонти від Г-1 до Г-13 і К-1 - К-6. Глибина залягання горизонтів змінюється від 550 до 4300 м.

Середньокам'яновугільний НГК значно бідніше за прогнозованими у ньому початковими потенційними ресурсами ВВ, а особливо за розвіданими запасами нафти і газу. Хоча поклади у відкладах цього віку встановлені на 51 родовищі, запаси ВВ, що містяться в них, більше ніж у 14 разів поступаються таким нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу. У відкладах середнього карбону, що характеризуються високим утриманням проникних теригенних порід, немає яскраво виражених флюїдоупорів. Так, за висновком О.Д.Білика, Р.Я.Поляк і ін. [11], можна вважати, що кожний поклад у відкладах башкирського ярусу має

свою покришку. Продуктивні горизонти, які літологічно представлені пісковиками й алевролітами, досить рівномірно розподілені за розрізом. Покришками для покладів служать глинисто-аргілітові пачки невеликої потужності - до 30-50 м. У московському ярусі виділяється сім горизонтів (М-1 - М-7), у башкирському 14 (Б-1 - Б-14). Кількість горизонтів на окремих родовищах складає від 2-3 до 10 і більше. Глибина їх залягання змінюється від 650 до 5300 м.

Відклади нижнього карбону характеризуються регіональною нафтогазоносністю: в осадових утвореннях цього віку промислові скупчення ВВ установлені на 155 родовищах. Початкові потенційні ресурси складають 51,3 % від загальних ресурсів западини, а розвідані запаси нафти, вільного газу і конденсату - 38,2 %.

Як уже відзначалося, у вищезазначеному стратиграфічному поверсі промислової нафтогазоносності прийнято виділяти два продуктивних комплекси: верхній із них охоплює осадові утворення верхньовізейського під'ярусу і серпуховського ярусу, нижній - турнейського ярусу і нижньовізейського під'ярусу.

Серпуховсько-верхньовізейський НГК найширше розповсюджений у ДДЗ, причому скупчення ВВ у відкладах серпуховського ярусу відомі на значно меншій кількості родовищ, ніж поклади верхньовізейського під'ярусу. Загалом в цьому комплексі виявлено 141 родовище, тобто з загального числа родовищ, що значаться на державному балансі, 74 % містять поклади нафти і газу саме в даних відкладах. Досить високо вони оцінюються і за змістом ППР - майже 37 %. В даний час на долю цього комплексу доводиться близько 30 % від усіх розвіданих початкових запасів у регіоні.

Характер розподілу комплексу резервуарних і екрануючих товщ за розрізом загалом нагадує такий середньокам'яновугільного комплексу, що залягає вище. Породи-колектори в літологічному відношенні представлені пісковиками, алевролітами і, у меншому ступеню, карбонатними різницями порід - доломітизованими, тріщинуватими вапняками. У зведеному розрізі відкладів серпуховського ярусу виділяється 22 продуктивних горизонти - від С-1 до С-22, у верхньовізейському під'ярусі - горизонти від В-14 до В-23. З горизонтом В-22 на Перевозі

зівському родовищі пов'язане найглибше на сьогодні промислове скупчення газу - на глибині (6223-6287 м). Нафтогазоупорами служать глинисті товщі, потужністю від 10-20 до 80-100 м, що являються в основному покришками місцевого і зонального значення. Розташування цих покришок на різних стратиграфічних рівнях і їх чергування із пластовими резервуарами обумовило вертикальний характер розподілу в розрізі покладів нафти і газу, утворення багатошарових родовищ.

У нижньовізейсько-турнейському НГК скупчення ВВ виявлені на значно меншому числі родовищ (на 68), що частково пояснюється і великими глибинами залягання цього продуктивного комплексу. Частка ППР нафти, газу і конденсату у загальній їх сумі, визначеної до глибини 7000 м, складає 14,4 %. Доля розвіданих запасів - 8,7 %.

Поклади нафти і газу у відкладах цього віку встановлені в основному в північно-західній частині приосьової зони, а також у північній і південній прибортових зонах - у Талалаївсько-Рибальському і Руденківсько-Пролетарському районах. Приблизно 80 % нафтогазоносних за цими відкладами площ містять скупчення ВВ і у вищезалягаючих горизонтах. Основними колекторами у нижньовізейських відкладах є пісковики, а в утвореннях турнейського ярусу поширені також породи-колектори, літологічно представлені вапняками, доломітизованими вапняками і доломітами. За продуктивними пачками у нижньому візі виділяються горизонти від В-24 до В-26, а в турне - від Т-1 до Т-5. Найглибші у відкладах цього комплексу скупчення газу встановлені на Березівському родовищі на глибині 5900-5990 м - продуктивні горизонти В-26 і Т-1.

Малопроникні пачки порід нижньовізейського під'ярусу і турнейського ярусу представлені в основному аргілітами. Крім глинистих порід певну роль при екрануванні скупчень ВВ відіграють і карбонатні утворення.

Відповідно до останнього кількісного підрахунку прогнозних і перспективних ресурсів нафти і газу в ДДЗ, виконаного за станом на січень 1993 року, вуглеводневий потенціал девонського продуктивного комплексу оцінений у порів-

нянні з іншими комплексами невисоко: у загальній сумі початкових потенційних ресурсів ВВ до глибини 7000 м його частка складає близько 6 %. У відкладах девону виявлено 7 родовищ нафти і газу, їх загальні запаси складають 0,4 % від усіх початкових запасів западини.

Розріз осадових утворень девону складається в ДДЗ із п'ятох товщ: підсольової в об'ємі ейфельського і живетського ярусів середнього девону та франського ярусу верхнього девону, нижньої соленосної товщі франського ярусу, міжсольової (нижній фамен), верхньої соленосної і надсольової товщ верхнього фамену. Промислова нафтогазоносність встановлена у відкладах надсольової і міжсольової товщ, у першій із них виділяються горизонти від Д-1 до Д-3, а в другій від Д-4 до Д-9. Зокрема горизонт Д-9 містить поклад на Бутруватівському родовищі (3900 м), а з горизонтом Д-8 пов'язане скупчення нафти на Козіївському родовищі (4110 м) - північна прибортова зона, Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район. Літологічно продуктивні горизонти представлені в основному пісковиками. Покришками служать глинисті пачки порід. Як основні флюїдоупори розглядаються також франська і фаменська соляні товщі.

До того, що вже раніше було сказано про характер промислових скупчень ВВ у породах докембрійського фундаменту, варто додати, що пов'язаний із ним самий древній у западині протерозойський НГК перебуває в початковій стадії вивчення. Оцінка його вуглеводневого потенціалу дуже проблематична. За останнім підрахунком прогнозних ресурсів нафти і газу в ДДЗ, у районі північного борту, вони оцінені в кількості 55,8 млн. т, що складає трохи більше одного відсотка від ППР усієї западини. У цьому ж районі знаходяться Хухринське і Юліївське родовища з запасами газу і нафти в породах докембрійського фундаменту, їх загальні запаси ВВ складають 3,4 млн.т.

Дуже цікаво простежити характер площової нафтогазоносності різновікових продуктивних комплексів, що виділяються. Насамперед слід зазначити, що по окремих стратиграфічних комплексах спостерігається значне звуження ареалу поширення скупчень ВВ вверх за розрізом осадового чохла [12]. Як уже відміча-



лося, найширшим просторовим розповсюдженням покладів характеризуються регіонально нафтогазоносні нижньокам'яновугільні відклади (рис. 1.4), у яких загалом по двох нафтогазоносних комплексах - серпуховсько-верхньовізейському і нижньовізейсько-турнейському - встановлено 155 родовищ. З десятих промислово нафтогазоносних районів западини скупчення ВВ промислового значення у відкладах нижнього карбону не виявлені поки тільки в двох районах - Машівсько-Шебелинському і Співаківському, що пояснюється в основному занадто глибоким заляганням відкладів цього віку в південно-східній приосьовій частині ДДЗ.

Значно менше число родовищ містять скупчення ВВ у відкладах середнього карбону - 51 родовище, хоча відомі вони у всіх десятих нафтогазоносних районах западини. Примітно, що майже 90 % цих родовищ містять поклади нафти і газу в залягаючих нижче серпуховсько-верхньовізейському і нижньовізейсько-турнейському продуктивних комплексах.

Ще меншим просторовим поширенням характеризуються осадові утворення нижньої пермі і верхнього карбону. Відомі на сьогодні в 28 родовищах промислові скупчення ВВ у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі локалізовані в двох районах: поклади нафти в північно-західній частині западини (Глинсько-Солохівський і Талалаївсько-Рибальський НГР) і газові поклади на південному сході (в основному Машівсько-Шебелинський газоносний район), де поширені надійні покришки. Площова локалізація скупчень ВВ у названих частинах западини пояснюється поширенням тут якісного тріасово-верхньопермського флюїдоупору, що обумовило формування під ним єдиних покладів масивно-пластового типу у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону. Слід зазначити, що даний флюїдоупор, комбінований за своїм літологічним складом - нижньотріасова глиниста товща на заході і соленосні товщі нижньої пермі на сході, - розглядається деякими дослідниками як регіональний для ДДЗ [13]. Однак досить чітко виражена площова відокремленість цих слабопроник-

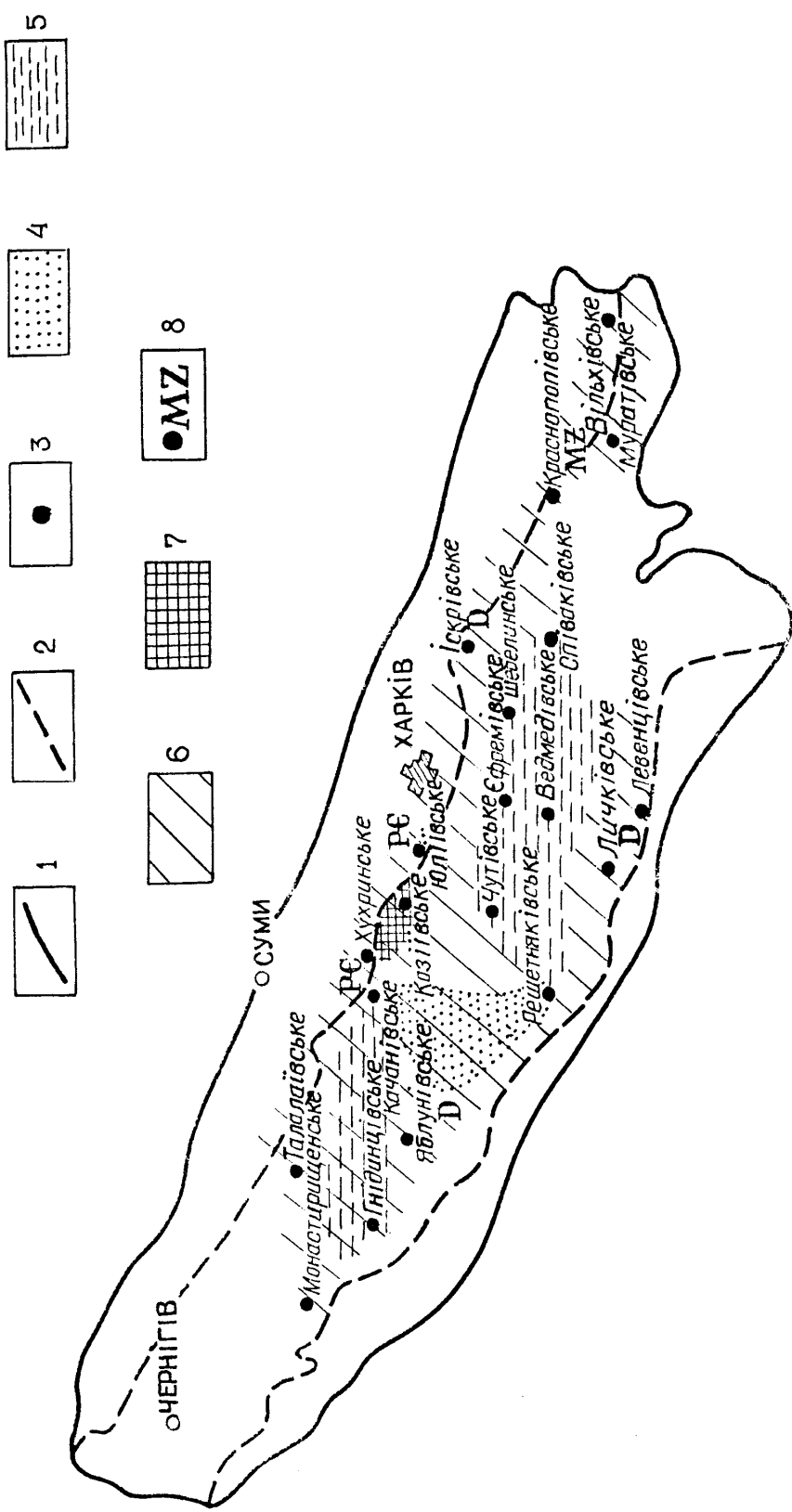


Рис. 1.4. Ареали поширення скупчень ВВ за стратиграфічними комплексами Дніпровсько-Донецької западини. Склала Л.М. Кучма, 2000 р.

1 - межа Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області; 2 - регіональні розломи, що обмежують грабен; 3 - родовища нафти і газу. Встановлені ареали поширення скупчень ВВ у відкладах різного віку: 4 - мезозой, 5 - нижня перм і верхній карбон, 6 - середній і нижній карбон, 7 - девон. 8 - одиничне скупчення ВВ у відкладах певного віку поза ареалом їхнього поширення.

них товщ і двох ареалів поширення під ним скупчень ВВ у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі (рис.1.4) дають нам підставу вважати їх покришками субрегіонального значення.

У відкладах мезозою встановлено 12 промислових скупчень ВВ на 7 площах. За винятком Краснопопівського родовища, що знаходиться в північній прибортовій зоні грабену, всі інші приурочені до серединної центральної частини западини. І на всіх цих родовищах встановлена в тому або іншому ступені промислова нафтогазоносність залягаючих нижче осадових утворень.

Висновок про те, що в переважаючій більшості випадків структури, продуктивні за верхніми горизонтами осадового чохла, містять поклади й у більше древніх відкладах, правомочний для всього регіону. Ця обставина, поряд із зменшенням уверх за розрізом кількості продуктивних площ, може бути свідченням широкого процесу вертикальної міграції ВВ.

### 1.3. Розподіл скупчень вуглеводнів у стратиграфічних комплексах та глибинах

Розгляд у розрізі ДДЗ окремих стратиграфічних НГК і пов'язаних із ними продуктивних горизонтів дозволяє скласти уявлення про насиченість вуглеводнями різновікових осадових утворень і приурочених до них пластів порід із сприятливими умовами для акумуляції нафти і газу. Загальна кількість продуктивних горизонтів у зведеному розрізі регіону досягає 104, однак у різних його частинах через скорочення в тому або іншому ступені стратиграфічного розрізу зменшується і число продуктивних горизонтів. До того ж у різних районах одновікові продуктивні горизонти часто містять різні за складом і фазовим станом скупчення ВВ. Тому розгляд особливостей площового і вертикального характеру насиченості надр вуглеводнями необхідно вести на рівні їхнього локального скупчення - покладу. Тут варто пояснити, що під визначенням "скупчення ВВ" у більшості випадків нами мається на увазі на родовищі окремий продуктивний

горизонт; часто декілька таких горизонтів із спільним контактом нафта- або газ-вода розглядаються як єдине скупчення ВВ - так звані масивно-пластові поклади.

Оскільки той самий продуктивний горизонт містить поклади на багатьох родовищах, то їхня загальна кількість значно перевищує число горизонтів. До початку 1999 року кількість локальних промислових скупчень ВВ становила 795. Із них на частку нафтових покладів припадає 25,5 %, нафтогазових і нафтогазо-конденсатних - 8 % і газових та газоконденсатних - 66,5 %. У відкладах нижнього карбону знаходиться 563 поклади, або 70,8 %. Причому 476 покладів пов'язано із серпуховсько-верхньовізейським комплексом. До відкладів середнього карбону приурочено 166 покладів (20,9 %). Далі, за кількістю виявлених скупчень ВВ, ідуть нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс - 39 скупчень (4,9 %), мезозой - 12 (1,5 %), девон - 12 (1,5 %) і породи докембрійського фундаменту - 3, або 0,4 %.

Середній розмір покладів по запасах ВВ за окремими стратиграфічними комплексами загалом у западині характеризується наступними значеннями: мезозойський - 2,7 млн.т, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний - 38,8 млн.т, середньокам'яновугільний - 0,7 млн.т, серпуховсько-верхньовізейський - 1,7 млн.т, нижньовізейсько-турнейський - 2,7 млн.т, девонський - 0,8 млн.т і протерозойський - 1,1 млн.т [14].

Розподіл промислових скупчень ВВ різного складу і фазового стану за стратиграфічними НГК і інтервалами глибин у цілому для ДДЗ відображено на рисунку 1.5. Варто відзначити, що глибини знаходження покладів певних стратиграфічних комплексів відображають загальний глибинний характер залягання вміщуючих їх товщ, що чітко простежується від мезозойського до нижньовізейсько-турнейського комплексів. Незначне число девонських і докембрійських покладів не характерно в цьому відношенні, оскільки вони виявлені в основному в найдоступніших для буріння на ці відклади районах.

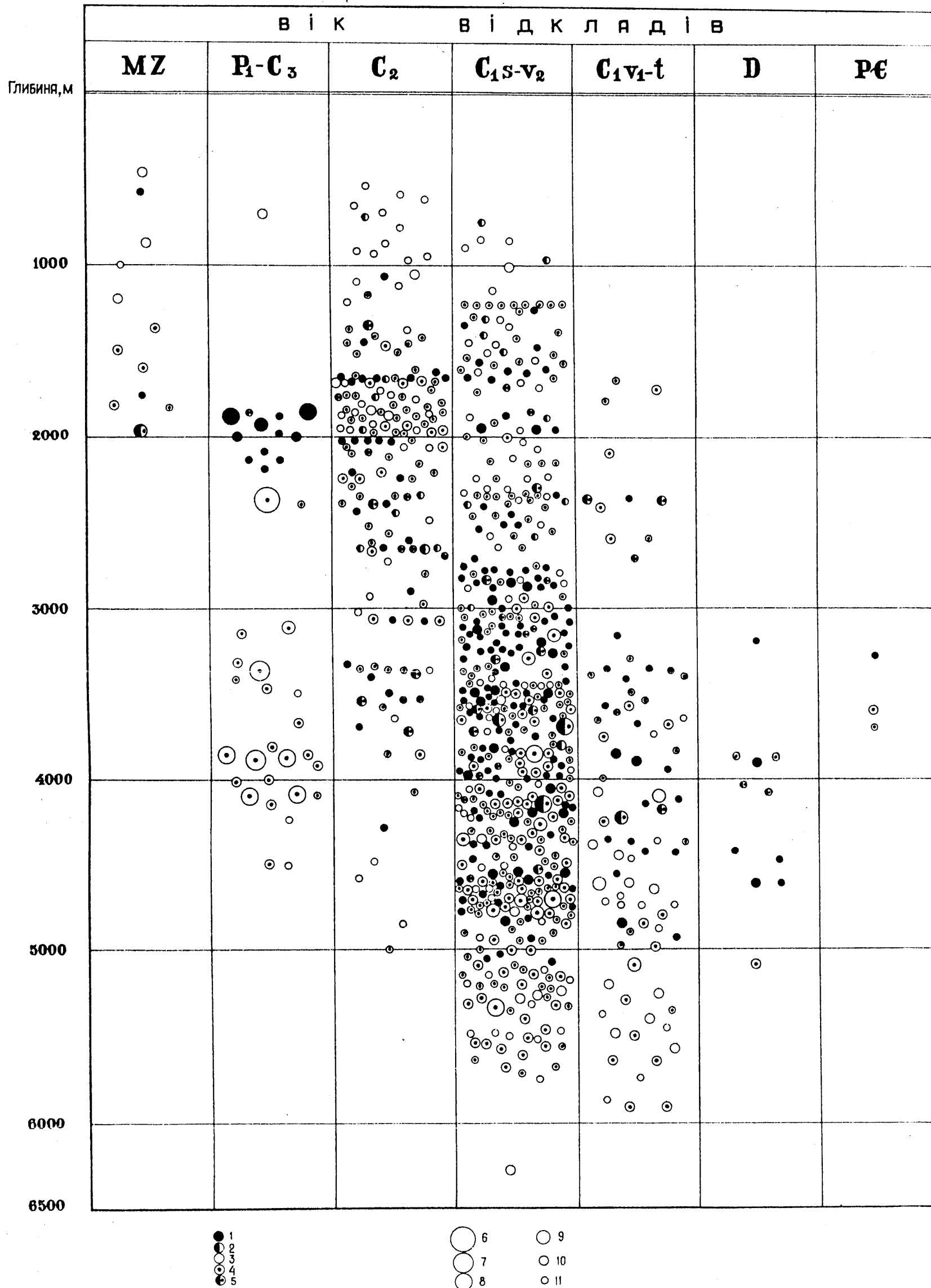


Рис. 1.5. Розподіл промислових скупчень вуглеводнів різного складу і фазового стану за глибинами та стратиграфічними комплексами у Дніпровсько-Донецькій западині. Склала Л.М.Кучма, 2000 р. Підрозділ скупчень за фазовим станом ВВ: 1 - нафтові, 2 - нафтогазові, 3 - газові, 4 - газоконденсатні, 5 - нафтогазоконденсатні. Градація скупчень ВВ із початковими запасами, млн.т: 6 - більше 600, 7 - 100-350, 8 - 30-100, 9 - 10-30, 10 - 1-10, 11 - менше 1. Примітка. Скупчення ВВ нанесені за максимальною глибиною їх залягання.

Наведений рисунок дає уявлення про вертикальний розподіл ВВ різного складу в межах кожного виділеного продуктивного комплексу в регіональному масштабі, тобто без урахування стратиграфічного і глибинного характеру нафтогазоносності, що спостерігається за окремими районами западини. Досліджуване питання варто розглядати по районах ще і з тієї причини, що в западині відзначається площова диференціація в розміщенні рідких і газоподібних ВВ, що не одержує свого відображення на рисунку 1.5.

З цією метою складена схема розміщення покладів нафти і газу за стратиграфічними комплексами і інтервалами глибин в окремих промислово нафтогазоносних районах западини (рис.1.6).

У окремих районах ДДЗ характер стратиграфічної приуроченості покладів різного складу досить різноманітний. Так, у самому північно-західному Монастирищенсько-Софіївському районі всі 39 виявлених покладів є нафтовими і знаходяться в нижньо- і середньокам'яновугільних відкладах. Невеликий стратиграфічний діапазон промислової газоносності відзначений у Машівсько-Шебелинському, Співаківському, Рябухінсько-Північно-Голубівському і Краснорецькому районах, розташованих у східній частині регіону. У перших двох районах газові і газоконденсатні поклади містяться переважно в нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі, а в інших - майже всі у відкладах середнього і нижнього карбону. Найбільше різноманітна стратиграфічна приуроченість скупчень ВВ різного складу і фазового стану в Глинсько-Солохівському і Талалаївсько-Рибальському НГР, розташованих у західній частині ДДЗ і пов'язаних із північно-східною крайовою і центральною приосьовою зонами грабену. Тут поклади як нафти, так і газу зустрінуті практично у всіх різновікових продуктивних комплексах.

Відповідно до глибин залягання в регіоні осадових товщ певного віку знаходяться і глибини пов'язаних із ними скупчень ВВ. Так, у відкладах мезозою всі поклади виявлені в інтервалі глибин до 3000 м, вертикальний діапазон поширення нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу захоплює й інтервал

Стратиграфічні комплекси	Нафтогазоносні райони										Д.Д.З										
	Монастирсько-Ізський		Таралівський		Глинсько-Солохівський		Руденківсько-Пролетарський		Малишківсько-Шибелинський		Рябуківсько-Лівиничівсько-Голубівський		Красно-решетківський		Лисичинський		Район Північного борту		Скупчення ВВ, Кількість (%)		
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	Нафтові	Газогазові та нафтогазоконденсатні	
MZ	а	●10105			03	●1							01					2(17%)	1(8%)	9(75%)	
	б																				
	в																				
P <sub>1</sub> -C <sub>3</sub>	а	●301			●8				05									11(65%)	1(6%)	5(29%)	
	б								022											22(100%)	
	в																				
C <sub>2</sub>	а	●4	●20701	●1003010	●505036								03					●102018	17(12%)	98(72%)	
	б		●30104	●20103	●10301	●1						06					01	7(24%)	5(17%)	17(59%)	
	в																				
C <sub>1</sub> S-V <sub>2</sub>	а	●13	●20103	●90308	●6011076													●205	32(23%)	15(11%)	92(66%)
	б	●17	●6309057	●1907079	06	●1											●101012	101(36%)	17(6%)	163(58%)	
	в		●1010	044	●1													2(4%)		55(96%)	
C <sub>1</sub> V <sub>1</sub> -t	а				●10307													1(9%)	3(27%)	7(64%)	
	б	●5	●1003015	●2011	08												01	17(30%)	3(5%)	37(65%)	
	в		●104	011	03													1(5%)		18(95%)	
D	а																				
	б		●5		●202	02											●1	6(55%)	2(18%)	3(27%)	
	в			01																1(100%)	
PE	а																				
	б																	●102	1(33%)	2(67%)	
	в																				



Рис. 1.6. Схема розподілу скупчень ВВ різного складу і фазового стану за стратиграфічними комплексами ДДЗ.

Склала Л.М.Кучма, 2000 р.

1 - інтервали глибин; а - 0-3000 м, б - 3000-5000 м, в - 5000-7000 м. Підрозділ скупчень за фазовим станом ВВ: 2 - нафтові (цифрами показано кількість скупчень), 3 - нафтогазові та нафтогазоконденсатні, 4 - газові та газоконденсатні.

3000-5000 м, точніше - до глибини приблизно 4500 м (рис. 1.5). У межах цих інтервалів глибин знаходяться і всі відомі на сьогодні поклади нафти і газу середньокам'яновугільного комплексу; на більших глибинах вони можуть бути виявлені в основному на південному сході регіону в зв'язку з загальним збільшенням потужності і зануренням кам'яновугільних осадових утворень у напрямку до складчастого Донбасу. З продуктивними комплексами нижнього карбону пов'язані практично всі скупчення ВВ, що знаходяться на глибинах від 5000 до 6300 м - Глинсько-Солохівський і Талалаївсько-Рибальський НГР. Не виявлення промислових скупчень газоподібних і рідких ВВ у відкладах нижнього карбону на великій території Машівсько-Шебелинського і Співаківського районів у значній мірі може пояснюватися труднощами для досягнення їх бурінням у масовому порядку.

Крім ілюстрації стратиграфічного і глибинного діапазону нафтогазоносності окремих районів ДДЗ, рисунок 1.6 дає уявлення про співвідношення розподілу в тому або іншому продуктивному комплексі скупчень ВВ різного фазового стану.

Розглядаючи співвідношення між нафтовими, нафтогазовими і газовими покладами в межах окремих стратиграфічних комплексів за інтервалами глибин у цілому за розрізом западини, можна помітити, що за винятком середньокам'яновугільного комплексу у всіх інших із ростом глибини спостерігається зростання частки газових і газоконденсатних покладів. Але тут необхідно підкреслити, що такий висновок впливає з розгляду саме зведеного розрізу осадового чохла западини, на якому затушовані відмінності в характері нафтогазоносності, властиві окремим її районам. Наприклад, у Талалаївсько-Рибальському і Глинсько-Солохівському районах змішаного нафтогазонакопичення зі збільшенням глибин залягання верств серпуховсько-верхньовізейського і нижньовізейсько-турнейського нафтогазоносних комплексів відбувається дуже значне зростання частки газоподібних скупчень ВВ - за окремими інтервалами глибин від 40-50 до 90 і більше відсотків (табл.1.1). У районах же "чистого" нафто- або газонакопи-



## Співвідношення скупчень ВВ різного складу і фазового стану в стратиграфічних комплексах і інтервалах глибин

Стратиграфічні комплекси	Нафтогазоносні райони																						
	Монастирищенський ко-Софійський			Талагаївсько-Рибальський			Линьківсько-Солохівський			Руденківсько-Пролетарський			Машівсько-Шебелинський і Співківський			Рябучинсько-Північно-Голубівський			Красносельський і Лисичанський			Район північного борту	
	Н	НГ і НГК	Г і ГК	Н	НГ і НГК	Г і ГК	Н	НГ і НГК	Г і ГК	Н	НГ і НГК	Г і ГК	Н	НГ і НГК	Г і ГК	Н	НГ і НГК	Г і ГК	Н	НГ і НГК	Г і ГК		
MZ	а	-	-	1/14,3	1/14,3	5/71,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	в	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
P <sub>1</sub> -C <sub>3</sub>	а	-	-	3/75	1/25	-	8/100	-	-	-	-	-	-	-	5/100	-	-	-	-	-	-	-	
	в	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22/100	-	-	-	-	-	-	-	
C <sub>2</sub>	а	4/100	-	2/20	7/70	1/10	10/43,5	3/13	10/43,5	5/10,9	5/10,9	36/78,2	-	-	-	-	-	30/100	1/5	2/9	18/86		
	в	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C <sub>1S</sub> -V <sub>2</sub>	а	13/100	-	2/33,3	1/16,7	3/50	9/45	3/15	8/40	6/6,5	11/11,8	76/81,7	-	-	-	-	-	-	2/28,5	-	5/71,5		
	в	17/100	-	63/48,8	9/7	57/44,2	19/18,1	7/6,7	79/75,2	-	-	6/100	1/100	-	-	-	-	2/100	1/7,1	1/7,1	12/85,8		
C <sub>1V1</sub> -t	а	-	-	-	-	-	-	-	-	1/9,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	в	5/100	-	10/35,7	3/10,7	15/53,6	2/15,4	-	11/84,6	-	-	8/100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/100	
D	а	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	в	-	-	5/100	-	-	-	-	-	-	2/50	2/50	-	-	-	-	-	-	-	1/100	-	-	
PE	а	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	в	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1/33,3	-	2/66,7	
MZ - PE	а	17/100	-	8/29,6	10/37	9/33,4	27/50	6/11,1	21/38,9	13/8,6	19/12,6	119/78,8	-	-	5/100	-	-	-	31/100	3/10,7	2/7,1	23/82,2	
	в	17/100	-	81/47,7	13/7,6	76/44,7	23/18,5	8/6,5	93/75	1/4	5/22	17/74	2/7,7	-	24/92,3	-	-	-	2/100	3/15	1/5	16/80	
				2/12,5	-	14/87,5	1/1,8	-	56/98,2	-	-	3/100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Примітка. 1. Інтервали глибин: а - 0-3000 м, б - 3000-5000 м, в - 5000-7000 м. 2. Підрозділ скупчень за фазовим станом ВВ: н - нафтові, нг - нафтогазові, нгк - нафтогазо-конденсатні, г - газові, гк - газоконденсатні. 3. У чисельнику - кількість скупчень ВВ, у знаменнику - частка скупчень ВВ даного типу від їхнього загального числа в інтервалі глибин, %.

чення, таких як Монастирищенсько-Софіївський, Рябухінсько-Північно-Голубівський і ін., характер нафтогазоносності залишається незмінним по всьому розкритому розрізу, незалежно від віку продуктивних горизонтів і глибин їхнього залягання.

Складається враження, що зміни в характері нафтогазоносності в регіоні - зміни в співвідношенні скупчень ВВ різного складу і фазового стану - відбуваються більше за площею, ніж за розрізом. Цікаво в цьому відношенні простежити склад скупчень ВВ у регіонально продуктивному серпуховсько-верхньовізейському комплексі в досить повно досліджуваному бурінням інтервалі глибин від 3000 до 5000 м. У напрямку з північного заходу на південний схід у даному інтервалі глибин у межах Дніпровсько-Донецького грабену відбувається зміна в характері нафтогазоносності вбік зростання частки газоподібних скупчень ВВ над рідкими. Так, у самому північно-західному Монастирищенсько-Софіївському районі всі виявлені поклади є нафтовими, у розташованих на схід Талалаївсько-Рибальському і Глинсько-Солохівському районах число газових і газоконденсатних покладів складає відповідно 44 і 75 відсотків від загальної кількості покладів, а на схід (Руденківсько-Пролетарський, Рябухінсько-Північно-Голубівський, Краснорецький і Лисичанський райони) частка газових скупчень зростає до 100 % (табл.1.1). Подібні приклади можна привести і по інших стратиграфічних НГК і інтервалах глибин.

Таким чином, можна відзначити, що в окремих частинах ДДЗ незалежно від віку відкладів, що вміщують поклади, із зростанням глибини їх знаходження склад і фазовий стан скупчень ВВ не перетерплюють змін, в інших же випадках із глибиною спостерігається збільшення частки газових скупчень. З огляду на широко поширене уявлення про спрямованість процесу утворення покладів нафти і газу і їх схоронності при зануренні осадових товщ і визнання багатьма дослідниками головної ролі катагенних факторів на утворення нафтових вуглеводнів, серед яких найважливішим є температура [15-17], має сенс розглянути як за

площею, так і за розрізом розподіл у западині скупчень ВВ різного складу безвідносно до віку вміщуючих їх продуктивних комплексів (горизонтів).

#### 1.4. Просторове розміщення покладів нафти і газу

Відзначений раніше загальний характер площевої диференціації в розміщенні у ДДЗ промислових скупчень ВВ різного складу і фазового стану позначається й на вертикальному характері їх розподілу у різних частинах западини [18]. У найзахіднішому Монастирищенсько-Софіївському районі до глибини 4642 м виявлені виключно нафтові поклади (рис.1.7 та 1.8). На схід, у Талалаївсько-Рибальському та Глинсько-Солохівському НГР (північна прибортова та осьова частини западини) поклади нафти зустрічаються до глибини 5087 м. До того ж, коли у Талалаївсько-Рибальському районі за тисячометровими інтервалами розрізу до глибини 5000 м частка нафтових покладів у загальній кількості скупчень ВВ становить 30-33 %, то у Глинсько-Солохівському районі вона зменшується від 78 % в інтервалі глибин 1000-2000 м до 12 % у інтервалі 4000-5000 м. У цих районах знаходяться майже всі виявлені на теперішній час газові та газоконденсатні поклади на глибині більше 5000 м.

У південній прибортовій зоні западини - Руденківсько-Пролетарський НГР - промислові скупчення рідких ВВ установлені до глибини 3600 м; нижче за розрізом до 5563 м зустрінуті поклади газу. У районі північного борту западини у досліджуваному розрізі, в тому числі й у породах докембрійського фундаменту, поклади нафти виявлені до глибини 3688 м, а газові та газоконденсатні скупчення (77 %) - до 4065 м. В інших п'яти промислово газоносних районах (Машівсько-Шебелинський, Співаківський, Рябухінсько-Північно-Голубівський, Краснорецький та Лисичанський) поклади нафти промислового значення практично відсутні; виняток складають 2 нафтових поклади на Новоукраїнському родовищі на глибинах 3812-4294 м і 4689-4859 м у приштоковій зоні.

Отже, якщо говорити в цілому про весь вивчений бурінням розріз порід, то

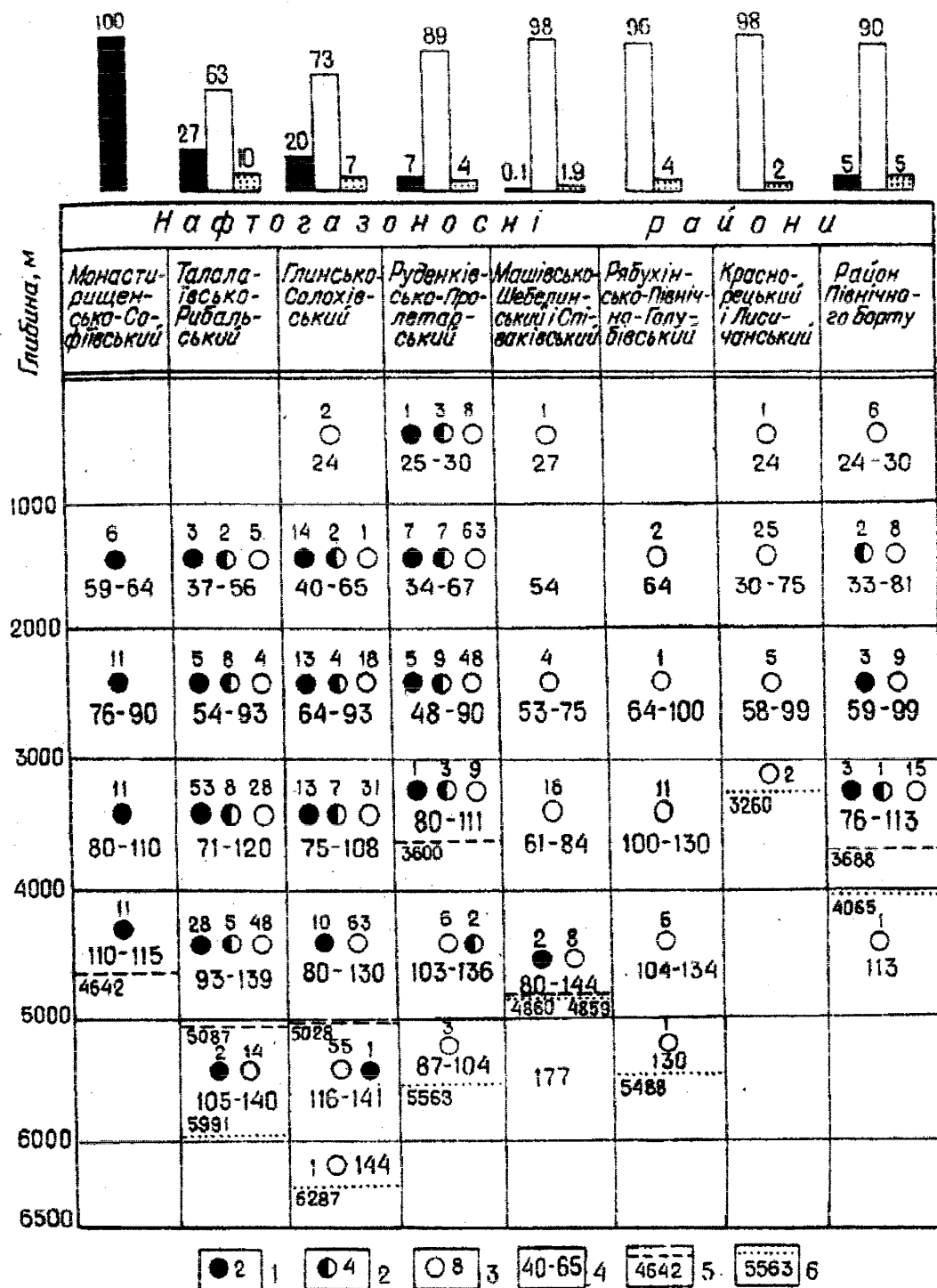


Рис. 1.7. Схема вертикального розподілу скупчень вуглеводнів різного складу і фазового стану за глибинами у Дніпровсько-Донецькій западині.

Склала Л.М.Кучма, 2000 р.

Підрозділ скупчень за фазовим станом ВВ: 1 - нафтові (цифрами показано кількість скупчень), 2 - нафтогазові та нафтогазоконденсатні, 3 - газові та газоконденсатні; 4 - зафіксовані значення пластових температур у даному інтервалі глибин, °С. Установлені нижні границі промислової нафтогазоносності, м: 5 - нафтоносні, 6 - газоносні. Цифри над гістограмами показують процентний вміст початкових запасів нафти, газу та конденсату.

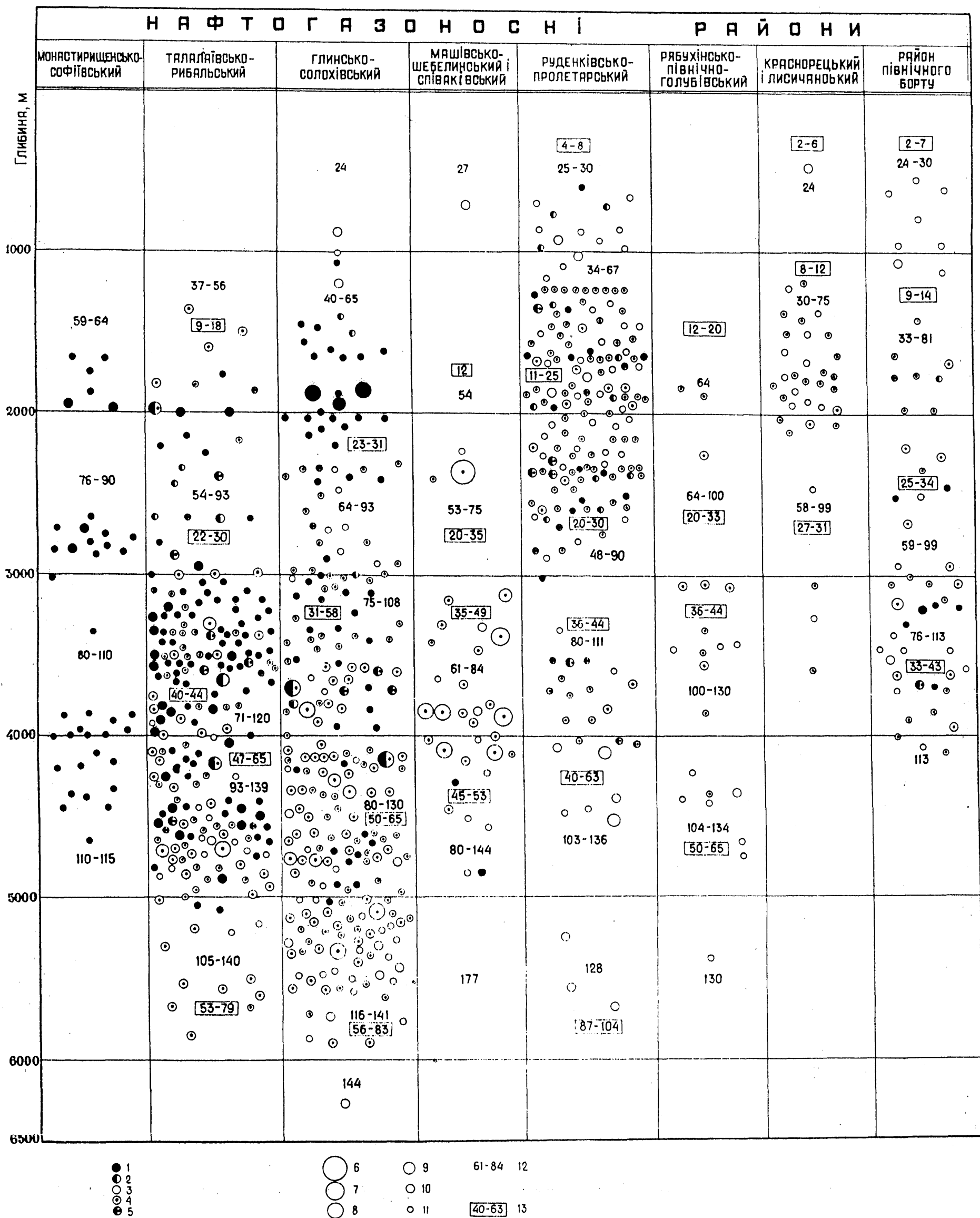


Рис. 1.8. Розподіл промислових скупчень вуглеводнів різного складу і фазового стану за глибинами у районах Дніпровсько-Донецької западини. Склала Л.М. Кучма, 2000 р.

Підрозділ скупчень за фазовим станом ВВ: 1 - нафтові, 2 - нафтогазові, 3 - газові, 4 - газоконденсатні, 5 - нафтогазо-конденсатні. Градація скупчень ВВ із початковими запасами, млн.т: 6 - більше 600, 7 - 100-350, 8 - 30-100, 9 - 10-30, 10 - 1-10, 11 - менше 1; 12 - зафіксовані значення пластових температур у даному інтервалі глибин, °С; 13 - зафіксовані значення пластових тисків у даному інтервалі глибин, МПа.

можна відзначити, що газові і газоконденсатні поклади поширені по всіх інтервалах глибин. У відношенні скупчень нафти спостерігається певна площова, у даному випадку районна, обмеженість поширення і привертає увагу значне зменшення їхнього числа на глибинах більше 5000 м у Глинсько-Солохівському і Талалаївсько-Рибальському районах, де в нижніх розкритих горизонтах до теперішнього часу встановлено близько 70 газових і газоконденсатних покладів. Примітно, що в самому західному Монастирищенсько-Софіївському районі, для якого характерна порівняно мала потужність осадового чохла, виявлені винятково нафтові поклади. У той же час останні відсутні в південно-східній частині западини і на північних околицях Донбасу. А на північному борту западини у досліджуваному розрізі, у тому числі й у породах докембрійського фундаменту на глибині до 4000 м виявлені як поклади газу, так і нафти. Можна констатувати, що глибинне поширення в різних частинах западини тих або інших типів скупчень ВВ обумовлено і характером просторової зональності в розподілі нафти і газу.

Пояснення поширення в ДДЗ зон переважно газових і нафтогазових родовищ давалися в роботах багатьох авторів. Необхідно відзначити, що просторова диференційованість у розподілі скупчень ВВ різного фазового стану широко поширена в межах багатьох нафтогазоносних провінцій світу, де виділяються переважно або суто нафтоносні і газоносні райони й області. Існують найсуперечливіші думки про природу такої зональності, що пояснюється дискусійністю багатьох питань як утворення нафтових вуглеводнів, так і формування їхніх промислових скупчень. У той же час розгляд об'єктивних даних про площовий і вертикальний розподіл покладів ВВ, що враховує і нафтогазопрояви непромислового характеру в слабо вивчених бурінням земних верствах сприяє оцінці нафтогазоносності великих глибин.

Що стосується дослідження розглянутого питання в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області, то на початковому етапі його вивчення І.Г.Барановим, О.А.Пархомовським та Л.П.Шваєм [19] було зроблено припу-

щення, що мала кількість газових покладів у північно-західній частині западини обумовлена недостатньою потужністю осадових покладів, у результаті чого не існувало умов для зберігання промислових скупчень газоподібних ВВ. Неодноразово також висловлювалося уявлення, що газові родовища в південно-східній частині ДДЗ сформувалися в результаті бічної міграції газів, що генерувалися при метаморфізмі вугленосних товщ Донбасу [20, 21 і ін.]. Домінуючу роль латеральної міграції нафти і газу в напрямку з південного сходу на північний захід при формуванні родовищ у западині відзначають також В.О.Вітенко і Р.М.Новосилецький [22]. На думку названих авторів, умовами для можливостей такого пересування флюїдів стало нерівномірне занурення фундаменту западини, у результаті якого вже до кінця палеозою був сформований регіональний нахил порід. Основними факторами далекої бічної міграції флюїдів признавалися нерівномірне ущільнення одновікових осадів, що виявилися на різних гіпсометричних рівнях, а також збільшення на південному сході вмісту у відкладах нижнього карбону похованої органічної речовини, що виділяла велику кількість летучих [23]. Що стосується існування зон переважного поширення нафтових, нафтогазових і газових родовищ, то їхній розподіл пояснювався за допомогою відомої схеми диференціального уловлювання нафти і газу в послідовному ланцюзі пасток ВВ за С.П.Максимовим та ін. [24], відповідно до якої глибоко занурені антиклінальні пастки, що виявилися першими на шляху бічної міграції флюїдів і заповнені газом, уловлювати нафту не можуть.

Цікаво відзначити, що дуже схожі уявлення про умови формування покладів вуглеводнів у ДДЗ висловив на початку вісімдесятих років С.В.Ткачишин [25]. За його уявленнями основним джерелом газу, за рахунок якого утворилися родовища западини, є кам'яновугільні та, можливо, більше древні відклади Донецького басейну як області найбільшого занурення і максимальної потужності осадів карбону. Внаслідок регіонального підйому осадового чохла западини у північно-західному напрямку створювалися сприятливі умови для міграції газоподібних ВВ в напрямку підйому пластів. При міграції на величезні відстані газ

збагачувався органічною речовиною з пройдених порід і перетворювався в газів, газоконденсатні та нафтові поклади. Основними шляхами міграції флюїдів служили великі перерви в осадконакопиченні, причому головну роль відігравали перерви між кристалічним фундаментом і девоном, між девоном і карбоном, а також високопроникні горизонти. Хоча в іншій своїй роботі названий автор відзначає [26], що запропонована їм схема не суперечить уявленню про формування покладів у результаті насичення пасток при латеральній міграції незалежно від джерела генерації вуглеводневих флюїдів, природа переважного поширення в різних частинах регіону нафтових або газових скупчень не одержала належного пояснення.

Викладені уявлення про формування газових родовищ на південному сході западини, в тому числі найкрупніших родовищ газу досить великого Машівсько-Шебелинського району, шляхом латеральної міграції вугільних газів Донбасу зустрічають істотні заперечення ряду геологів. Так, В.П.Ступаков [27] вважає, що міркувати про імовірність участі газів метаморфізму вугілля Донбасу у формуванні родовищ природного газу в западині можливо тільки у відношенні часу до початку заальської фази герцинського тектогенезу, що мала місце на межі ранньої і пізньої пермі, і яка сформувала Донецьку складчасту споруду.

Починаючи з пізньопермської епохи вугленосні товщі Донбасу виявилися гіпсометрично вище одновікових відкладів сусідніх районів западини і у постінверсійний період латеральна міграція газу повинна була мати зворотний напрямок - тобто вбік Донбасу. До цього варто додати, що багато структур-пасток досягли своїх максимальних розмірів тільки в постмезозої. Так, Шебелинська складка, заповнена газом до структурного порога, - у переднеогеновий час.

На думку В.М.Зав'ялова [9], у ДДЗ пояснення геологічної сторони процесів далекої латеральної міграції вуглеводнів, що обумовила тут площовий характер розподілу покладів нафти і газу, є досить складним завданням. Важко собі представити, що на відстані 500-600 км, що повинні пройти нафта і газ від Донбасу до північно-західного закінчення западини, вуглеводні не затримуються в чис-



лених пастках. Далекій бічній міграції повинна перешкоджати часта мінливість проникності шарів, екрануючий вплив великого числа розривних порушень в осадовому чохлі, широкий розвиток тріщинуватості, соляний діапїризм і т.д. Всі ці геологічні обставини повинні сприяти переміщенню вуглеводнів у верхні горизонти осадового комплексу, ніж їхньому далекому пересуванню в невитриманих по простяганню і проникності пластам; іншими словами, можливості далекої латеральної міграції флюїдів, обмежуються, насамперед, вертикальною міграцією.

Про чільну роль вертикальної міграції говорять Б.П.Стерлін і С.А.Тхоржевський [28], що з'ясували причини переходу від газових покладів на південному сході западини до нафтових на північному заході. Ними відзначається, що причину такого просторового розміщення скупчень ВВ різного складу варто шукати в процесах загального порядку, що обумовили неоднорідність геологічного розвитку і будови всієї області прогину між Воронезьким і Українським кристалічними масивами, а також у різночасному формуванні родовищ.

Підсумовуючи розгляд запропонованих пояснень щодо диференційованого характеру розміщення нафти і газу в ДДЗ у результаті далекого бічного пересування флюїдів, варто підкреслити, що в останні два десятиліття відбулася значна переоцінка можливостей і масштабу латеральної міграції. Не настільки широкий її прояв признається й у роботах по з'ясуванню питань формування покладів, проведених відповідно до теорії осадово-міграційного походження нафти і газу. І все більша роль приділяється в процесах акумуляції ВВ вертикальній міграції. Зокрема, у роботі П.Ф.Шпака, Ю.О.Арсірія, А.О.Білика та ін. [29] відзначається, що виходячи з умов генерації вуглеводнів, регіональна латеральна міграція їх могла відбуватися у відкладах девону і нижнього карбону на всій території западини, а в утвореннях середнього і верхнього карбону - тільки в східній її частині. Причому масштаби латеральної міграції визначаються розмірами секторів нафтогазозбору, що у міграційному відношенні є замкнутими системами. На думку названих авторів, високий ступінь розчленованості осадового чохла регіону на

середні за розмірами позитивні і негативні структури (вали, депресії і їхні малі аналоги) обумовлює виділення у відкладах верхньопалеозойського структурного поверху 18 секторів нафтогазозбору, між якими не відбувалося істотного перерозподілу вуглеводнів. Виходячи з цього, масштаби латеральної міграції тут варто обмежувати першими декількома десятками кілометрів.

Чільна роль вертикальної міграції приділяється Б.П.Кабишевим і П.Ф.Шпаком [30] при розгляді ними умов утворення промислових скупчень ВВ у відкладах нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу, що містить переважно нафтові поклади на північному заході западини і газові - на південному сході. Формування покладів цього комплексу, як нафтових, так і газових пов'язується з надходженням ВВ по розривних порушеннях із підстилаючих відкладів нижнього, а на сході і середнього карбону.

Просторове розміщення в ДДЗ різнофазових вуглеводневих систем на думку П.Ф.Шпака [31] варто пов'язувати, насамперед, із різницями в об'ємі газогенеруючих вуглеводні осадових товщ, швидкості проходження ними головної зони нафтоутворення і часом їхнього перебування в головних зонах нафто- і газоутворення. Тривале знаходження генеруючих товщ у головній зоні газоутворення і високі швидкості проходження їх через головну зону нафтоутворення в районі Розпашнівсько-Миронівської депресії ( у територіальному відношенні приблизно відповідає знаходженню Машівсько-Шебелинського газоносного району) і південно-східніше, генерація газоподібних ВВ на пізніх етапах розвитку западини багато в чому забезпечили її переважну газоносність. У північно-західному напрямку, у міру зменшення потужності генеруючих комплексів і в зв'язку з віддаленням від основних джерел газоутворення, знижувалися його масштаби. Ці обставини обумовили високу концентрацію рідкої фази газоконденсатних родовищ і утворення нафтових і нафтогазових покладів. Названий автор думає, що максимально нафтовий потенціал генеруючих комплексів міг бути реалізований лише в Срібненській депресії і прилягаючих районах північно-західної і центральної частин западини. Відзначається також, що в різні відрізки часу кам'яно-

вугільного і більше пізнього віку в середній і південно-східній частинах ДДЗ існували нафтові палеопоклади, які після вступу основної нижньокам'яновугільної товщі в головну зону газоутворення перетворилися в газоконденсатні. Частина рідких ВВ відтиснулася у прибортові зони грабену й акумулювалася на шляхах міграції в пастках.

У світлі біогенної концепції походження нафтових вуглеводнів розглядає загальні закономірності просторового розміщення в ДДЗ нафти і газу І.С.Романович [32]. За його уявленнями, виявлена до теперішнього часу закономірність територіального розміщення в регіоні родовищ нафти і газу - із північного заходу на південний схід - нафтові - нафтогазові - газові - може бути остаточно тільки для надсольової частини розрізу. В міру опощування відкладів девонського і нижньокам'яновугільного комплексів межа розміщення нафтових і нафтогазових родовищ буде переміщатися на південний схід. Відзначається, що в існуючій зональності просторового розміщення покладів вуглеводнів різного складу вирішальну роль зіграли наступні фактори: наявність у регіоні двох джерел вуглеводнів - девонського - нафтопродукуючого - і нижньокам'яновугільного - переважно газопродукуючого; багатофазовість процесів формування; присутність в осадовому розрізі регіональних покришок, внутрішньоконструктивних пачок і їхнє співвідношення з диз'юнктивними порушеннями; форми міграції флюїдів; зміна термодинамічних і гідрогеологічних умов у процесі подальшого розвитку тектонічних зон.

Розглянуті уявлення І.С.Романовича викликають певні заперечення. І насамперед у відношенні апріорного визнання нижньокам'яновугільного комплексу переважно газопродукуючим, а більше глибоко залягаючого девонського - нафтогенеруючим. З позицій положень осадово-міграційної теорії нафтидогенезу, по своєму логічно побудованої й у певній послідовності трактуючої стадії утворення нафти і газу з розсіяної в осадах органічної речовини в залежності від перебування порід у певній термодинамічній обстановці, представляється дуже спірним

віднесення до головної нафтопродукуючої світи найбільше занурених відкладів девону.

Як можна помітити, багато з наведених вище пояснень площового розподілу скупчень ВВ різного складу, що спостерігається в ДДЗ, базуються на теорії зональності нафто- і газоутворення, або вченні про головну фазу (зону) нафтоутворення, розроблену в середині шістдесятих років Н.Б.Вассоевичем, І.В.Висоцьким, В.Б.Оленіним, А.А.Трофимуком і іншими. Відповідно до схеми Н.Б.Вассоевича, І.В.Висоцького, А.Н.Гусєва і В.Б.Оленіна [15], процес утворення рідких вуглеводнів похованою органічною речовиною різко активізується при досягненні ними ранньої довгополуменевої стадії метаморфізму. Головна зона нафтоутворення, що відповідає головній зоні сингенетичної нафтоносності, виявляється в інтервалі температур 70-150 °С і відповідає етапам вуглефікації, які співвідносні маркам вугілля Д, Г і Ж. З ростом глибини головна зона нафтоутворення змінюється зоною генерації конденсатного газу, а ще нижче - сухого.

Аналіз розподілу в западині нафтових і газових родовищ щодо уявлень про відповідність нафтових продуктів метаморфізму певним маркам вугілля - стадіям літогенезу, здійснювався багатьма дослідниками.

Як відомо, у регіональному метаморфізмі порід ДДЗ установлюється певна закономірність, що виражається в підсиленні метаморфізму з наближенням до Донбасу. Саме високе положення зони катагенезу в південно-східній частині западини обумовило, на думку М.Ф.Балуховського [33], поширення тут газоконденсатних і газових родовищ.

На залежності між стадіями перетворення вугілля і поширенням нафти і газу засновує свої уявлення про умови формування і закономірностях розміщення промислових скупчень ВВ Р.М.Новосилецький [23]. На його думку, нафтоносність пов'язана з тією частиною западини, де зустрічається вугілля низької стадії вуглефікації: самі значні і середні поклади нафти приурочені до зони, де літифікація похованої органічної речовини досягла стадії бурого вугілля на глибинах понад 1000 м.

У аспекті уявлень про головну фазу нафтоутворення розглядав особливості просторового розміщення родовищ нафти і газу в ДДЗ і В.О.Старинський [34]. На противагу Р.М.Новисилецькому, він думає, що відсутність промислових скопчень ВВ у межах Чернігівсько-Брагинського виступу фундаменту на крайньому північному заході западини пов'язано з низькою - буровугільною - стадією метаморфізму органічної речовини. Регіональна нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів пояснюється досягненням органічною речовиною, що міститься в породах, ступеня вуглефікації, що відповідає вугіллю марок Г і Ж. Максимальне ж газонакопичення на південному сході западини обумовлено широким розвитком стадій літогенезу, аж до етапу, що відповідає антрацитовому вугіллю.

У відношенні загальної картини літифікації осадових товщ ДДЗ можна відзначити, що катагенез порід і органічної речовини одновікових горизонтів підвищується вбік приосьової частини й у напрямку з північного заходу на південний схід. Відхилення постдіагенетичних перетворень порід і органіки від указаної закономірності на ряді ділянок пояснюється розвитком тут соляної тектоніки і наявністю палеотемпературних аномалій [31]. Як ілюстрацію варто привести характеристику основних рис катагенезу осадових порід одного з основних нафтогазоносних комплексів - серпуховсько-верхньовізейського [35]. Відклади цього віку на крайньому північному заході западини залягають на глибинах 1400-1800 м, а на південному сході - Машівсько-Шебелинський район - в основному на глибинах понад 4500-5000 м. Зона перебування суто нафтових родовищ у північно-західній частині западини змінюється в південно-східному напрямку областю поширення нафтових, нафтогазових, газоконденсатних і газових родовищ. У цьому ж напрямку і до приосьової частини грабену збільшується ступінь літифікації порід - в основному від підстадій катагенезу МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub> до МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub> на кордоні з Машівсько-Шебелинським газоносним районом, а в його межах до МК<sub>2</sub>-МК<sub>5</sub>. Відзначимо, що названим підстадіям катагенезу порід відповідають етапи вуглефікації розсіяної органічної речовини співвідносні бурому вугіллю (марка

Б), довгополуменовому (Д), газовому (Г), жирному (Ж), коксовому (К) і пісному спікливому (ПС).

Таким чином, можна констатувати, що надані вище пояснення низкою авторів особливостей просторового розміщення в ДДЗ промислових скупчень ВВ різного фазового стану у світлі концепції головної фази нафтоутворення відповідають основним її положенням. Однак нами представляється, що тут необхідно звернути увагу на наступні обставини.

У схемі, що стала вже класичною, вертикальної зональності осадової оболонки і розподілу в ній скупчень ВВ, сингенетичних уміщуючим відкладам Н.Б.Вассоєвича зі співавторами, у схемі вертикального первинно-імерсійного генетичного ряду вуглеводнів осадової земної кори І.В.Висоцького [36] і других подібних схемах процес генерації рідких вуглеводнів на всьому його протязі супроводжується й утворенням газоподібних вуглеводнів. Також і у відомій схемі вертикальної зональності утворення вуглеводнів В.А.Соколова [37], що відображає загальний хід процесу нафтогазоутворення в аспекті геологічного часу в міру занурення осадових порід, у верхніх горизонтах осадового чохла поряд з утворенням нафт відбувається й утворення вуглеводневих газів. На думку цього дослідника, на глибинах 5-7 км процеси генерації нафти припиняються, і метан стає домінуючим компонентом, як найбільше стійкий у цих геотермічних умовах.

В усіх цих схемах нашу увагу привертає в зв'язку з обговорюваним питанням передбачуване рівнобіжне утворення як рідких, так і газоподібних скупчень вуглеводнів. Певним підтвердженням синхронного стосовно підстадій катагенезу утворення покладів нафти і газу можуть служити дані про їхні кількості, що містяться в верствах осадових порід різного ступеня літифікації. З розгляду графіка розподілу скупчень нафти і газу за підстадіями катагенезу по всіх продуктивних комплексах ДДЗ (рис.1.9) впливає, що максимальна кількість скупчень нафти розміщена в зонах МК<sub>1</sub> і МК<sub>2</sub> - відповідно 38,4 і 52,7 відсотків від їхнього загального числа. Різке зниження кількості покладів нафти спостерігається в зоні МК<sub>3</sub> і у відкладах із ступенем літифікації порід МК<sub>4</sub> знаходиться всього 1,8 % по-

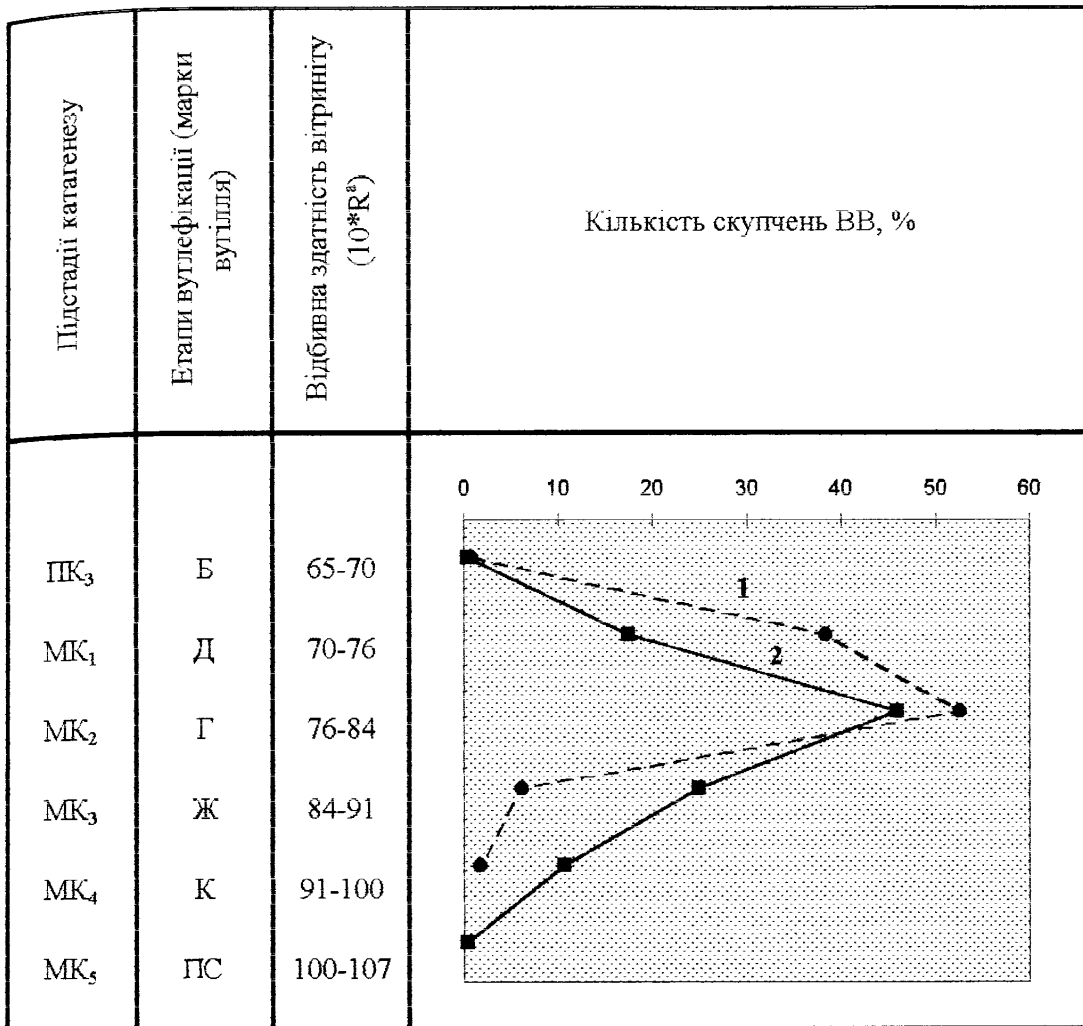


Рис.1.9. Розподіл кількості скупчень ВВ різного складу за підстадіями катагенезу в ДДЗ.

Складений Л.М.Кучмою за даними М.І. Євдощука, Б.П.Кабишева, Т.М.Пригаріної та інш., 1998 р.

1- скупчення нафти, 2 - скупчення вільного газу

кладів. Найбільша кількість скупчень газу приурочена до зон - МК<sub>1</sub>, МК<sub>2</sub> і МК<sub>3</sub> - відповідно 17,5, 46 і 25 відсотків. Для скупчень ВВ даного складу характерно більш плавне зменшення їхньої кількості на підстадіях МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> - 25 і 10,7 %. У зоні МК<sub>5</sub> на сьогодні виявлено тільки один газовий поклад. Тут варто зазначити, що при розгляді такого розподілу покладів нафти і газу за зонами катагенезу, приведеного нами за даними М.І.Євдощука, Б.П.Кабишева, Т.М.Пригаріної та інших [38], необхідно мати на увазі, що більша частина цих покладів навіть за поглядами прихильників концепції біогенної природи вуглеводнів не є сингенетичними по відношенню вміщуючих їх відкладів, а сформована в результаті вертикальної міграції флюїдів.

Відповідно до вищевикладених міркувань, важко пояснити відсутність на північному заході ДДЗ у зоні поширення чисто нафтових родовищ також і покладів газу. Наявні тут у розрізі флюїдоупори, що представлені глинами й аргілітами, за своїми якостями не відрізняються від таких, що екранують нафтогазові і газові поклади в сусідніх районах. До цього варто додати, що і Прип'ятський прогин, що відокремлюється від Дніпровсько-Донецького грабену Брагинсько-Лосєвським виступом докембрійського фундаменту, також є винятково нафтоносною областю.

У Прип'ятському прогині потужність осадових утворень, представлених в основному відкладами франського і фаменського ярусів верхнього девону, досягає 5,5-6,0 км. Розвідані запаси нафти пов'язані з підсольовим (ейфельсько-франським) і міжсольовим (нижньофаменським) продуктивними комплексами. Тут виявлено понад тридцятьох родовищ нафти, частка яких від загальних розвіданих запасів ВВ складає 99,2 %, конденсату - 0,6 % і розчиненого газу - 0,2 %. Поклади нафти в теригенних і карбонатних колекторах екрануються глинясто-сульфатними і соляними покришками. Глибина залягання скупчень нафти коливається від 1800 до 4400 м. З огляду на геологічні обставини знаходження нафтових покладів і якість покришок, важко припускати неможливість збереження в



Прип'ятському прогині промислових скупчень газу у випадку їх формування в останньому.

Варто також відзначити, що у наступні роки з виявленням скупчень рідких ВВ на все більших глибинах, межі зон можливої генерації та існування нафти значно поширюються: вони включають зону поширення вугілля марок К, ОС і навіть ПА та пластових температур до 250°C. Також підлягають сумніву уявлення про відсутність у басейнах древніх платформ на великих глибинах нафтової та конденсатної фаз [39]. У цьому зв'язку доречно відмітити виявлення нафти в умовах високих температур у відкладах ордовику на родовищі Александер у Віллістонському басейні (182°C). Також у жорстких термобаричних умовах виявлені скупчення нафти у мезозої Месопотамського прогину (230°C) і в Грозненському нафтоносному районі Терсько-Сунженського прогину - температура до 190°C, пластовий тиск до 90 МПа. Ступінь перетворення тут органічної речовини у відкладах мезозою на глибинах до 5606-5800 м знаходиться на стадії жирного та коксового вугілля. Примітно, що для Грозненського району характерна значна насиченість надр рідкими вуглеводнями. Серед промислових скупчень ВВ, встановлених у широкому стратиграфічному діапазоні (юра-неоген) до глибини 5600 м, частка покладів нафти складає 90 %, а нафтогазових - 5,5 %. За повідомленням Є.Ф.Шнюкова і В.О.Краюшкіна [40], недавно почався видобуток нафти з гарячих надр у північно-морських родовищах Елгін/Франклін, Джейд, Ерскін і Шируотер - 130-180 км на схід Абердіна (Шотландія). У перших двох з них газ, конденсат і нафта залягають на глибинах 5490-5764 м, де пластовий тиск дорівнює 1120 МПа, а пластова температура вище 200 °С. У родовищі Шируотер знаходиться 32 млн.т нафти і 28 млрд.м<sup>3</sup> газу, у родовищі Ерскін - 12 млн.т нафти. У діапазоні глибин поширення скупчень ВВ пластовий тиск на глибині 4880 м складає 983 МПа, а пластова температура - 340 °С.

У зв'язку з розглянутим питанням відзначимо також, що серед сучасних гіпотез нафтоутворення, що розвиваються в рамках біогенної концепції, все частіше з'являються різноманітні уявлення, що враховують велику роль речовини й

енергії глибоких зон Землі. Варто згадати гіпотезу субдукції С.Г.Сорохтіна, С.А.Ушакова і В.В.Фединського [41], відповідно до якої морські осади, що містять біогенну органічну речовину, затягуються по значному розлому під літосферну плиту в зону мантії Землі. З цієї органічної речовини у високотермальній області синтезуються вуглеводні, що піднімаються потім нагору й утворюють родовища. На базі біогенної теорії утворення нафтових вуглеводнів розроблена також загальна концепція нафтогазоносності Б.О.Соколова [42]. Відповідно до цієї концепції, потоки глибинних флюїдів активізують процес нафтогазоутворення в осадових породах і витягають із них вуглеводні, беручи участь тим самим у формуванні родовищ.

Так і в розробленій О.Ю.Лукіним геосинергетичній концепції природних вуглеводнево-генеруючих систем [43] неодмінним учасником процесів утворення й акумуляції вуглеводнів є глибинні флюїди, що поступають у земну кору. Нафтидогенез представляється різновіковим багатофазовим процесом, причому формування покладів безпосередньо пов'язано з певними моментами фаз тектоно-термальної активізації. Певні стадії і підстадії катагенезу розглядаються не в аспекті пов'язаних із ними головних зон (вікон) нафто- і газоутворення, у яких відбувається “самостійно” генерація вуглеводнів різного фазового стану, а тільки як тривалі епохи катагенетичних перетворень органічної речовини, що міститься у породах. Самі ж фази нафто- і газоутворення мають лавиноподібний характер генерації ВВ і досить високі темпи формування їхніх покладів, і відбуваються вони в результаті впровадження ендегенних флюїдів ( $H_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$  і ін.).

Різниця в складі вуглеводнів, що утворюються при цьому процесі, залежить у більшому ступені від впливу глибинних флюїдів на породи з різним ступенем вуглефікації органічної речовини. Причому в такому процесі, що названий автором розглянутої схеми “типогенним аллогенезом”, генерація ВВ може відбуватися і при впливі глибинних флюїдів на кристалічні породи.

Відповідно до розглянутої схеми нафтидогенезу, на південному сході ДДЗ на глибинах, де ступінь літифікації осадових порід відповідає підстадіям катаге-

незу МК<sub>4</sub>, МК<sub>5</sub>, АК<sub>1</sub> і АК<sub>2</sub> варто очікувати присутність в основному нафтогазових, газоконденсатних і газових (сухий метановий газ) покладів. О.Ю.Лукін також відзначає [44], що за даними ізотопно-геохімічних досліджень, численні нафтові, нафтогазові та нафтогазоконденсатні поклади, у тому числі й у глибокозалягаючих відкладах нижнього карбону, мають післяміоценовий вік.

Пояснення переважного поширення в різних частинах ДДЗ скупчень вуглеводнів різного складу наводилися також у світлі теорії мінерального (неорганічного) походження нафти і газу, у якому додається велике значення глибинним розломам як шляхам для міграції вуглеводнів із мантиї Землі в осадову оболонку. Так, на думку В.М.Зав'ялова [45], оскільки встановлені геологічні особливості перебування нафти і газу в осадовій товщі западини і численні гідрогеохімічні, фізико-хімічні і геотермічні дані з усією очевидністю вказують на вертикальну міграцію флюїдів, що проявляється тут у великому масштабі, то правомірно шукати пояснення просторової диференціації нафти і газу й у різному плині процесів, що створюють умови для такої міграції, а також в особливостях осадового розрізу, у якому відбувається пересування вуглеводнів (різниці в тектонічній активності окремих частин регіону, глибині розломів, потужності і складі порід осадового комплексу і т.д.). Передбачається, що така диференціація обумовлена не тільки різним складом ВВ, що поступає в осадовий чохол по глибинних розломах, але і є деякою мірою відбитком процесу природної сепарації ВВ, що відбувається в земній корі. У даному випадку газові і газоконденсатні поклади розглядаються як найбільше молоді, а нафтогазоконденсатні і нафтові - як більше древні. Зростання газонасиченості надр западини з північного заходу на південний схід пов'язується з підсиленням тектонічної активності розломів, що відбувається в напрямку до Донецького складчастого спорудження. Зроблено висновок про більше молодий вік газових покладів у цій частині регіону, де й в антропогені могло відбуватися надходження ВВ у верхню частину осадового комплексу з більше глибоких горизонтів.

З позицій уявлень про глибинну неорганічну природу нафтових вуглеводнів пояснює просторове розміщення нафтоносних і газоносних зон Г.Н.Доленко, що розглядав нафтогазонакопичення у великих структурних елементах земної кори (передгірні прогини, міжгірні і внутрішньоплатформні западини й ін.) у генетичному зв'язку з процесами, що здійснюються у верхній мантії Землі [46]. На думку цього дослідника, закономірності утворення і розміщення родовищ нафти і газу знаходяться в загальному циклі єдиного взаємозалежного і взаємообумовленого процесу: синтез нафтових вуглеводнів в умовах верхньої мантії, їхньої міграції по глибинних розломах до поверхневих зон літосфери і формування промислових скупчень. Утворення зон переважного нафто- або газонакопичення в ДДЗ, також як і в інших провінціях, пояснюється їхнім зв'язком із глибинними розломами різного напрямку стосовно простягання регіону. Газові зони формувалися за рахунок газу, що надходив із глибини по подовжніх розломах, а нафтові - за рахунок нафти з поперечних розломів, що є, на думку Г.Н.Доленко, глибшими. У зонах пересічення подовжніх і поперечних розломів формувалися газонафтові і газоконденсатні родовища. Саме глибина закладення розлому, ступінь проникнення його в астеносферу визначає склад і фазовий стан проникаючих у верхні горизонти земної кори вуглеводнів. Залишається помітити, що наведене пояснення засновується багато в чому на термодинамічних розрахунках Е.Б.Чекалюка, відповідно до яких нафтові вуглеводні утворюються, найімовірніше, в умовах астеносфери. При цьому спочатку генерується газ у поверхневих зонах астеносфери, а потім нафта в глибших її зонах при більше підвищених температурних умовах і тиску [47].

Тут необхідно помітити, що деякою мірою вирішенню питання, що розглядається, можуть сприяти дослідження неотектонічних рухів у ряді нафтогазоносних провінцій. Важливим і узагальнюючим підсумком досліджень інтенсивності, диференційованості неотектонічних рухів, неотектонічної активності плікативних і розривних структур є, за висновком О.М.Ласточкина [48], встановлення тяжіння родовищ нафти і газу до зон максимальних градієнтів новітніх рухів, що відпові-

дають найбільшій густоті тріщин в осадовому чохлі. Ці зони характеризуються особливо сприятливими умовами для вертикального пересування флюїдів у товщі осадових порід, що і фіксується поширенням тут скупчень ВВ і наявністю гідрогеологічних і геотермічних аномалій. Відзначається, що найактивніші структури (за останні - кайнозойський, неотектонічний - етапи їхнього розвитку) у газонафтоносних областях перспективні у відношенні газоносності, найменш активні і неактивні - нафтоносності. Вік багатьох сучасних покладів нафти і газу визначається як неоген-антропогеновий.

Думка про великий вплив на формування і розміщення покладів нафти і газу розривних порушень, активних в останні етапи розвитку платформних областей, розділяється багатьма дослідниками. Так, у результаті вивчення просторового розміщення скупчень ВВ різного фазового стану в залежності від розвитку тектонічних рухів на Турано-Скіфській і Західно-Сибірській плитах і в східних районах Східно-Європейської платформи Л.М.Розановим [49] зроблений висновок про переважну приуроченість газонакопичення до районів новітніх піднять і інтенсивної активізації, а нафтогазонакопичення - до відносно спокійних районів.

Дослідженням прояву неотектонічних рухів і розміщенням покладів нафти і газу в ДДЗ займався М.Г.Волков. За початок неотектонічного етапу розвитку западини й епохи формування рельєфу сучасної поверхні приймається кінець олігоцену - початок міоцену [50]. Дані дослідження підтвердили уявлення, що й у новітній час східна частина Дніпровсько-Донецького грабену є наймобільнішою: середні значення сумарних амплітуд неотектонічних рухів (неоген-четвертинних) для західної частини грабену складає 125 м, для центральної 150 м і східної -175 м. Зміна сумарних амплітуд неотектонічних рухів відзначається й у поперечному перетині грабену: середні їхні значення в південній прибортовій зоні складають 120, у центральній -157 і в північній прибортовій - 164 м. Зонам більше високої тектонічної активності на карті сумарних амплітуд новітніх рухів відповідають райони найбільшої концентрації розвіданих запасів вуглеводнів. За даними

М.Г.Волкова, газові і газоконденсатні родовища приурочені, в основному, до ділянок і зон, що характеризуються підвищеними значеннями сумарних амплітуд, нафтові і нафтогазові родовища, навпаки, тяжіють до зон відносної стабілізації неотектонічних рухів. Зроблено висновок, що у формуванні неотектонічної структури бортів западини основна роль належить диференційованим рухам блоків кристалічного фундаменту, а для грабену - переважно динаміці соленосних відкладів.

Про тектонічну природу сучасних рухів, успадкованість посувань по основних порушеннях свідчить зв'язок гідрографічної сітки з розломами фундаменту. Збіг рік із розломами кристалічної основи ДДЗ відзначався в роботах В.Г.Бондарчука, І.С.Шарапова, К.І.Геренчука та ін. Сучасна гідрографічна сітка добре збігається з лініями поперечних і подовжніх порушень. Приклади впливу крайових глибинних розломів грабену на простягання русел рік наводяться М.Ф.Балуховським і В.К.Гавришем [51].

За переконанням багатьох дослідників, просторовий зв'язок нафтогазоносних структур із зонами прояву неотектонічних рухів певної активності обумовлений існуванням тут сприятливих можливостей для пересування флюїдів у земній корі. З огляду на сучасний характер цих рухів можливо свідчити про формування (формування, що продовжується) багатьох скупчень вуглеводнів у неоген-антропогені. Про те, що й у новітній час процеси утворення і переформування покладів нафти і газу можуть відбуватися з тією або іншою інтенсивністю, свідчить порушеність палеоген-неогенових утворень на продуктивних структурах. В.А.Скляревський відзначає [52], що амплітуди розривних порушень, зафіксовані в кайнозойських відкладах, коливаються від декількох до 90 метрів. Новітня тектонічна активність структур знаходить своє відображення в особливостях рельєфу. На Західно-Хрестищенському родовищі віялоподібна ярово-балочна сітка підкреслює сучасну тектонічну активність підняття. Розмір сумарної амплітуди неоген-четвертинних підняття на Прилукському родовищі змінюється від 90 м на крилах структури до 170 м на її склепінні [53]. Примітно, що з ділянками гео-

морфологічно виражених піднять на Шебелинській площі збігаються зони максимумів абсолютно вільних дебітів газу [54].

Останні наведені дані свідчать про можливість методів структурно-геоморфологічних досліджень сприяти проясненню теоретичних питань нафтогазової геології, а також вирішенню ряду практичних задач, що стоять перед геологорозвідувальними роботами; зокрема виявлення перспективних об'єктів для постановки пошуково-розвідувального буріння [55].

Закінчуючи розгляд висловлених рядом авторів пояснень природи просторового розміщення в ДДЗ скупчень ВВ різного складу і фазового стану, можна відзначити, що їх суперечливість обумовлена багато в чому різними уявленнями про походження нафти і газу, міграцію флюїдів у земній корі, умови і час формування родовищ. Різноманітність точок зору з досліджуваного питання пояснюється складністю самої проблеми нафтидогенезу, однак, що стосується безпосереднього об'єкта наших досліджень - Дніпровсько-Донецької западини, - то можна помітити, що в наведених міркуваннях досить однозначно трактується роль розривних порушень у процесі міграції флюїдів, признається багатофазовість формування родовищ нафти і газу, зв'язок цього процесу з періодами тектонічної активності в регіоні, признається молодий вік багатьох покладів. Всі ці висновки повинні враховуватися і сприяти з'ясуванню характеру нафтогазоносності на великих глибинах, ще недостатньо або цілком недосліджених бурінням, реалістичнішої кількісній оцінці прогнозних ресурсів вуглеводнів у глибоких надрах. Для ДДЗ, що є переважно газозною областю, особливий інтерес представляє з'ясування можливості виявлення промислових скупчень рідких ВВ на великих глибинах, у тому числі й у районах, що вважаються винятково газозносними.

У Дніпровсько-Донецькому грабені у нижній зоні поширення нафтових та нафтогазоконденсатних покладів пластові температури досягають 140°C, а ступінь вуглефікації органічної речовини відповідає вугіллю марок Г та Ж. Припускається, що у центральній приосьовій та північній крайовій зонах грабену на глибині 7000 м температура буде становити 170-200°C [56], а ступінь вуглефіка-

ції похованої органіки відповідати в основному вугіллю марок Ж та К [57]. За даними ізотопно-геохімічних досліджень, численні нафтові, нафтогазові та нафтогазоконденсатні поклади, у тому числі й у глибокозалягаючих відкладах нижнього карбону, мають післяміоценовий вік [44]. У світлі вчення про головну зону нафтоутворення це може свідчити про розтягнутість у часі процесу генерації нафти відкладами палеозою, ступінь літифікації яких відповідає нижнім зонам катагенезу. Не можна також виключати і можливості надходження глибинних ВВ, як це передбачається рядом дослідників, що розглядають процес формування родовищ нафти і газу з позицій теорії тектоніки літосферних плит або ж як результат вуглеводневої дегазації Землі [41, 58-60]. У цьому відношенні доречно привести висловлення Б.М.Валяєва, одного з активних розроблювачів концепції нафтогазонакопичення в результаті дегазації Землі, що подальше пізнання її процесів приведе до відкриття нових типів скупчень ВВ на різних, у тому числі великих глибинах, і дозволить оптимістичніше оцінювати перспективи нафтогазоносності давно розроблювальних регіонів [61].

Таким чином, можна зробити висновок, що у світлі останніх результатів вивчення проблеми нафтогазоносності великих глибин осадові утворення в центральній частині ДДЗ на глибинах понад 5000-5500 м перспективні не тільки для пошуків скупчень газу, але і рідких вуглеводнів [18, 57, 62, 63 і ін.]. Представляється також, що не можна виключати можливості знаходження промислових скупчень рідких ВВ на великих глибинах у південно-східній частині западини, яка традиційно рахується багатьма дослідниками винятково газозаконосною (Машівсько-Шебелинський, Співаківський та інші райони). Примітно, що тут на Шебелинському родовищі, що містить у собі гігантський газоконденсатний поклад із контактом газ-вода на відмітці -2240 м, у свердл. 500 при випробуванні відкладів серпуховського (4698-5045 м) і башкирського (4131-4644 м) ярусів були отримані припливи пластової води зі слідами нафти. У цих же відкладах з глибин 4870 і 5700 м при бурінні свердл. 800 зафіксовані нафтопроявлення. Нафта малосмолиста, малосірчата, парафініста. Відзначимо, що ступінь вуглефі-



кації органічної речовини у породах серпуховського ярусу (5514 - 5530 м) відповідає пісному вугіллю - зона катагенезу АК<sub>1</sub>, а температура на глибині 5315 м становить 163 °С.

У Машівсько-Шебелинському районі до теперішнього часу виявлені і два поклади нафти промислового значення на Новоукраїнському родовищі, що містить також і газоконденсатні поклади. Всі вони знаходяться в приштоковій зоні соляного діяпіру, утвореного девонською (франською) сіллю. Верхній поклад нафти у відкладах башкирського ярусу (горизонт Б-13), що здимається від соляного штоку, екранується тектонічним порушенням. Глибина залягання складає 3812-4294 м. Початкові запаси нафти оцінюються в 0,725 млн.т. Поклад нафти у відкладах серпуховського ярусу нижнього карбону (горизонт С- 6-7) менший за розмірами запасів - 0,083 млн.т, глибина його знаходження складає 4689-4859 м. У Червоноярському родовищі, що знаходиться в цьому ж районі, встановлена нафтова оторочка газоконденсатного покладу (горизонт Г-13 - гжельський ярус верхнього карбону), що екранується соляним штоком. Оскільки газоконденсатні родовища у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону в південно-східній частині западини сформовані в результаті вертикальної міграції, то і скупчення нафти утворилися таким же шляхом. Про можливість надходження нафти з глибших горизонтів свідчать і відомі нафтопроявлення в зоні тектонічної брекчії на Петровській солянокупольній структурі (Співаківській газonosний район).

У зв'язку з розглянутим питанням варто згадати про установавання високих вмістів важких вуглеводнів (етан, пропан, бутан, пентан) у газах вугілля і бітумопроявах у вугленосній товщі середнього карбону в західній частині Донбасу.

Важкі газоподібні вуглеводні встановлені в газах вугленосних відкладів у більшості вугільних родовищ світу. Вони приурочені до вугільних пластів і гірських порід, не зачеплених процесами газового вивітрювання. Як відзначає Г.Ф.Джамалова, Г.П.Іванов та інші [64], цілком ймовірно, незначні кількості важких вуглеводнів (до 12 %) властиві газам вугілля і являються супутнім продуктом зміни вугільної речовини на стадіях вуглефікації і метаморфізму. За даними

В.Є.Забігайло та А.З.Широкова, у Західному Донбасі частота виявлення і зміст важких вуглеводнів збільшуються із зростанням стадій метаморфізму вугілля (від БД до Г), а в межах вугілля однієї марки (марка Г<sub>6</sub>-Г<sub>16</sub>) є тенденція до збільшення їхньої кількості з глибиною [65]. Робиться висновок, що ці факти безперечно свідчать про сингенетичність утворення важких вуглеводнів із перетворенням органічної речовини вугільних пластів у процесі метаморфізму. Відзначимо, що поряд з цією думкою, висловлюються уявлення про неорганічну природу важких вуглеводнів, що містяться у вугільних пластах [66, 67 і ін.].

У ряді районів Західного Донбасу крім звичайних газів типово вугільного ряду на цих же площах і пластах однієї і тієї ж світи Г.Ф.Джамаловою і іншими дослідниками виявлені гази з різко підвищеним змістом важких вуглеводнів, кількість яких складає 3-10 %. Ці гази за змістом важких вуглеводнів і метану дуже близькі до газів газоконденсатних і нафтогазових родовищ, а аномалії, що відмічаються, пояснюються впровадженням важких вуглеводневих газів по тектонічних порушеннях уже після встановлення у вугленосних відкладах характерної для них газової зональності. Молодший вік цих газів у вугільному середовищі й обумовив їхню значну схоронність.

За даними цих же дослідників, у цій частині Донбасу дуже розвинені бітумопрояви у тріщинуватих піщано-глинистих породах і вапняках середнього карбону. Вони зустрічаються на тих же площах, де встановлені аномалії в складі газів. Бітумопроявлення у вигляді виділення маслянистої рідини зеленувато-бурого кольору з характерним запахом нафти відбувається по тріщинах у гірських породах і окремих шпурах, пробурених при проходці гірських виробок.

Приведені відомості про підвищений вміст важких вуглеводнів у вугільних газах і бітумопроявах цікаві й у тому відношенні, що ряд дослідників, що займаються вивченням цих питань (Г.Ф.Джамалова, Г.П.Іванов, Ю.Г.Лапчинський і ін.) приходять до висновку про проникнення газонафтових флюїдів у вугленосну товщу середнього карбону Донбасу з боку Дніпровсько-Донецької западини по найбільше порушених стратиграфічних рівнях. Припускається певна перспекти-

вність окремих районів західної частини Донбасу щодо нафтогазоносності відкладів нижнього карбону, а можливо, і девону [64].

Безвідносно до існуючих уявлень про походження нафтових вуглеводнів ці відомості і висновки можуть служити додатковим аргументом для допущення можливості знаходження нафтогазоконденсатних і газоконденсатних покладів у глибоко залягаючих відкладах нижнього карбону у південно-східній частині Дніпровсько-Донецького грабену.

Як правомочність такого допущення варто помітити, що в зв'язку з залученням у розвідку глибокозалягаючих горизонтів різноманітних за геологічною будовою й історії геологічного розвитку територій, співвідношення ВВ різного фазового стану стало змінюватися вбік збільшення нафтових, газонафтових і нафтогазоконденсатних покладів, які, за даними С.П.Максимова та ін. [68], на початок вісімдесятих років в інтервалі глибин 4-8 км складали 35 %, газові поклади - 41 % і газоконденсатні - 24 %. Безумовно, дане співвідношення скупчень ВВ різного складу відображає ступінь розвіданості територій із різним площовим характером нафтогазоносності і буде змінюватися згодом. Однак принциповим у цьому статистичному матеріалі є факт існування на великих глибинах значної кількості нафтових скупчень.

Особливо підкреслимо, що С.П.Максимов, Г.Х.Дикенштейн і М.І.Лоджевська, що аналізували геотектонічні і геохімічні умови формування і розміщення покладів нафти і газу на великих глибинах більше ніж у п'ятдесятьох басейнах, зробили дуже примітний висновок: "Не виключено, що припущення М.С.Моделевського й ін. про приблизно рівне співвідношення прогнозних ресурсів рідких і газоподібних ВВ на великих глибинах (без обліку коефіцієнта добування) стає реальним" [68].

Основні висновки за даним розділом зводяться до наступного. Встановлені особливості в розподілі покладів приводять до висновку, що зменшення вверх за розрізом осадового чохла ДДЗ кількості родовищ в окремих стратиграфічних комплексах і та обставина, що в більшості випадків продуктивні по верхніх гори-

зонтах структури містять скупчення ВВ і в більше глибоко залягаючих відкладах, можуть бути свідченнями широкого прояву в регіоні вертикальної міграції флюїдів.

Зіставлення даних про глибинний розподіл скупчень ВВ за окремими стратиграфічними комплексами і нафтогазоносними районами дозволяє зробити висновок, що їхній склад і фазовий стан мало залежать від віку вміщуючих відкладів, а більше від знаходження в тій або іншій частині регіону.

Зміни в характері нафтогазоносності в западині - зміни в співвідношенні скупчень ВВ різного фазового стану - відбуваються більше за площею, ніж за розрізом, тому що в районах чистого нафто- або газонакопичення характер нафтогазоносності залишається незмінним по всьому розкритому бурінням розрізу. В зонах змішаного нафтогазонакопичення, у яких однак розвідані запаси газу превалюють над запасами нафти, на великих глибинах відзначається збільшення частки газових покладів у загальній масі виявлених тут газоподібних і рідких скупчень ВВ. При цьому варто враховувати, що ступінь розвіданості бурінням осадового чохла на глибинах понад 5000-5500 м незрівнянно менше, ніж залягаючих вище товщ порід.

Судячи з досить близькою збіжністю геологічних і термодинамічних умов перебування в розрізі осадового чохла в різних частинах ДДЗ промислових скупчень ВВ, на розходженнях у їхньому складі і фазовому стані позначилася просторова диференціація в розміщенні зон переважного нафто- або газонакопичення. Природу такого різноманітного характеру нафтогазонакопичення у вивченій частині розрізу варто, мабуть, пов'язувати не тільки з процесами, що відбуваються в осадовому чохлі, але і в більше глибоких верствах літосфери.

Судячи зі співвідношення розвіданих запасів нафти і газу і прогнозованої оцінки їх ресурсів, ДДЗ і по глибокозанурених горизонтах представляється областю переважного газонакопичення. Однак встановлений у западині широкий прояв вертикальної міграції флюїдів, дані про виявлення покладів нафти в жорстких термобаричних умовах у ряді басейнів світу, у тому числі й у розрізі палео-

зою, а також наведені в дисертації приклади існування скупчень нафти і нафто-проявів у південно-східній частині западини дають підстави розглядати глибоко занурені відклади перспективними і для пошуків покладів рідких ВВ. Нинішня оцінка ресурсів нафти ДДЗ в інтервалі глибин від 5000 до 7000 м, що становить лише 1,4 % від загальних ресурсів ВВ на цих глибинах, уявляється заниженою.

## РОЗДІЛ 2

ЕФЕКТИВНІСТЬ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ НА НАФТУ І ГАЗ  
У ДДЗ

Передумовою для пошуків нафти в ДДЗ можна вважати статтю М.С.Шацького "К вопросу о происхождении Роменских гипсов и пород Исачковского холма на Украине", яка з'явилася в 1931 році в Бюлетені Московського товариства дослідників природи, де висловлювалося припущення про існування в районі міста Ромни соляної структури з приуроченими до неї покладами нафти [69]. У наступному році на Роменській структурі колонковою свердловиною експедиції АН УРСР, що бурилася з метою розвідки гіпсів, була розкрита кам'яна сіль і зафіксовані невеликі газопроявлення. Розвідувальні роботи, початі в 1936 році, привели до відкриття на північному крилі структури у зоні брекчії на контакті соляного штока з вміщуючими породами покладів нафти. Це послужило підставою для введення в розвідку інших соляних структур із передчетвертинним рівнем залягання девонської солі - Дмитріївської та Ісачківської; на останній у свердловинах були зафіксовані газопроявлення. Все це, поряд із проведеною аналогією з соляними куполами Ембенського району Прикаспійської синеклізи, дозволило високо оцінити перспективи нафтогазоносності девонських відкладів, вважати їх першочерговим об'єктом пошукових робіт. Слід відмітити, що при вивченні бурінням солянокупольних структур у приштокових зонах були розкриті і кам'яновугільні відклади, що мають фауністичну і фаціальну подібність з однойменними осадовими утвореннями Донбасу.

У перші післявоєнні роки поряд із розвідкою солянокупольних структур почалося вивчення положистих складок антиклінального типу, в утворенні яких сіль не приймала видимої участі. Подібні структури менше порушені розривами представляли великий інтерес для розвідки.

З початку проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ вони були направлені на дослідження відкладів девону і карбону. Така орієнтація пошукового буріння на з'ясування нафтогазоносності глибокозалягаючих відкладів виявилася раціональною, оскільки при цьому розкривався досить потужний комплекс вище розташованих продуктивних верхньопалеозойських і мезокайнозойських відкладів. Цікаво, що перше відкрите в западині промислове родовище, що є і дотепер і самим великим - Шебелинське, виявлене в травні 1950 року, за величиною запасів газу у відкладах верхнього карбону і нижньої пермі відноситься до групи унікальних родовищ. У цьому ж році в центральній частині западини встановлена промислова нафтогазоносність відкладів тріасу, а згодом і нижнього карбону на Радченківському родовищі.

П'ятдесяті роки характеризуються збільшенням введення до пошукового буріння брахіантиклінальних складок у різному ступені виражених в осадових утвореннях мезо - кайнозою і палеозою. Щорічно в середньому відкривалося по одному родовищу; була встановлена промислова нафтогазоносність кам'яновугільних, нижньопермських, тріасових і юрських відкладів у південній та північній прибортових зонах і в південно-східній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецького грабену.

З часом темпи відкриття родовищ нафти і газу значно зросли, чому сприяло і проведення регіональних геофізичних робіт з метою вивчення глибинної геологічної будови. До середини шістдесятих років відомо вже понад двадцятьох родовищ, виявлення яких стало результатом проведення широким фронтом пошукових робіт, - практично у всіх найперспективніших районах. Виявлені майже всі відомі на сьогодні поклади нафти і газу у відкладах мезозою, встановлена на великій площі нафтогазоносність відкладів карбону і пермі, в тому числі відкриті в північно-західній частині регіону в осадових утвореннях верхнього карбону і нижньої пермі найзначніші поклади нафти на Гнідинцівському і Леляківському родовищах. Встановлення приуроченості скупчень ВВ до певних інтервалів геологічного розрізу, контрольоване в значній мірі розподілом товщ слабопроник-

них порід, дозволило виділити ряд стратиграфічних поверхів промислової нафтогазоносності (нафтогазоносних комплексів): юрського, тріасового, нижньопермсько-верхньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та нижньокам'яновугільного. Виявилися також загальні риси геологічної будови родовищ, пов'язаних із брахіантиклінальними складками, ускладненими у тій або іншій мірі сіллю: їх складна блокова будова, багатопластовість та ін. [7, 70, 71, 73]. У результаті виконання значного обсягу пошуково-розвідувальних робіт до цього часу стали ясними й основні особливості площового розподілу скупчень ВВ різного складу і фазового стану: переважне поширення на південному сході регіону газових родовищ, а на північному заході - нафтових і нафтогазових.

З середини шістдесятих років почалося масове вивчення нафтогазоносності осадових утворень в інтервалі глибин 3500-5000 м. Протягом 1965-1975 років було виявлено понад 50 родовищ нафти і газу. Найзначніші результати досягнуті в Машівсько-Шебелинському НГР у південно-східній частині западини - області поширення похованих палеозойських міжкупольних піднять. Тут відкрито ряд значних газових і газоконденсатних родовищ (Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Мелихівське й ін.), що містять масивно-пластові поклади у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону, які екрануються нижньопермськими соленосними товщами. Саме розвідка нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу забезпечувала до середини сімдесятих років одержання основного приросту запасів нафти і газу. Другим за значенням напрямком геологорозвідувальних робіт являлося дослідження регіонально нафтогазоносних відкладів нижнього карбону. Скупчення ВВ були виявлені на великій кількості площ, але за своїми розмірами запасів вони значно поступаються покладам у нижньопермсько-верхньокам'яновугільному комплексі. Певне значення в прирості запасів мали також відклади середнього карбону, газонасність яких встановлена і на північних окраїнах Донбасу.

До кінця сімдесятих років переважна частина ППР вуглеводнів у відкладах верхнього карбону і нижньої пермі була використана і відтворення запасів з тих



пір здійснюється головним чином за рахунок розвідки нижнього карбону. Серед осадових утворень цього віку виділяються два об'єкти за напрямком досліджень: перший із них представлений відкладами верхньовізейського під'ярусу і серпуховського ярусу, а другий - турнейського і нижньовізейського під'ярусу. До теперішнього часу промислові скупчення ВВ у нижньому карбоні встановлені на 155 площах, у тому числі на 141 родовищі у серпуховсько-верхньовізейському комплексі і на 68 родовищах у нижньовізейсько-турнейських відкладах.

Після багаторічних безрезультативних пошуків промислових скупчень ВВ у девонських відкладах у другій половині сімдесятих і у вісімдесятих роках були виявлені поклади нафти і газу на семи площах у фаменському ярусі девону в північній і південній прибортових зонах (Бугруватівське, Західно-Козіївське, Личківське та ін. родовища). У цих же відкладах у центральній приосьовій частині западини (Глинсько-Солохівський НГР) скупчення газу на великих глибинах - до 5100 м - відкриті на Яблунівському родовищі. Останнє стало можливим у результаті збільшення пошукових робіт у маловивчених по глибоких горизонтах районах із великою потужністю осадових утворень, де виявляються як окремі поховані підняття (велике Яблунівське газоконденсатне родовище в Срібненській депресії), так і нові структурні зони.

Середина вісімдесятих років ознаменувалася також відкриттям покладів нафти і газу в протерозої на Хухринському і Юліївському родовищах у північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецького грабену на Північному борту ДДЗ.

Загальним підсумком ГРР у регіоні, проведених за період 1946-1998 років, стало відкриття 191 родовища, що значаться нині на Державному балансі ВВ. Сумарний обсяг геологорозвідувального буріння склав 14 млн.м, пробурено 3668 параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин. Приріст запасів категорій А+В+С<sub>1</sub> нафти склав 267 млн.т, вільного газу - 2308,9 млрд.м<sup>3</sup> і 132,3 млн.т конденсату. Розподіл запасів за окремими НГК і інтервалами глибин, а також ступінь використання ППР показано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Розподіл початкових запасів ВВ категорій А+В+С<sub>1</sub> за стратиграфічними комплексами та інтервалами глибин у ДДЗ

Стратиграфічні комплекси та інтервали глибин	Кількість родовищ	Нафта		Вільний газ		Конденсат		Сума ВВ		Початкові потенційні ресурси ВВ		Ступінь використання потенційних ресурсів ВВ, %
		млн.т	%	млрд.м <sup>3</sup>	%	млн.т	%	млн.т	%	млн.т	%	
Мезозой	7	12,3	4,6	19,6	0,9	0,3	0,2	32,2	1,2	29	0,6	111
Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний	28	114,5	42,9	1366,2	59,2	33	25	1513,7	55,9	1689,4	35,4	89,6
Середньокам'яновугільний	51	14,2	5,3	94,5	4,1	4	3	112,7	4,2	271,7	5,7	41,5
Нижньокам'яновугільний	155	122,6	45,9	818,8	35,4	94,7	71,5	1036,1	38,2	2447,1	51,3	42,3
у тому числі:												
Серпуховсько-верхньовізейський	141	107	40,1	614,6	26,6	76,7	57,9	798,3	29,5	1760,5	36,9	45,3
Нижньовізейсько-турнейський	68	15,6	5,8	204,2	8,8	18,0	13,6	237,8	8,7	686,6	14,4	34,6
Девон	7	3	1,1	7	0,3	0,1	0,1	10,1	0,4	274,1	5,8	3,7
Протерозой	2	0,4	0,2	2,8	0,1	0,2	0,2	3,4	0,1	55,8	1,2	6,1
Усього:	191	267,0	100	2308,9	100	132,3	100	2708,2	100	4767,1	100	56,8
До 3000 м	80	157,3	58,9	940,0	40,7	18,7	14,1	1116	41,2	1274	26,7	87,6
3000-5000 м	132	109,5	41,0	1217,9	52,8	101,2	76,5	1428,6	52,8	2295,8	48,2	62,2
5000-7000 м	36	0,2	0,1	151	6,5	12,4	9,4	163,6	6	1197,3	25,1	13,7

Переходячи до аналізу ефективності ГРР у западині, варто висвітлити загальну тенденцію в зміні за часом результативності дослідження надр у нафтогазоносних регіонах.

Спільним для всіх нафтогазоносних регіонів світу є падіння ефективності геологорозвідувальних робіт у міру розвіданості ресурсів: із часом на прирощення одних і тих же обсягів запасів доводиться витратити все більші обсяги буріння. Численні дослідження зміни ефективності пошуково-розвідувального буріння в старих нафтогазовидобувних регіонах СРСР показали, що положення її максимуму найчастіше відповідає 15-25 % освоєння ППР ВВ і в жодному з них не виходить за межі 30 %-ної розвіданості ресурсів [74]. Далі, при досягненні 60 %-ної розвіданості ефективність дорівнює 15-20 % усередненого максимуму, при 70 %-ній - 10-15 %, а при 80 %-ній - 6-7 %. Характерно, що у міру освоєння ППР темп падіння ефективності знижується.

Фактична крива динаміки ефективності буріння в западині в основному збігається з такою, установленною для інших нафтогазоносних районів із високим ступенем розвіданості ресурсів (рис.2.1). Максимальний питомий приріст запасів вуглеводнів спостерігається при освоєнні 10 % ППР (рис.2.2). Згодом, після зниження результативності геологорозвідувальних робіт, найбільше підвищення ефективності відмічене при 30-35 % освоєння ППР. Максимуми ефективності припадали на періоди розвідки найкрупніших родовищ газу - Шебелинського і Західно-Хрестищенського. У наступні п'ятиліття в зв'язку з відсутністю відкриттів значних родовищ нафти і газу і досягненням досить високого ступеня використання ППР відбувається зниження ефективності. Так, якщо в 1971-1975 рр., середнє значення питомого приросту запасів вуглеводнів у регіоні складало 279 т/м, то в трьох наступних п'ятиліттях воно зменшувалося від 159 до 93 т/м.

Підвищення питомого приросту запасів нафти і газу, що відмічається у дев'яностих роках, є не характерним для нормального геологорозвідувального процесу, оскільки через різке зменшення асигнувань на пошуково-розвідувальні

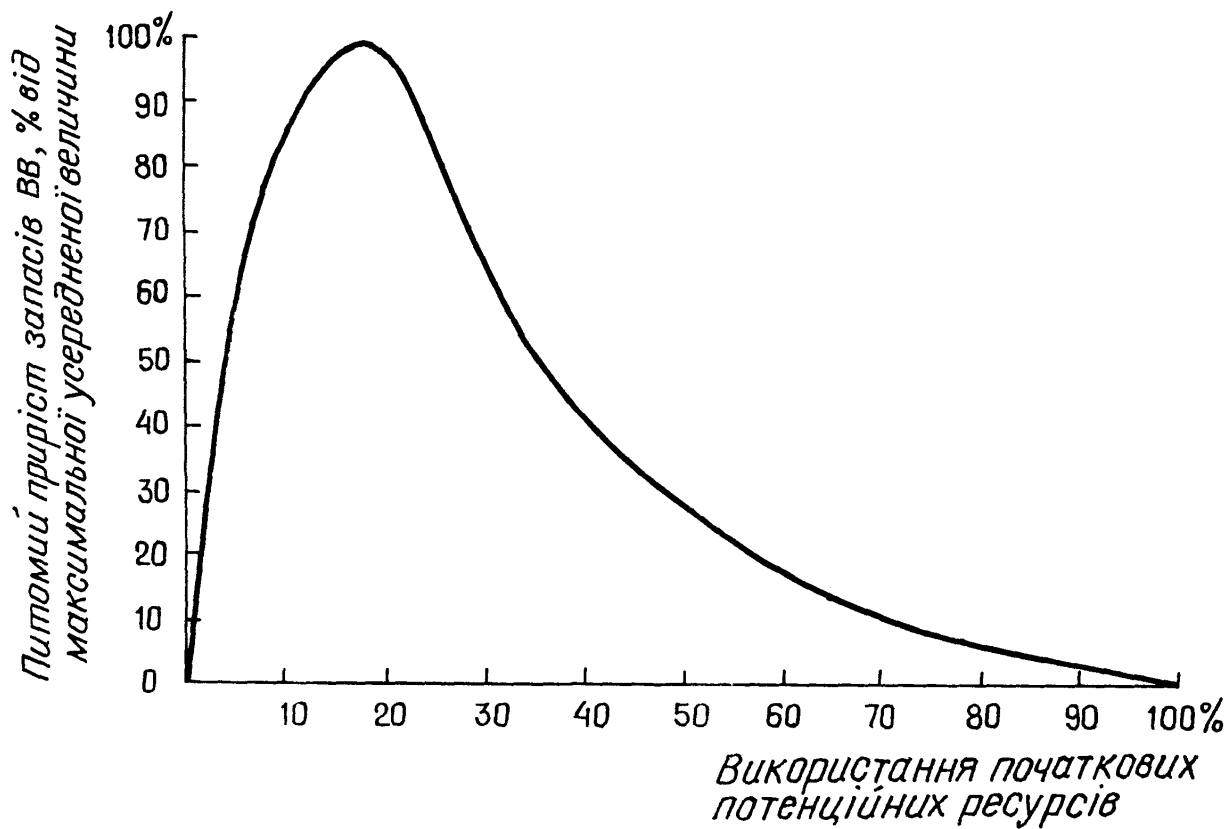


Рис. 2.1. Типова крива зміни ефективності пошуково-розвідувальних робіт у нафтогазоносному регіоні (за Ю.Т.Афанас'євим, М.А.Єременком, М.А.Криловим та інш., 1982)

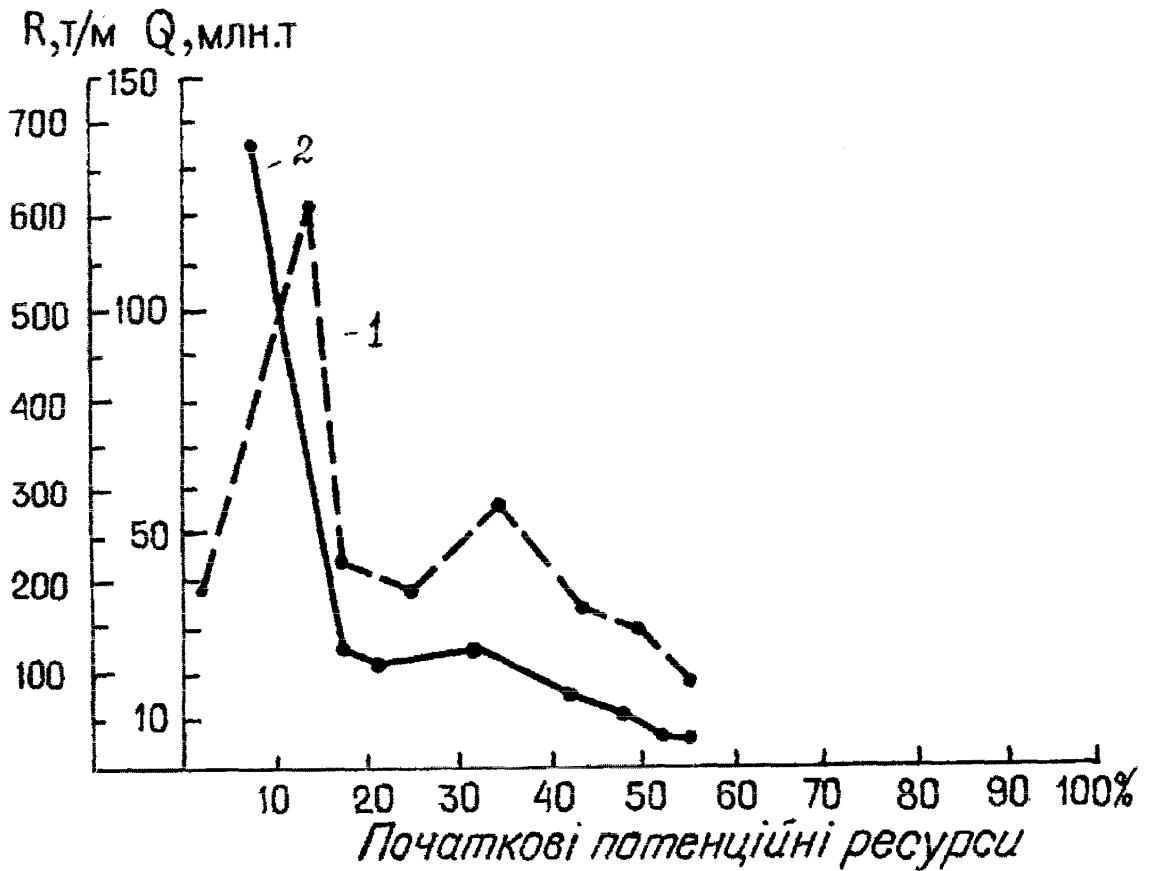


Рис. 2.2. Залежність ефективності геологорозвідувальних робіт і середніх запасів родовищ, що відкриваються, від ступеня використання початкових потенційних ресурсів нафти та газу в ДДЗ.

Склала Л.М.Кучма, 2000 р.

R - питомий приріст запасів ВВ категорій А+В+С<sub>1</sub>; Q - середні запаси родовищ. Криві, усереднені за п'ятирічними періодами: 1 - зміни питомого приросту запасів, 2 - зміни середніх запасів родовищ, що відкриваються.

роботи буріння орієнтувалося в основному на прирощення запасів на раніше виявлених родовищах.

Вплив величини запасів ВВ окремих родовищ на ефективність геологорозвідувальних робіт наочно виявляється при аналізі динаміки відкриття родовищ нафти і газу в ДДЗ [75, 76]. Розглядаючи рис.2.3, можна зробити висновок про зменшення з часом ваги родовищ, що виявляються в окремі періоди, у загальній сумі розвіданих початкових запасів ВВ: поряд із зростанням кількості промислових відкриттів відбувається зменшення середніх розмірів запасів відкритих родовищ. Так, якщо за період 1950-1955 рр. запаси п'яти родовищ, у тому числі гігантського Шебелинського родовища газу, склали 24,32 % від загальної кількості розвіданих у западині ВВ, то в наступне п'ятиліття частка запасів восьми виявлених родовищ знизилася до 6,72 %. Тільки одного разу - у 1966-1970 рр. - сума початкових запасів виявлених за п'ятиліття родовищ наблизилася до ефекту відкриття Шебелинського родовища, але це стало можливим у результаті відкриття 25 родовищ нафти і газу. Згодом середні запаси родовищ, відкритих за п'ятилітні періоди, постійно знижуються. У 1971-1975 рр. початкові запаси виявлених двадцяти трьох родовищ склали лише 9,54 % від усієї кількості розвіданих запасів у регіоні, а в 1986-1990 рр. загальні запаси 29 нових родовищ знизилися до 6,9 %, і це з урахуванням запасів менше достовірної категорії  $C_2$ . Ще менше частка запасів нафти і газу родовищ, відкритих у дев'яності роки, однак тут варто мати на увазі, що в цей час сталося різке зменшення обсягу геологорозвідувального буріння через відсутність належних асигнувань та орієнтування його здебільшого на дослідження неглибоко залягаючих горизонтів з уже виснаженим вуглеводневим потенціалом.

Наведені приклади наочно показують вплив величини запасів окремих родовищ на ефективність пошуково-розвідувальних робіт (рис.2.2). Якщо врахувати, що для відкриття одного родовища необхідно опанувати не менше 2-3 структур, то особливо очевидно, наскільки зростає обсяг буріння для підготовки

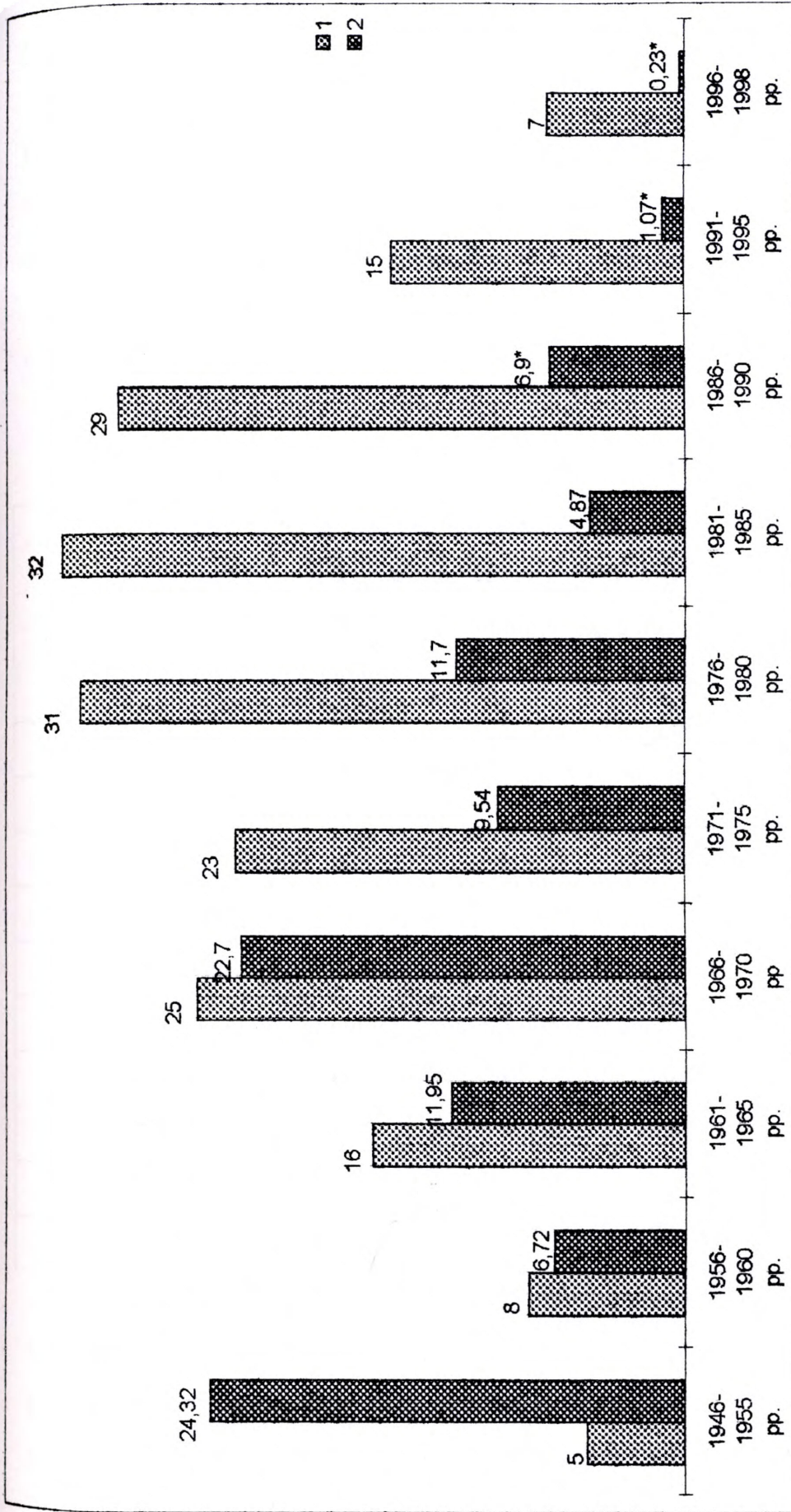


Рис.2.3. Динаміка відкриття родовищ нафти та газу в Дніпровсько-Донецькій западині.

1 - кількість родовищ; 2 - початкові запаси родовищ у % від загальної кількості виявлених запасів вуглеводнів у ДДЗ. Склали Л.М.Кучма, 2000 р.

\* 3 урахуванням запасів категорії С<sub>2</sub>

тих самих кількостей запасів у випадку виявлення в основному дрібних родовищ. Тому успішність перспективного планування обсягів пошуково-розвідувальних робіт і можливого приросту запасів багато в чому залежить від достовірності передбачення середніх розмірів прогнозованих родовищ, диференційованих за окремими НГР, комплексами і інтервалами глибин.

Дані про зміну середнього розміру запасів родовищ нафти і газу, відкритих у ДДЗ по окремих періодах, наводяться в таблиці 2.2. Тут слід зазначити, що се-

Таблиця 2.2.

Середня величина запасів родовищ нафти і газу відкритих у окремі періоди

Періоди, роки	Кількість відкритих родовищ	Початкові запаси родовищ категорій А+В+С <sub>1</sub> , млн.т ВВ	Середній розмір запасів родовищ, млн.т ВВ
1950-1955	5	678,271	135,654
1956-1960	8	187,304	23,413
1961-1965	16	333,353	20,835
1966-1970	25	632,925	25,317
1971-1975	23	265,956	11,563
1976-1980	31	326,167	10,522
1981-1985	32	135,947	4,248
1986-1990	29	130,466	4,499 (6,63)
1991-1995	15	15,925	1,06 (2,0)
1996-1998	7	1,872	0,267 (0,91)
1950-1998	191	2708,186	14,2

Примітка. У дужках показані середні запаси родовищ з урахуванням запасів категорії С<sub>2</sub>.

Середній розмір запасів ВВ виявлених у 1950-1955 рр. п'ятьох родовищ прийнятий у розмірі 135,654 млн.т. Однак між запасами цих родовищ існує велика різниця. Так, Шебелинське родовище містить 650 млрд.м<sup>3</sup> газу і 8,32 млн.т конденсату, а Сагайдацьке - всього 0,41 млн.т нафти і 0,07 млрд.м<sup>3</sup> газу.



Відзначена тенденція зниження середніх розмірів запасів відкритих родовищ пов'язана зі зменшенням з часом вуглеводневого потенціалу досліджуваних надр. Ступінь використання початкових потенційних ресурсів ВВ в ДДЗ досягла майже 57 %, у тому числі ресурсів нафти - 55,5 %, а ресурсів вільного газу - 57,1 % (мається на увазі комплекс гірських порід, що знаходиться на глибинах до 7000 м). За окремими НГР він коливається в значних межах: від 53 - 89 % у Талалаївсько-Рибальському, Глинсько-Солохівському і Машівсько-Шебелинському районах, до 3-8 % у таких менше значущих за багатством надр районах, як Співаківський і Лисичанський. Вуглеводневий потенціал нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу, із розвідкою якого були пов'язані відкриття найзначніших родовищ нафти і газу, вичерпаний на сьогодні майже на 90 %, а нижньокам'яновугільного - на 42 %.

Досліджуючи зміну в часі середніх величин запасів виявлених родовищ, необхідно враховувати типи структурних форм, із якими вони пов'язані. Як уже відзначалося, за структурною приуроченістю родовища можна розділити на дві групи: родовища, пов'язані з антикліналями, включаючи сюди і соляні куполи, і родовища, що знаходяться в межах монокліналей, - ділянки положистого залягання верств осадових порід, структурні носи (геміантикліналі), тераси, окремі тектонічні блоки, зони розущільнення порід кристалічного фундаменту та ін. Останні складають у теперішній час четверту частину від усіх виявлених родовищ.

Виявлення промислових скупчень ВВ у пастках неантиклінального типу зростало в ДДЗ у міру вичерпання фонду найбільше виражених у структурі осадового чохла брахіантиклінальних складок, що вимагають для свого опошукування менших обсягів буріння [77]. Поклади нафти і газу, пов'язані з неантиклінальними пастками, характеризуються більше обмеженим поширенням продуктивного колектора внаслідок його літологічного і стратиграфічного виклинювання або тектонічного екранування. Слід зазначити, що з'ясування наявності промислових скупчень ВВ, пов'язаних із зонами літологічного виклинювання, пред-

ставляє значні труднощі, оскільки просторове положення літологічного екрана не завжди точно встановлюється сейсмозв'язкою. За даними В.Д.Налівкіна, М.Д.Білоніна та ін. [78], які узагальнювали результати геолого-економічної оцінки ресурсів нафти і газу по різних провінціях СРСР, витрати на пошуки і розвідку дрібних неантиклінальних покладів, що знаходяться на глибинах понад 3000 м, перевищують такі при дослідженні антиклінальних пасток приблизно в 1,5 рази.

Як впливає з таблиці 2.3, відкриття родовищ нафти і газу, пов'язаних із

Таблиця 2.3

Динаміка відкриття в ДДЗ родовищ нафти і газу, зв'язаних із різними типами пасток

Періоди, роки	Типи пасток				Усього	
	Антиклінальний		Неантиклінальний			
	Кількість	%	Кількість	%	Кількість	%
1950-1955	5	100	-	-	5	100
1956-1960	8	100	-	-	8	100
1961-1965	16	100	-	-	16	100
1966-1970	24	96	1	4	25	100
1971-1975	22	95,7	1	4,3	23	100
1976-1980	23	74,2	8	25,8	31	100
1981-1985	22	68,7	10	31,3	32	100
1986-1990	16	55,2	13	44,8	29	100
1991-1995	4	26,7	11	73,3	15	100
1996-1998	4	57,2	3	42,8	7	100
1950-1998	144	75,4	47	24,6	191	100

пастками неантиклінального типу, стали відігравати помітну роль із середини сімдесятих років: їхня частка в загальній кількості відкритих родовищ склала в 1976-1980 роках 25,8 %, а в 1986-1990 рр. зросла вже до 44,8 %. У наступному

п'ятилітті з 15 виявлених родовищ тільки чотири приурочені до антикліналей. Однак така значна частка промислових скупчень ВВ у неантиклінальних пастках пояснюється тією обставиною, що в ці роки більша частина обсягу пошукового буріння в зв'язку з недостатнім фінансуванням геологорозвідувальних робіт орієнтувалася на дослідження структур у верхніх горизонтах осадового чохла з високим ступенем вивченості, де практично вичерпаний фонд антиклінальних структур.

Можливі відкриття родовищ нафти і газу в найближчі роки у ДДЗ будуть пов'язані в значній мірі також з опошукуванням неантиклінальних структурних форм, оскільки на сьогоднішній день у фонді виявлених і підготовлених до пошукового буріння структур вони складають близько 65 %.

Прогнозування на подальшу перспективу співвідношень між покладами нафти і газу в антиклінальних і неантиклінальних пастках має важливе значення при плануванні обсягів і показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт, тому що крім складнішого процесу підготовки промислових запасів вуглеводнів, пов'язаних із пастками останнього типу, вони ще здебільшого характеризуються меншими запасами. Так, порівнюючи запаси ВВ по цих двох групах родовищ, відкритих протягом останніх двадцятьох років, можна відзначити, що середня величина запасів родовищ антиклінального типу в 2 - 2,2 рази перевищує таку родовищ, приурочених до неантиклінальних пасток. Остання обставина, можливо, пов'язана з меншими можливостями надходження флюїдів у подібні пастки, особливо утворених у результаті виклинювання колектора на монокліналях.

Прогнозувати диференціацію ресурсів нафти і газу за типами пасток у слабо вивчених товщах гірських порід дуже важко, тому що навіть у добре досліджуваних регіонах відсутні дані про дійсне співвідношення між різними типами продуктивних пасток.

За розрахунками Г.П.Сверчкова [79], що аналізував матеріали з цього питання по 83 досить розвіданих нафтогазоносних регіональних об'єктах із різних провінцій Російської Федерації і суміжних країн, частка неантиклінальних по-

кладів у загальній кількості відомих скупчень ВВ у теригенних товщах може коливатися в інтервалі глибин від 2 до 3,5 км у межах 30-60 %, а в карбонатних - від 10 до 30 %.

Якщо говорити про можливе співвідношення антиклінальних і неантиклінальних пасток в осадовому комплексі ДДЗ у слабовивчених товщах на глибинах понад 5000 м, то тут необхідно взяти до уваги наступні обставини. Із приведених у таблиці 2.3 відомостей про приуроченість родовищ нафти і газу до різних структурних форм найправомірніше орієнтуватися на результати пошуково-розвідувальних робіт 1981-1990 років, для яких характерна збалансованість усіх стадій геологорозвідувального процесу і ведення широким фронтом буріння свердловин на глибинах більше 5000 м - близько 30 відсотків закінчених свердловин від їхньої загальної кількості. У цьому періоді з 61 відкритого родовища 23, або 38 %, пов'язані з пастками неантиклінального типу. Геологічні результати пошукових робіт наступних років навряд чи варто враховувати при даному прогнозі, оскільки, як уже відзначалося, через важке економічне становище дослідженню піддавалися багато в чому вже досить вивчені бурінням відклади на порівняно невеликих глибинах. По-друге, необхідно враховувати, що зі зростанням глибини залягання осадових товщ внаслідок ускладнення геологічної будови збільшується кількість і різноманітність пасток для акумуляції ВВ. Отже, при подальшому збільшенні глибин пошукового буріння можна розраховувати на те, що частка покладів нафти і газу, що містяться в неантиклінальних пастках, буде складати ніяк не менше сорока відсотків. Нам представляється, що для товщі осадових утворень, що залягають на глибинах від 5000 до 7000 м, а саме до такої глибини прийнято в даний час кількісно оцінювати ресурси ВВ, частку їхніх промислових скупчень у пастках неантиклінального типу можливо прогнозувати в межах 40-50 % від загального числа всіх можливих покладів [80].

Повертаючись до питання зміни величин запасів нафти і газу родовищ, що відкриваються, в міру збільшення розвіданості глибоким бурінням осадового чо-

для регіону, слід зазначити, що саме ця обставина є основною причиною зниження згодом ефективності пошуково-розвідувальних робіт.

Зміну ефективності досліджень у міру вивченості надр можна ілюструвати даними про питомі прирости запасів ВВ, усереднених по п'ятилітніх періодах (табл.2.4 ).

Таблиця 2.4

Питомі прирости запасів ВВ, усереднені по п'ятилітніх періодах

Роки	Обсяг геологороз- вдувального бу- ріння, тис.м	Приріст запасів ВВ, млн. т	Питомий приріст запасів ВВ, т/м
1951-1955	263,9	52,3	198,2
1956-1960	712,5	434,58	609,9
1961-1965	1541,3	335,2	217,5
1966-1970	1846,6	342,8	185,6
1971-1975	1846,7	515,1	278,9
1976-1980	2248,9	358,5	159,4
1981-1985	2311,2	326	141,1
1986-1990	2088,9	195	93,3
1991-1995	986,4	133,5	135,4
1996-1998	155,6	15,2	97,7

З урахуванням викладених вище матеріалів, можна зробити узагальнюючий висновок, що зниження ефективності геологорозвідувальних робіт у ДДЗ відбувалося в міру зростання вивченості надр, ступеня використання потенційних ресурсів ВВ. У порівнянні з п'ятдесятима роками у 1986-1990 роках розвіданість надр зросла в 14 разів, ступінь використання ППР збільшився з 23 до 54 %, а середня величина запасів родовищ, відкритих в окремі періоди, зменшилася в 13 разів, питомий приріст запасів нафти і газу - у 6,5 рази. Таким чином, правомірно констатувати, що динаміка ефективності пошуково-розвідувальних робіт у западині за піввіковий період відповідає типовій кривій зміни ефективності гео-

догорозвідувального буріння в старих нафтогазовидобувних районах інших країн. На підтвердження цього висновку доречно посилатися і на узагальнюючі графіки зміни ефективності пошуково-розвідувальних робіт у міру виконання їхнього обсягу в багатьох нафтогазоносних провінціях світу, які наводяться Аленом Перродоном [81] - рис.2.4.

Відзначені залежності зміни результативності геологорозвідувального процесу від ступеня вивченості нафтогазоносного регіону, встановлення певних тенденцій у зміні різних параметрів виконаних геологорозвідувальних робіт (кількість виявлених родовищ, середня величина запасів родовищ, ефективність пошуково-розвідувальних робіт) мають велике значення для прогнозу ефективності досліджень на перспективу. Зокрема, на результатах аналізу зміни питомого приросту запасів нафти і газу в залежності від ступеня використання ППР базується один із широко застосовуваних методів прогнозування ефективності геологорозвідувальних робіт на тривалу перспективу [74].

Хоча економічна ефективність пошуково-розвідувальних робіт, розуміючи під цим приріст запасів ВВ на 1 метр буріння і вартість їхньої підготовки, зменшується в западині, цього не можна сказати про геологічну результативність досліджень. У зв'язку з цим цікаво простежити в часі зміну величини коефіцієнта успішності відкриття родовищ, що виражається в частках одиниці або у відсотках і визначеному як відношення числа локальних структур, на яких установлена промислова нафтогазоносність, до загальної кількості опошукваних структур. Ця величина характеризує статистичну імовірність виявлення родовищ у певних геологічних умовах при існуючій методиці пошукових робіт. З метою обґрунтованішого прогнозу результативності геологорозвідувальних робіт на далеку перспективу визначення коефіцієнта промислових відкриттів доцільно робити у великій нафтогазоносній області за окремими районами.

Розглядаючи зміну значень коефіцієнта успішності виявлення родовищ нафти і газу за окремими районами ДДЗ, можна зробити висновок про їх значну мінливість, що свідчить, насамперед, про різну насиченість надр вуглеводнями.

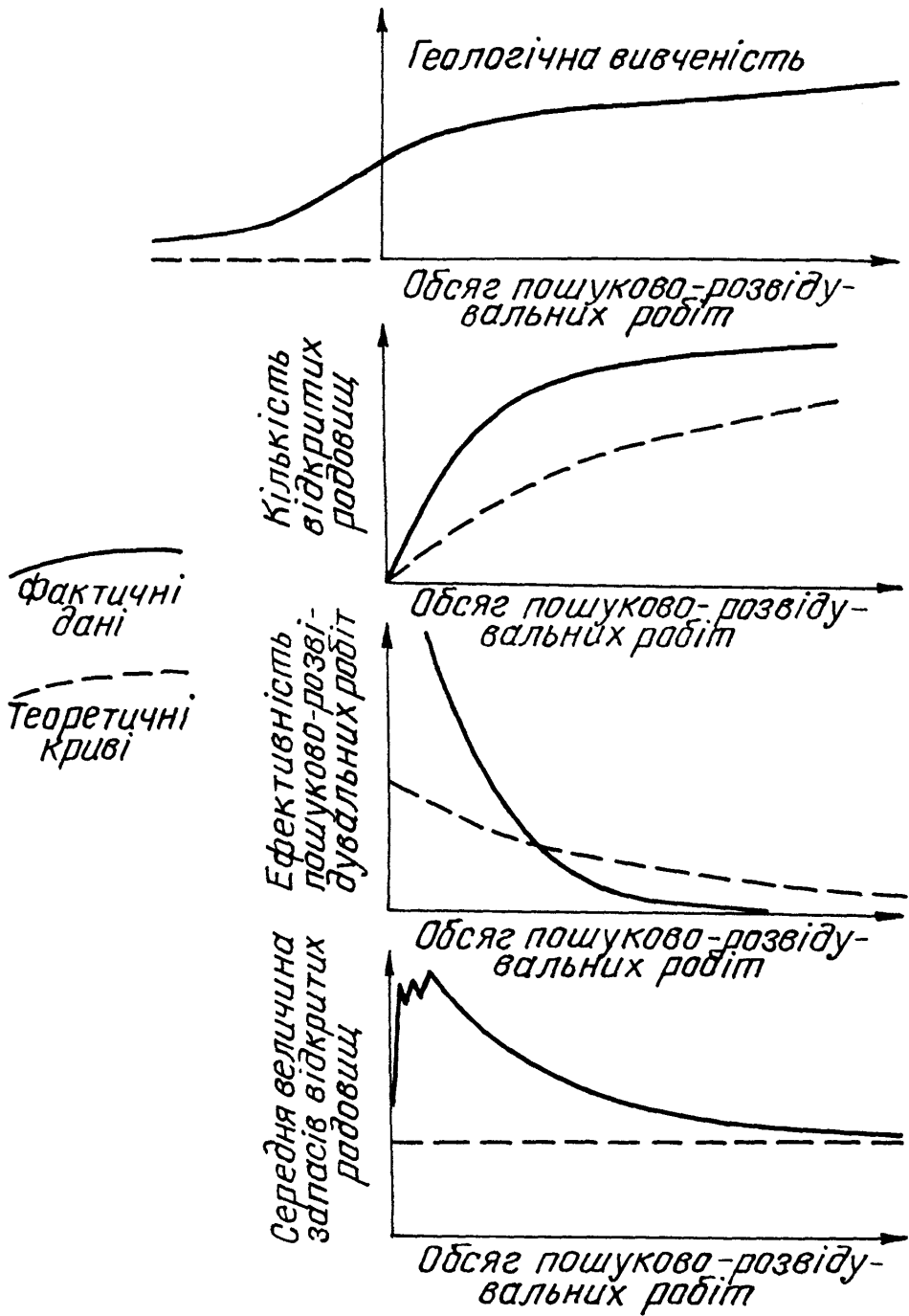


Рис. 2.4. Графіки зміни (теоретичні та фактичні криві) різних параметрів виконаних пошукових робіт у залежності від їх обсягу (за А.Перродоном, 1985)

Найбільше значення коефіцієнта відмічається в основних нафтогазоносних районах - до 0,57. У інших районах воно варіює від 0,13 до 0,3, складаючи в цілому по западині 0,34-0,35. Варто підкреслити, що даний показник характеризує ефективність пошукового буріння тільки за числом відкритих родовищ, не враховуючи розмір їхніх запасів, тобто відображає геологічну результативність пошуків.

Простежуючи успішність відкриття родовищ нафти і газу за п'ятилітніми періодами з початку ГРР у регіоні, слід зазначити, що вона в основному змінюється в незначних межах. Ефективність виявлення промислових скупчень ВВ зростає зі збільшенням віку продуктивних комплексів - від юрського до нижньокам'яновугільного. Саме з розвідкою регіонально нафтогазоносних відкладів нижнього карбону пов'язуються основні перспективи поповнення запасів.

Важливим показником ефективності ГРР на пошуковому етапі є кількість пошукових свердловин, що знадобилися для встановлення промислової нафтогазоносності досліджуваної площі. Розгляд у часі зміни цього показника характеризує успішність робіт у певні періоди вивчення регіону і може використовуватися при встановленні тенденцій розвитку геологорозвідувального процесу, знання яких необхідно при перспективному плануванні обсягів глибокого буріння і приросту запасів.

Результативність пошукових свердловин у значній мірі визначається якістю геолого-геофізичних робіт, що готують площу до глибокого буріння. У перші роки проведення досліджень у ДДЗ найчастіше уявлення про геологічну будову окремих площ, що підготовляються сейсмозвідкою і структурно-картувальним бурінням, не відповідали дійсності, в результаті чого першим глибоким пошуковим свердловинам доводилося виконувати функції структурного буріння. Так, наприклад у 1951-1955 роках на відкриття одного родовища, без урахування буріння на непродуктивних площах, витрачалося 3,7 пошукових свердловин. Згодом їхнє число знизилося до 2,0-2,3 свердловини, а у вісімдесятих роках складало в середньому 1,5 свердловини. З урахуванням пошукових свердловин на непро-



дуктивних структурах на відкриття одного родовища в різні періоди було потрібно від 12 до 5 свердловин, число яких зменшувалося з часом в міру розширення наших знань про геологічну будову регіону, умови знаходження промислових скупчень ВВ, удосконалювання методів, методики, техніки та організації пошуково-розвідувальних робіт.

Переважне число родовищ нафти і газу в ДДЗ (понад 70 %) було відкрито першою пошуковою свердловиною. Наявні винятки пояснюються закладенням перших свердловин у несприятливих структурних умовах через недостатню підготовку піднять геолого-геофізичними роботами, дані яких не дозволяли передбачати зсув склепінь складок по більше древніх горизонтах. Практика розвідувальних робіт показала, що хоча на значній площі регіону і відзначається в тому або іншому ступені розбіжність різновікових структурних поверхів, у багатьох випадках зсуви склепінь піднять не виходили за межі їхньої нафтогазоносної площі. Таким чином, чим більше площі покладів, тим менше позначається на успішності пошуків розбіжність структурних планів різновікових горизонтів.

Слід зазначити, що підвищенню геолого-економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт, збільшенню темпів відкриття родовищ нафти і газу в результаті розширення фронту пошуків сприяли висунуті на початку шістдесятих років рекомендації з доцільності введення в буріння площ одиночними пошуковими свердловинами по можливості з великими проєктними глибинами [73, 82].

До середини шістдесятих років глибини свердловин-відкривальниць були в основному менше нижньої межі промислової нафтогазоносності на родовищах, що виявляються ними (рис.2.5). Ця межа встановлювалася звичайно в процесі подальших досліджень родовищ. Згодом перші пошукові свердловини бурилися на більшу глибину, з'ясовуючи повніше вертикальний діапазон промислової нафтогазоносності досліджуваних структур, що сприяло більш раціональному веденню наступних робіт, зокрема визначенню оптимальних поверхів розвідки родовищ. Якщо в 1950-1955 рр. середня глибина свердловин-відкривальниць складала

1946-1950 1951-1955 1956-1960 1961-1965 1966-1970 1971-1975 1976-1980 1981-1985 1986-1990 Роки

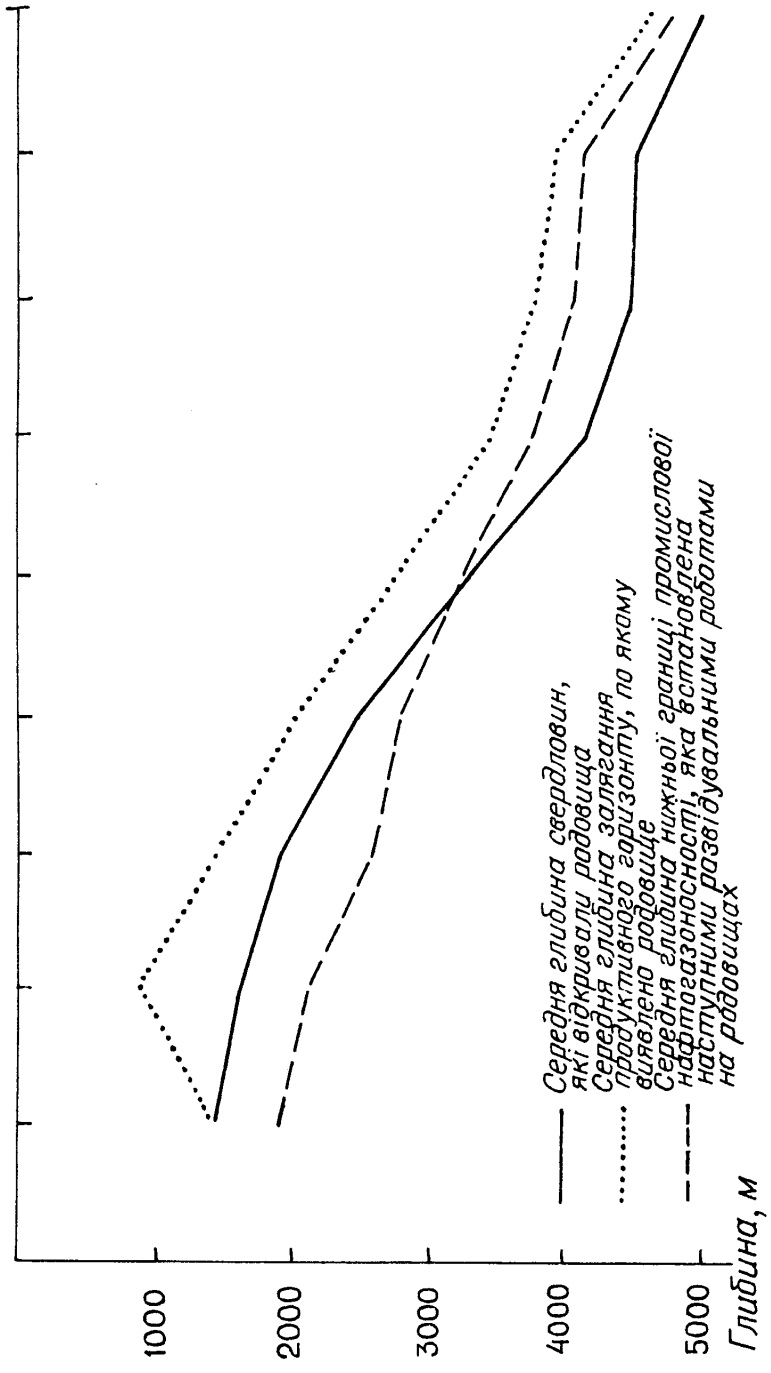


Рис. 2.5. Зміна в часі середніх глибин свердловин, що відкривали родовища, і розкритих ними продуктивних горизонтів, а також середніх значень нижньої межі промислової нафтогазоносності, яка встановлена наступними роботами на родовищах. Склала Л.М.Кучма, 2000р.

1980 м, то в 1986-1990 рр. вона досягла 5021 м, перевищивши на 200-250 м нижню межу нафтогазоносності на відкритих у цьому періоді родовищ.

Виконаний аналіз ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ підтверджує висновок, що головний вплив на динаміку показників досліджень має природний фактор - насиченість надр вуглеводнями. Вплив інших факторів, пов'язаних із виробничою діяльністю (удосконалювання техніки, технології буріння і геофізичних робіт, методики й організації досліджень), не може повною мірою компенсувати наслідків зростання ступеня використання початкових потенційних ресурсів ВВ. Геологічна результативність пошукових робіт, маючи на увазі число відкритих родовищ, успішних свердловин і т.і., може зростати, але визначальним для економічної складової оцінки ефективності досліджень є кількість підготовлених запасів, пов'язаних з великими родовищами.

У регіонах, де переважна частина значних скупчень ВВ уже відкрита, подальше нарощування запасів забезпечується пошуками і розвідкою в основному дрібних родовищ. Безумовно, наслідком розосередження пошуково-розвідувальних робіт на об'єктах з малими ресурсами нафти і газу є зростання витрат буріння на підготовку одиниці запасів, а значить, і зниження економічної ефективності досліджень. Також і в ДДЗ у міру вивченості регіону в зв'язку з погіршенням геологічних умов проведення робіт на все більших глибинах і зменшенням розмірів відкритих родовищ в останні десятиліття відбувається підвищення вартості підготовки одиниці запасів ВВ, що зросла в 1986-1990 рр. приблизно в п'ять разів у порівнянні з періодом 1966-1970 рр.

Наведені дані про результативність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ варто деталізувати за окремими її районами, що і відображено в таблиці 2.5 і на рис.2.6.

Карта результатів і ефективності досліджень з вивчення вуглеводневого потенціалу надр западини, насамперед, характеризує головний підсумок діяльності геологорозвідників - відкриття родовища і підготовлені з різними витратами обсягів буріння запаси ВВ категорій А+В+С<sub>1</sub>, останній показник - один з основ-

Показники розвіданості надр і результатів геологорозвідувальних робіт у ДДЗ

Нафтогазоносні та перспективні райони	Площа, км <sup>2</sup>	Початкові потенційні ресурси ВВ, млн.т	Обсяг буріння, тис.м	Розвіданість бурінням, м/км <sup>2</sup>	Початкові розвідані запаси ВВ, млн.т	Щільність запасів ВВ, тис.т/км <sup>2</sup>	Кількість виявлених родовищ	Середня величина запасів родовищ, млн.т ВВ	Ступінь виконання по-чаткових потенційних ресурсів ВВ, %	Питомий приріст запасів ВВ, т/м
Чернігівсько-Брагинський	8386	25,3	384	45,8	-	-	-	-	-	-
Монастирищенсько-Софіївський	5071	73,7	905	178,5	17,747	3,50	8	2,22	24,1	19,6
Талагаївсько-Рибильський	5970	688	2993	501,3	373,002	62,48	48	7,77	54,2	124,6
Глинсько-Солохівський	10663	1291,7	3969	372,2	685,983	64,33	53	12,94	53,1	172,8
Антонівсько-Білопеківський	2568	23,7	154	60	-	-	-	-	-	-
Рябухінсько-Північно-Голубівський	3848	271	654	170	17,178	4,46	9	1,90	6,4	26,3
Машівсько-Шебелінський	7267	1582	2321	319,4	1403,118	193,08	19	73,85	88,7	604,5
Руденківсько-Пролетарський	4240	347,7	1374	324	127,215	30,00	27	4,71	36,6	92,6
Октябрсько-Лозівський	4230	63,6	78	18,4	-	-	-	-	-	-
Співаківський	5326	72,5	219	41,1	2,362	0,44	4	0,59	3,2	10,8
Кальміусь-Бахмутський	7020	44,9	42	6	-	-	-	-	-	-
Красноорецький	2088	55,2	279	133,6	13,488	6,46	6	2,25	24,4	48,3
Лисичанський	1248	20,4	47	37,6	1,524	1,22	1	1,52	7,5	32,4
Район північного борту западини	19821	289,3	563	28,4	66,569	3,36	16	4,16	23,0	118,2
Район південного борту западини	2425	-	20	-	-	-	-	-	-	-
ДДЗ	90171	4849	14002	155,3	2708,186	30,03	191	14,18	55,85	193,4



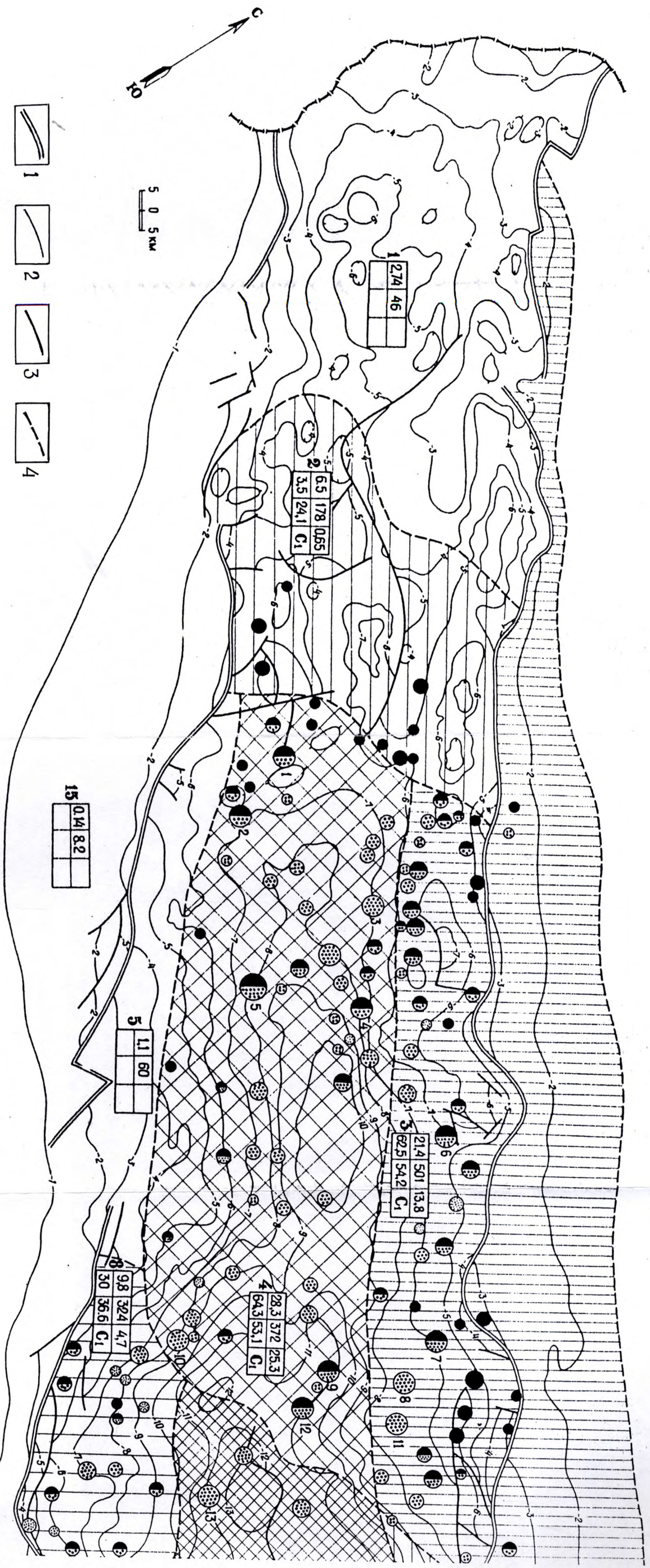
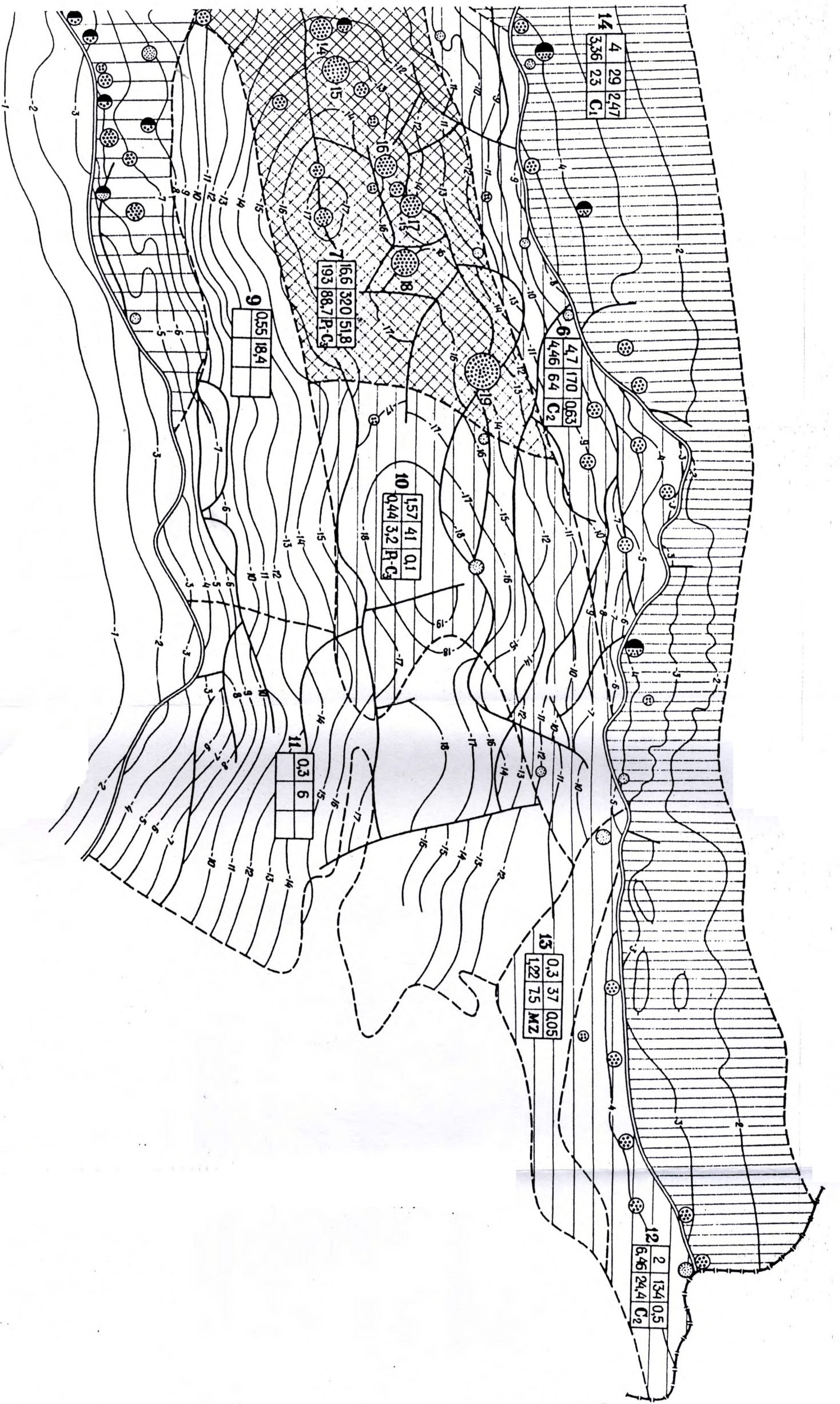


Рис. 2.6. Карта результатів і ефективності геологорозвідвальних робіт на нафту і газ у Дніпровсько-Донецькій западині. Склала Л.М.Кучма, 2000р.

1 - розломи, що обмежують Дніпровсько-Донецький грабен; 2 - ізопіси поверхні докембрійського фундаменту по заломлюючому горизонту  $d_0^x$ , км (по М.Г.Манюті, Т.І.Гоцалок, і Л.М.Мельник із спрощенням); 3 - розривні порушення; 4 - границі нафтогазоносних і перспективних районів (цифри на карті): 1 - Чернітківсько-Брагинський перспективний, 2 - Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, 3 - Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, 4 - Глинсько-Солохівський нафтогазоносний, 5 - Антонівсько-Білоцерківський перспективний, 6 - Рябухінсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний, 7 - Машівсько-Шебелинський газосносний, 8 - Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний, 9 - Октябрсько-Лозівський перспективний, 10 - Співаківський газосносний, 11 - Кальміусь - Бахмучський перспективний, 12 - Красноречський газосносний, 13 - Лисичанський газосносний, 14 - Північного борту нафтогазоносний, 15 - Південного борту перспективний; 5 - підрозділ родовищ за фазовим станом ВВ (а - нафтові, б - нафтогазоконденсатні, в - нафтогазові, г - газоконденсатні, д - газові); 6 - градація родовищ за величиною початкових запасів ВВ, млн.т (а - 600-700, б - 100-350, в - 30-100, г - 10-30, д - 1-10, е - до 1). Питомий приріст запасів ВВ, т/м: 7 - 605, 8 - 150-200, 9 - 100-150, 10 - 50-100, 11 - до 50. 12 - показники розвіданості надр і результатів геологорозвідвальних робіт: а - обсяг геологорозвідвального буріння, % від загального обсягу буріння у западині, б - розвіданість бурінням, м/км<sup>2</sup>, в - приріст запасів ВВ категорій А+В+C<sub>1</sub>, % від загального приросту в западині, г - щільність запасів, тис.т/км<sup>2</sup>, д - ступінь використання початкових потенційних ресурсів ВВ, %, е - стратегіфічні комплекси, за рахунок розвідки яких отриманий основний приріст запасів.





Продовження рис. 2.6.

Основні родовища нафти та газу: 1 - Леляківське, 2 - Гнідичівське, 3 - Андріяшівське, 4 - Глинсько-Розбишівське, 5 - Яблунівське, 6 - Тимофіївське, 7 - Рибальське, 8 - Котелевське, 9 - Опішнянське, 10 - Абазівське, 11 - Березівське, 12 - Магвіївське, 13 - Малпівське, 14 - Розпашівське, 15 - Західно-Хрестищенське, 16 - Ведмедівське, 17 - Мелихівське, 18 - Єфремівське, 19 - Шебелинське.



них показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт - виражається в питомому прирості запасів на метр буріння. Запропонована градація родовищ за величиною запасів нафти, газу і конденсату і характеристика земель за щільністю розвіданих запасів відображають насиченість вуглеводнями надр. Підрозділ родовищ за фазовим станом ВВ (нафтові, нафтогазові, газові, газоконденсатні і нафтогазоконденсатні) ілюструють просторову диференціацію в розміщенні покладів нафти і газу, про яку говорилося в першому розділі даної роботи. Для характеристики геолого-економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт, проведених в окремому районі, використані такі показники як обсяг виконаного геологорозвідувального буріння, виявлені запаси нафти, газу і конденсату категорій А+В+С<sub>1</sub>, кількість відкритих родовищ і їх середній розмір запасів ВВ, питомий приріст запасів на один метр буріння. Також порайонно визначена розвіданість надр глибоким бурінням, щільність запасів ВВ і ступінь використання їх ППР.

Можна відзначити, що найбільші обсяги буріння (параметричне, пошукове і розвідувальне) виконані в найперспективніших у нафтогазоносному відношенні районах ДДЗ - Глинсько-Солохівському (28,3 % від загального обсягу буріння в регіоні), Талалаївсько-Рибальському (21,4 %), Машівсько-Шебелинському (16,6 %) і Руденківсько-Пролетарському (9,8 %). Якщо сумарний обсяг буріння в цих районах склав на початок 1999 року 10657 тис.м, або 95,6 % від всього обсягу буріння, то приріст запасів ВВ обчислюється в розмірі 2589,318 млн.т (76,1 % від загального приросту запасів у западині). Найбільша кількість запасів ВВ прирощена в Машівсько-Шебелинському газоносному районі - 51,8 %. У названих районах відзначається і найвища розвіданість осадових товщ бурінням - від 320 до 501 м/км<sup>2</sup> - і щільність запасів - від 30 до 193 тис.т ВВ/ км<sup>2</sup>. Найвищий ступінь використання початкових потенційних ресурсів ВВ у Машівсько-Шебелинському районі - 88,7 %, у Талалаївсько-Рибальському і Глинсько-Солохівському він становить відповідно 54,2 і 53,1 %, а в Руденківсько-Пролетарському - 36,6 %.

Перше місце за числом відкритих родовищ займає Глинсько-Солохівський район - 53 родовищ нафти і газу, а в Талалаївсько-Рибальському районі виявлено 48 родовищ, Руденківсько-Пролетарському - 27. Значно менше число родовищ відкрито в Машівсько-Шебелинському районі - 19. Однак у цьому найбільше насиченому ВВ районі виявлені найкрупніші родовища. Щільність початкових запасів ВВ у Машівсько-Шебелинському районі складає 193,08 тис.т/км<sup>2</sup>, у Глинсько-Солохівському - 64,33 тис.т/км<sup>2</sup>, у Талалаївсько-Рибальському - 62,48 тис.т/км<sup>2</sup>, а в Руденківсько-Пролетарському - 30 тис.т/км<sup>2</sup>. Значно менше її значення в інших районах западини з установленою промисловою нафтогазоносністю - від 0,44 до 6,46 тис.т/км<sup>2</sup>.

У нафтогеологічній літературі, присвяченій методології прогнозу родовищ нафти і газу різної величини, висловлюється припущення про те, що найбільша імовірність відкриття великих родовищ є в зонах із найбільшою щільністю запасів ВВ [83 і ін.]. Так, А.Е.Конторовичем і О.С.Красновим [84] для перевірки такої думки в межах низки нафтогазоносних басейнів Північної Америки і Євразії були виділені добре розвідані окремі нафтогазоносні комплекси або весь осадовий чохол басейну і вивчена залежність між середніми запасами родовища і щільністю сумою вуглеводнів (нафта, газ і конденсат). Відзначено, що при досить сильному зв'язку між середніми розмірами родовищ і щільністю запасів (коефіцієнт кореляції складає 0,77) на повніше розвіданих ділянках середній розмір родовищ менше, що відображає відомий факт зменшення цього показника в міру зростання вивченості регіону.

Аналогічний взаємозв'язок середніх розмірів родовищ нафти і газу та щільності запасів ВВ спостерігається за окремими районами і в ДДЗ: у міру збільшення щільності запасів зростає і середній розмір родовищ. Так, у Монастирищенсько-Софіївському районі він складає 2,2 млн.т ВВ, у Руденківсько-Пролетарському - 4,7 млн.т, Талалаївсько-Рибальському і Глинсько-Солохівському відповідно 7,77 і 12,94 млн.т, а в Машівсько-Шебелинському - 73,85 млн.т. У цій же послідовності перерахування нафтогазоносних районів



збільшується щільність розвіданих у їх межах запасів - від 3,5 до 193,08 тис.т/км<sup>2</sup>. Безумовно, розглянутий взаємозв'язок обумовлений ступенем нафтогазонасичення надр різних частин регіону. А оскільки сама щільність запасів ВВ у тому або іншому регіоні визначається їх кількістю у виявлених тут родовищах, то цікаво простежити і вплив числа продуктивних структур на величину щільності запасів, співвідношення цих показників результативності пошуково-розвідувальних робіт. При цьому варто враховувати частоту зустрічі родовищ (щільність родовищ), ввівши такий показник як кількість родовищ, що припадають на тисячу квадратних кілометрів перспективної в нафтогазоносному відношенні площі [85].

Порайонне порівняння названих параметрів у ДДЗ (табл.2.5 і рис 2.7 ) дозволяє зробити висновок, що більший вплив на питому щільність запасів ВВ мають окремі великі і найкрупніші їхні скупчення, ніж загальна кількість виявлених у районі родовищ. Найвища щільність родовищ у Талалаївсько-Рибальському, Глинсько-Солохівському і Руденківсько-Пролетарському районах - відповідно 8, 5 і 6,4 родовищ на тис.км<sup>2</sup>. Проте щільність запасів ВВ у цих районах у 3-6 і більше разів поступається такій у Машівсько-Шебелинському районі, де частота зустрічі родовищ значно менше - 2,6 родовища на тис.км<sup>2</sup>. Тут два найкрупніших родовища (Шебелинське і Західно-Хрестищенське) із загальними запасами ВВ 906,8 млн.т містять 64,8 % від загальних виявлених у районі запасів. Без урахування запасів цих родовищ середня щільність запасів знизилася б із 193,08 до 68,3 тис.т/км<sup>2</sup> і була б порівнянною з її значенням для Талалаївсько-Рибальського району, у якому однак виявлено в 2,5 рази більше родовищ нафти і газу.

Величина родовищ має домінуючий вплив і на геолого-економічну ефективність пошуково-розвідувальних робіт, що добре простежується при порівнянні різних кривих, що ілюструють результативність досліджень у регіоні (рис.2.7). Яка б не була успішність відкриття нових родовищ, що виражається і через значення коефіцієнта промислових відкриттів, величина питомого приросту ВВ багато в чому залежить від величини родовищ. При майже рівній кількості родо-

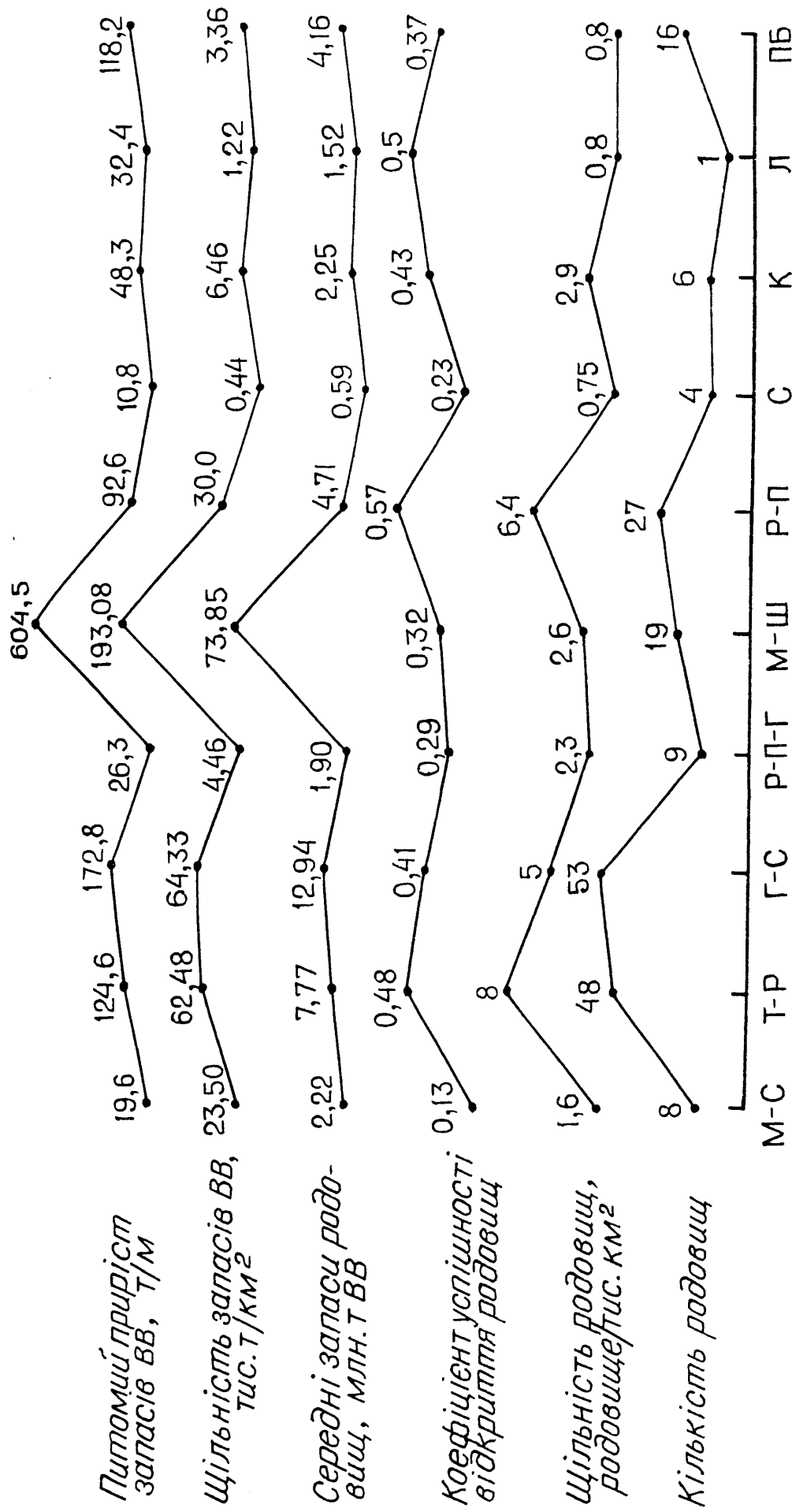


Рис.2.7. Показники результатів пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ в ДДЗ (за Л.М.Кучмою, 2000р) Нафтогазозносні райони: М-С - Монастирищенсько-Софіївський, Т-Р - Талалаївсько-Рибальський, Г-С - Глинсько-Солохівський, Р-П-Г - Рябунівсько-Північно-Голубівський, М-Ш - Машівсько-Шебелинський, Р-П - Руденківсько-Пролетарський, С - Співаківський, К - Краснорецький, Л - Лисичанський, ПБ - Північний борт западини.

вищ у Талалаївсько-Рибальському і Глинсько-Солохівському районах в останньому середній розмір родовищ у 1,7 рази більше, ніж у першому; відповідно більше значення і питомого приросту запасів - 172,8 т/м у порівнянні з 124,6 т/м. У той же час при меншій успішності виявлення родовищ у Машівсько-Шебелинському районі гігантські родовища, що знаходяться тут, обумовили найбільший приріст запасів на 1 м буріння - 604,5 т.

Можна зробити висновок, що ступінь насиченості вуглеводнями надр тих або інших районів западини у загальному випадку визначає кількість зустрінутих в них родовищ, а наявність структур-пасток із винятково сприятливими умовами для акумуляції нафти і газу обумовлює формування найкрупніших і гігантських родовищ.

На завершення даного розділу дисертації варто зупинитися на розгляді такого важливого показника результативності пошуково-розвідувальних робіт як надолуження видобутку нафти і газу їх розвіданими запасами.

Найбільше надолуження розвіданими запасами нафти і газу видобутку цих корисних копалин доводиться на період до 1965 року - відповідно 403 і 572 % (табл.2.6). До цього часу були виявлені і найкрупніші в регіоні промислові скупчення вуглеводнів: Леляківське, Гнідинцівське і Глинсько-Розбишівське родовища нафти, а також гігантське Шебелинське родовище газу. Згодом темп надолуження видобутку розвіданими запасами носив перемінний характер і залежав багато в чому від ступеня залучення в розробку раніше виявлених родовищ і успішності відкриття в ті або інші періоди значних родовищ. Як видно з таблиці 2.6, неухильне падіння видобутку нафти відбувається після періоду 1971-1975 років, у якому видобуток рідких ВВ склав 57,2 млн.т; у 1991-1995 роках цей видобуток знизився до 17,8 млн.т. Видобуток газу стійко знижується після періоду 1975-1980 років; із цього ж часу знижується і ступінь надолуження розвіданими запасами газу його видобутку, обумовлений постійним зменшенням середніх розмірів родовищ, що відкриваються. Особливо поганий вигляд має останній трирічний період 1996-1998 рр. - як за величиною видобутку вуглеводнів, так і за інтенсив-

Таблиця 2.6

Надолуження видобутку нафти, газу та конденсату розвіданими запасами  
в ДДЗ у різні роки

Роки	Нафта та конденсат			Газ		
	Видобуток, млн.т	Приріст запасів, млн.т	Надолуження видобутку приростом запасів, %	Видобуток, млрд.м <sup>3</sup>	Приріст запасів, млрд.м <sup>3</sup>	Надолуження видобутку приростом запасів, %
1950-1965	28,1	113,3	403	123,9	708,8	572
1966-1970	45,4	29	64	188,7	313,8	166
1971-1975	57,2	80,5	141	277,2	434,6	157
1976-1980	37	60,5	163	289,1	298	103
1981-1985	25,3	59,2	234	224,3	266,8	119
1986-1990	22,2	33,2	150	153,5	161,8	105
1991-1995	17,8	20,5	115	92	113	123
1996-1998	9,9	3	30	47,8	12,2	25
Усього	242,9	399,2	164	1396,5	2309	165

ністю його надолуження розвіданими запасами - уперше за всю історію пошуково-розвідувальних робіт у регіоні приріст запасів рідких ВВ склав усього 30 % до їхнього видобутку, а газу - 25 %.

У цілому ж за час 1950-1998 років у регіоні видобуто 242,9 млн.т нафти і конденсату, а загальний приріст їх запасів склав 399,2 млн.т, тобто надолуження видобутку розвіданими запасами склало 164 %. Газу добуто 1396,5 млрд.м<sup>3</sup>, прирощено запасів газу 2309 млрд.м<sup>3</sup> - ступінь надолуження - 165 %. До кінця 1998 року розвідані запаси нафти категорії А+В+С<sub>1</sub> склали 82,125 млн.т, вільного газу - 912,455 млрд.м<sup>3</sup>. Видобуток же нафти цього року склав 2,06 млн.т, а газу - 15,83 млрд.м<sup>3</sup>. Таким чином, відношення запасів нафти до поточного видо-

бутку визначається 40 - кратним перевищенням розвіданих запасів над видобутком; по газу це перевищення досягає 58 крат.

Варто зазначити, що ступінь забезпеченості нафтогазовидобувної промисловості розвіданими запасами є одним із найважливіших показників, що характеризують кількісні і якісні зміни в балансі розвіданих запасів. Примітно, що в періоди найбільшого видобутку ВВ забезпеченість його запасами буває меншою, ніж у наступні роки. Так, пік видобутку нафти в ДДЗ був встановлений у 1972 році - 10,9 млн.т, а максимальний видобуток вільного газу прийшовся на 1976 рік - 59,26 млрд.м<sup>3</sup>; відношення запасів нафти і газу до поточного видобутку склало відповідно 7 і 14 крат. Максимальні значення видобутку рідких і газових ВВ доводилися на час розробки найкрупніших родовищ, відкриття яких є головним фактором у забезпеченні зросту видобутку корисних копалин.

Сьогоднішнє високе значення кратності запасів ВВ їхньому видобутку, низьке значення якого обумовлено аж ніяк не природними умовами, а економічною політикою держави, не може повною мірою характеризувати справжні можливості нарощування темпів розробки родовищ. Тут варто враховувати, що запаси ВВ найзначніших родовищ (понад 30 млн.т ВВ) освоєні в середньому на 60-80 і більше %, а основна частина поточних запасів, що значаться на балансі - 72 % - зосереджена в дрібних і середніх родовищах, вироблених на 30-35 %. Однак, якщо навіть враховувати тільки поточні запаси ВВ величиною від 10 до 350 млн.т, що складають на сьогодні 753 млн.т, то їх відношення складе до поточного видобутку 40 крат. Це дозволяє припускати при наявності відповідних інвестицій значне збільшення видобутку нафти і газу протягом найближчих декількох років не менше, ніж у 1,5-2 рази. Але різке і швидке в часі зростання видобутку нафти і газу забезпечить, звичайно, виявлення крупних промислових скупчень вуглеводнів.

Основні висновки за даним розділом зводяться до наступного. Аналіз результатів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ за піввіковий період у ДДЗ підтверджує загальну для всіх нафтогазоносних районів світу тенденцію змен-

шення їх ефективності в міру вивченості надр: з часом на прирощення одних і тих же обсягів запасів доводиться витратити усе більші обсяги буріння. Максимальні значення ефективності в западині відповідають 10-35 % освоєння початкових потенційних ресурсів ВВ - коли розвідувалися найзначніші родовища.

Зі зменшенням з часом вуглеводневого потенціалу надр відбувається зниження розмірів запасів родовищ, що відкриваються, у розвідку залучається все більша кількість неантиклінальних пасток. На подальшу перспективу частка покладів у таких пастках може зрости до 50 % від загального числа всіх прогнозних покладів.

У порівнянні з п'ятдесятима роками, до початку дев'яностих років розвіданість Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області бурінням зросла в 14 разів, ступінь використання ППР збільшився з 15 до 55 %, а середній розмір запасів родовищ, відкритих в окремі періоди, зменшився в 13 разів, питомий приріст запасів нафти і газу - у 6,5 рази. Динаміка показників пошуково-розвідувальних робіт у западині відповідає типовій кривій зміни ефективності в старих нафтогазовидобувних районах інших країн. У регіонах, де переважна частина значних скупчень ВВ уже відкрита, подальше нарощування запасів забезпечується пошуками і розвідкою в основному дрібних родовищ. Крім цього, на показниках ефективності позначається ускладнення геологічних умов проведення робіт на все більших глибинах.

Головний вплив на динаміку показників ефективності має природний фактор - насиченість осадового чохла вуглеводнями. Вплив інших факторів, пов'язаних із виробничою діяльністю (удосконалювання техніки і технології геологорозвідувальних робіт, методики й організації їх проведення) не може повною мірою компенсувати наслідків зростання ступеня використання потенційних ресурсів ВВ.

За окремими районами ДДЗ спостерігається взаємозв'язок середніх розмірів родовищ нафти і газу і щільності запасів ВВ: у міру збільшення щільності запасів зростає і середній розмір родовищ. Оскільки в тому або іншому районі щі-

льність запасів визначається їх кількістю у виявлених тут родовищах, порайонне порівняння цих параметрів приводить до висновку, що на питому щільність запасів ВВ мають більший вплив окремі значні і найкрупніші їхні скупчення, ніж загальна кількість родовищ, що знаходяться в районі.

У загальному випадку можна констатувати, що ступінь насиченості вуглеводнями надр тих або інших районів западини визначає кількість, що зустрічаються в них родовищ, а наявність структур-пасток із винятково сприятливими умовами для акумуляції нафти і газу обумовлює формування найкрупніших і гігантських родовищ. Показники ефективності пошуково-розвідувальних робіт на таких родовищах до 15-20 разів перевищують такі на дрібних.

Переважна кількість родовищ у регіоні була відкрита першою пошуковою свердловиною. Наявні винятки пояснюються закладенням перших свердловин у несприятливих структурних умовах через недостатню підготовку піднять геолого-геофізичними роботами. Чим більші площі покладів, тим менше позначається на успішності пошуків розбіжність структурних планів різновікових горизонтів.

Найповніше з'ясування на першій стадії дослідження структур вертикального діапазону промислової нафтогазоносності сприяє визначенню оптимальних поверхів розвідки родовищ.

Ефективність виявлення промислових скупчень ВВ зростає в ДДЗ із збільшенням віку продуктивних комплексів - від юрського до нижньокам'яновугільного. Саме з розвідкою регіонально нафтогазоносних відкладів нижнього карбону пов'язуються основні перспективи надолуження запасів.

Одним із найважливіших показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт є ступінь забезпеченості нафтогазовидобувної промисловості розвіданими запасами. Сьогоднішній стан поточних запасів ВВ дозволяє припускати при наявності відповідних інвестицій істотне збільшення в ДДЗ видобутку нафти, газу і конденсату.

### РОЗДІЛ 3

## ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПОШУКІВ І РОЗВІДКИ НАФТИ ТА ГАЗУ НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ У ДДЗ

Пошуки промислових скупчень ВВ на великих глибинах - важлива проблема для багатьох нафтогазоносних регіонів. Середня глибина свердловин у міру розвіданості надр росте і диктується практичною необхідністю. З відомих до теперішнього часу на суші та в її акваторіальній частині більше ніж двохсот нафтогазоносних басейнів пошуки і розвідка скупчень ВВ на глибинах понад 4500 м робиться приблизно в шістдесятьох басейнах. У багатьох із них буріння на великі глибини відіграє дуже помітну роль у підготовці запасів нафти і газу. Так, на Північно-Американській древній платформі в Пермському басейні, одним з основних газовидобутних районів США, на глибинах понад 5000-6000 м зосереджено більше 20 % розвіданих запасів газу і відкрито декілька найкрупніших газових родовищ (западина Делавер-Вал-Верде), у тому числі родовище Гомес, що містить у відкладах Еленбергер (ордовик) на глибинах 6056-7092 м 283 млрд.м<sup>3</sup> газу. Промислові скупчення рідких ВВ установлені до глибини 6600 м, продуктивні газonosні горизонти - до глибини 7955 м. Істотні запаси газу на глибинах 5000-6000 м виявлені й у Західному Внутрішньому басейні, що знаходиться в межах цієї ж платформи і, який характеризується високим ступенем вивченості великих глибин. Осадкові утворення в прогині Анадарко розкриті бурінням на глибину 9583 м; промислова газonosність простежена до глибини 8090 м. На родовищі Мілс-Ранг із відкладів Арбокл (кембрій-ордовик) із глибини 7296 м приплив газу склав 1387 тис.м<sup>3</sup>/доб.

Найбільша кількість родовищ та покладів нафти і газу на великих глибинах відкрито в мегабасейні Мексиканської затоки, що займає окраїнну частину Північно-Американського континенту - більше 400. Максимальна глибина газonosних горизонтів досягає 7640 м, нафтоносних - 6600 м. У районі Південно-Східної Мексики розвідані запаси нафти на глибинах понад 4000-4500 м склали



2,7 млрд.т. газу - 270 млрд.м<sup>3</sup>, а прогнозні запаси - до 10 млрд.т нафти і близько 1 трлн.м<sup>3</sup> газу [68].

Також як і в ряді інших старих нафтогазовидобувних районів СНД проблема освоєння великих глибин виникла в ДДЗ у зв'язку зі значним ступенем розвіданості верхніх горизонтів осадового чохла. У таких регіонах глибинна геологічна розвідка стала одним з основних напрямків досліджень і істотно впливає на відтворення запасів ВВ. До них відносяться території Передкарпатського, Індоло-Кубанського і Терсько-Каспійського крайових прогинів, де потужність осадового чохла досягає 12-13 км, ДДЗ, Південно-Каспійська і Прикаспійська западини з потужністю осадових утворень до 20-22 км. На ці регіони припадають основні обсяги пошуково-розвідувального буріння на глибини понад 4500-5000 м. У значно меншій кількості глибокі свердловини пробурені в Західному і Східному Сибіру, на Сахаліні, в Архангельській області та інших регіонах Росії [86].

Найбільша кількість промислових відкриттів на великих глибинах пов'язана з ДДЗ; за даними ВНДГРІ, до 1990 року на цю западину припадало 45 % відкриттів на глибинах більше 4500 м від загального їхнього числа в СРСР, на Північно-Кавказько-Мангишлацьку провінцію - 17 % і Південно-Каспійську - 15 %. Однак максимальні розвідані геологічні запаси ВВ на великих глибинах приурочені до Прикаспійського нафтогазоносного басейну.

Відкриття перших нафтових і газових родовищ у ДДЗ приходиться на початок п'ятдесятих років. Наступні роки характеризуються розвитком широким фронтом детальних геолого-пошукових досліджень, збільшенням питомої ваги геофізичних робіт, пов'язаних із підготовкою структур до глибокого буріння. В результаті був досягнутий високий ступінь вивченості верхньої частини осадового чохла, що привело до відкриття ряду родовищ, що забезпечують розвиток нафтової і газової промисловості на сході України. Однак потенціал осадових утворень западини на малих глибинах до початку сімдесятих років був значною мірою вичерпаний і прирощувати нові запаси вуглеводневої сировини стало важко. Почалися пошуки покладів нафти і газу на великих глибинах, була встановлена

регіональна промислова нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів на глибинах більше 4500 м. Прийнятий напрямок робіт плідно розвивався до початку дев'яностих років: зросли глибини геологорозвідувального буріння, збільшувалася кількість відкриттів родовищ, що підтвердили високу оцінку перспектив нафтогазоносності глибокозанурених відкладів нижнього карбону.

До 1999 року в ДДЗ на балансі знаходилося 191 родовище нафти і газу. На вісімдесятьох із них поклади нафти і газу знаходяться в межах глибини до 3000 м, на 132 родовищах в інтервалі глибин від 3000 до 5000 м і на 36 родовищах поклади встановлені і на глибинах від 5000 до 6300 м.

Тут варто пояснити, що ми припускаємо під визначенням “великі глибини”, кажучи про результативність пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в глибоко залягаючих горизонтах ДДЗ. Цілком очевидно, що в окремих нафтогазоносних провінціях і областях, що значно відрізняються за вивченістю надр бурінням і ступенем освоєння початкових потенційних ресурсів ВВ, межа між порівняно неглибокими покладами й у більше глибоких верствах осадового чохла проводиться на різному рівні. У ДДЗ таку межу правомірно проводити на рівні 5000 м, оскільки з початку вісімдесятих років тут понад 40 % обсягу геологорозвідувального буріння орієнтувалося на дослідження продуктивних горизонтів нижче цієї позначки.

Найбільша кількість родовищ із промисловими скупченнями ВВ на великих глибинах знаходяться в Глинсько-Солохівському НГР - 21 родовище - і Талаївсько-Рибальському -12. Два родовища відкрито в Руденківсько-Пролетарському районі (Мачухське і Рясківське) та одне в Рябухінсько-Північно-Голубівському - Коломацьке. Всі родовища з продуктивними горизонтами на глибинах більше 5000 м розташовані в центральній приосьовій і прибортових частинах западини. На 26 родовищах містяться газоконденсатні поклади, на 8 - газові, а на трьох - нафтові (рис.3.1).

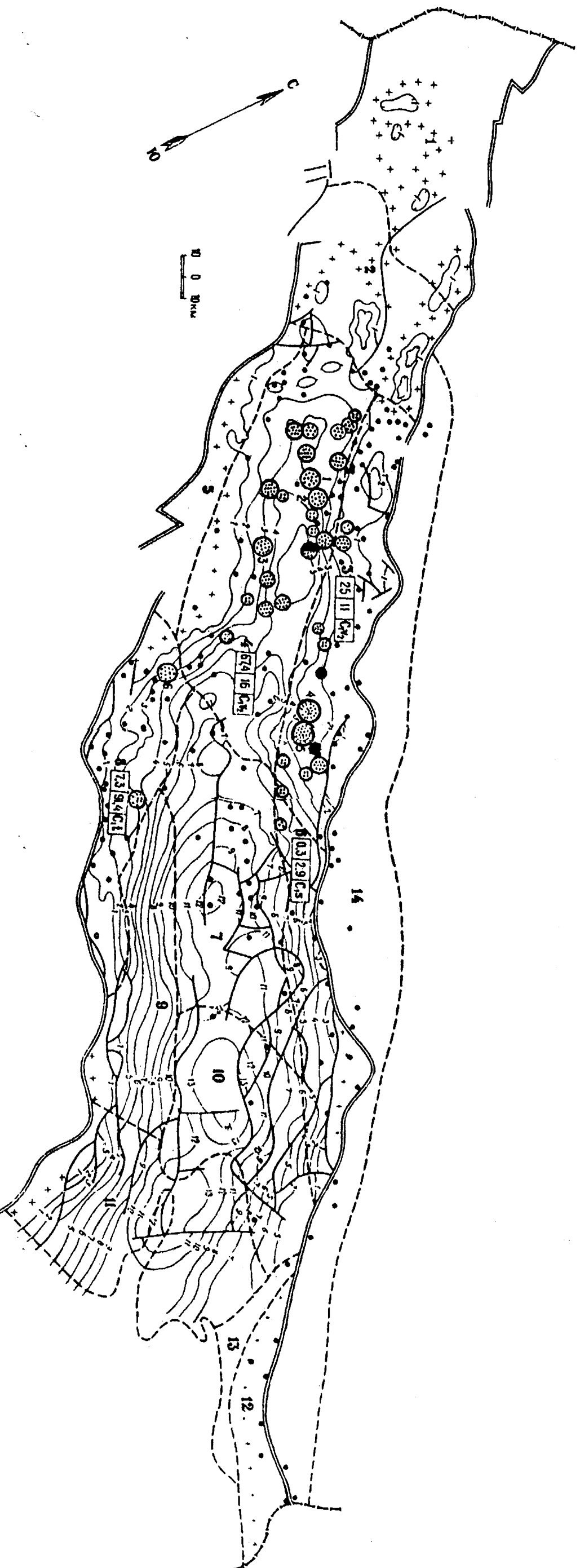


Рис. 3.1. Карта результатів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ на глибинах більш 5000 м у Дніпровсько-Донецькій западині. Складає Л.М.Кучма, 2000 р.

1 - розломи, що обмежують Дніпровсько-Донецький грабен; 2 - приблизна межа виходу докембрійського кристалічного фундаменту по зрізу на позначці -5000 м; 3 - потужність осадкового чохла нижче позначки -5000 м, км; 4 - розривні порушення; 5 - межа нафтогазоносних і перспективних районів (цифри на карті); 1 - Чернігівсько-Брянський перспективний, 2 - Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, 3 - Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, 4 - Глинсько-Солохівський нафтогазоносний, 5 - Антонівсько-Білоцерківський перспективний, 6 - Рябухінсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний, 7 - Машівсько-Шебелинський газоносний, 8 - Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний, 9 - Октябрсько-Лозівський перспективний, 10 - Співаківський газоносний, 11 - Кальміусь-Бахмуцький перспективний, 12 - Красноріцький газоносний, 13 - Лисичанський газоносний, 14 - Північного борту нафтогазоносний; 6 - місце розташування родовищ із покладами на глибинах до 5000 м; 7 - підрозділ родовищ на глибинах більш 5000 м за фазовим станом ВВ (а - нафтові, б - нафтогазоконденсатні, в - газоконденсатні, г - газові); 8 - традіція родовищ на глибинах більш 5000 м за величиною початкових запасів ВВ, млн.т (а - менше 1, б-1-10, в - 10-30); 9 - показники приросту запасів ВВ із глибин більш 5000 м: а - частка приросту запасів на великих глибинах у районі, % від загального приросту в западині з цих глибин, б - частка приросту запасів із великих глибин, % від загального приросту по району, в - стратиграфічний комплекс, за рахунок розвідки якого отриманий основний приріст запасів з великих глибин. Основні родовища на глибинах більш 5000 м: 1 - Червонозаводське, 2 - Рудівське, 3 - Комишнисянське, 4 - Котелевське, 5 - Березівське, 6 - Мачухське

За структурною приуроченістю родовища нафти і газу Глинсько-Солохівського району діляться майже нарівно на дві групи: родовища, пов'язані з брахіантиклінальними складками, ускладненими в тій або іншій мірі сіллю, і родовища, що знаходяться в межах монокліналей - ділянки положистого залягання верств, структурні носи і тераси. Розміри структур значно варіюють. Так, по відбиваючих горизонтах нижнього карбону розмір Кошівської структури складає 4,1\*2,4 км, Перевозівської - 5\*3, а Яблунівської - 11\*5 км. Амплітуда складок змінюється від декількох десятків до 800-900 м. Глибина залягання продуктивних горизонтів коливається від 3498 м (Яблунівське родовище) до 6287 м - Перевозівське родовище (рис.3.2). Із 21 розглянутого родовища цього району 11 містять поклади нафти і газу і на менших глибинах, ніж 5000 м. Кількість покладів по окремих родовищах змінюється від одного до 15. За характером пасток, що їх містять, поклади відносяться в основному до структурного типу: пластові склепінні і пластові тектонічно обмежені поклади. Значно менше поширені скупчення ВВ, пов'язані з пастками літологічного типу.

У Глинсько-Солохівському районі найкрупнішим по запасах ВВ є Яблунівське родовище - 117,5 млн.т, у тому числі на глибині понад 5000 м - 5,9 млрд.м<sup>3</sup> газу та 0,7 млн.т конденсату. Найбільші запаси на великих глибинах містить Червонозаводське родовище - 25,1 млрд.м<sup>3</sup> газу та 2,6 млн.т конденсату, що складає 95 % від загальних запасів по всіх різновікових горизонтах. Середній розмір запасів ВВ родовищ по всіх інтервалах глибин складає 13,6 млн.т, на глибинах більше 5000 м - 5,2 млн.т.

У Талалаївсько-Рибальському НГР районі переважна частина родовищ відноситься до антиклінального типу (70 %). Розміри складок по маркіруючих горизонтах нижнього карбону змінюються від 0,87\*0,75 км на Русанівському родовищі до 6\*6 км на Кисівському. Значно менша в цьому районі й амплітуда структур - від декількох десятків до 300-350 м. Глибина залягання продуктивних горизонтів коливається від 3306 м на Сахалінському родовищі до 5677 м на Степовому. З 12 родовищ тільки 4 містять скупчення ВВ винятково на глибинах

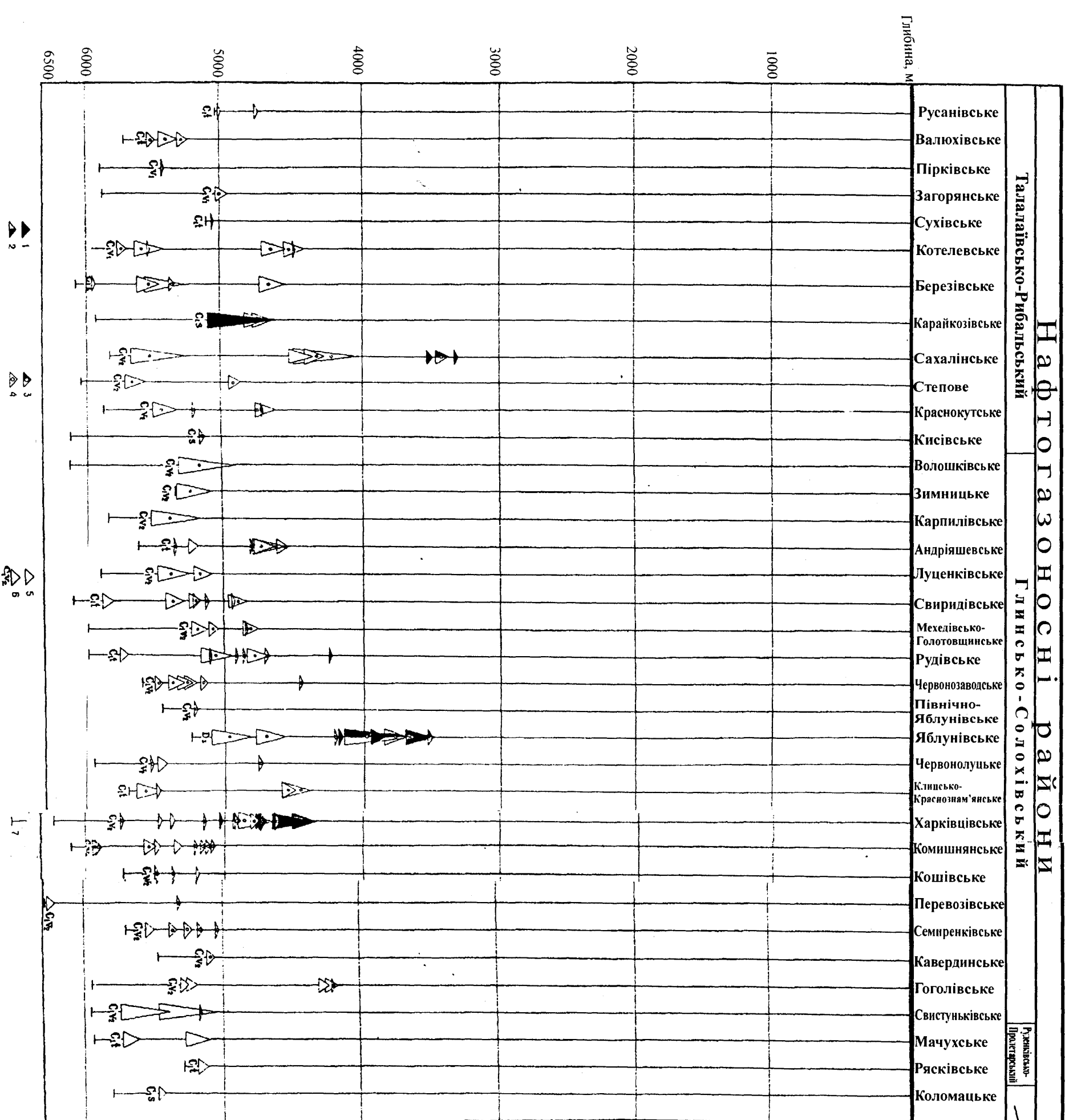


Рис. 3.2. Схема вертикального розподілу скоп-ченень вуглеводнів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини з продуктивними горизонтами на глибинах більше 5000 м.

Складла Л.М.Кучма, 2000 р.

Підрозділ скупчень за фазовим станом ВВ:  
1 - нафтові, 2 - нафтогазові, 3 - нафтогазоконденсатні, 4 - газоконденсатні, 5 - газові; 6 - нижня стратиграфічна межа промислової нафтогазоносності, встановлена на родовищі; 7 - максимальна глибина, досягнута бурінням.

більше 5000 м. Найчастіше зустрічаються пластові склепінні поклади, що мають також елементи тектонічного і літологічного обмеження.

Найбільші розвідані запаси ВВ зосереджені на Березівському - 30,53 млн.т - і Котелевському - 44,85 млн.т - газоконденсатних родовищах; вони ж мають і найбільше значні запаси на глибинах більше 5000 м, відповідно 12,7 і 12,4 млрд.м<sup>3</sup> газу та 0,3 і 0,2 млн.т конденсату. Середній розмір родовищ за величиною запасів по всіх горизонтах складає 8,7 млн.т, по покладах на глибинах більше 5000 м - 3,4 млн.т.

У Руденківсько-Пролетарському районі на великих глибинах виявлені Мачухське і Рясківське газові родовища, приурочені до брахіантиклінальних складок. Розміри першої складки по нижньокам'яновугільних відкладах 4,25\*3,5 км, другої - по відбиваючому горизонту у девоні - 6,2\*4,0 км. Обидва родовища містять продуктивні горизонти тільки на глибинах понад 5000 м - в інтервалі глибин від 5105 до 5732 м. Запаси газу Мачухського родовища складають 10,3 млрд.м<sup>3</sup>, Рясківського - 1,7 млрд.м<sup>3</sup>.

У Рябухінсько-Північно-Голубівському районі на великій глибині виявлено Коломацьке газове родовище, яке у структурному відношенні є брахіантиклінальною складкою. Склепінна частина структури по ізогіпсі -5330 м має розмір 6,0\*3,5 км. Пластовий склепінний, тектонічно обмежений поклад знаходиться в інтервалі глибин 5455-5488 м. Розвідані запаси газу складають 0,5 млрд.м<sup>3</sup>.

У цілому по ДДЗ загальні запаси ВВ усіх родовищ, що містять поклади і на глибинах більше 5000 м, складають 403,2 млн.т, у тому числі 5,4 млн.т нафти, 353,9 млрд.м<sup>3</sup> газу та 43,9 млн.т конденсату. З цих загальних запасів на діапазон глибин від 5000 до 6300 м припадає нафти - 0,2 млн.т, вільного газу - 151 млрд.м<sup>3</sup>, конденсату - 12,4 млн.т, або 163,6 млн.т ВВ, що складає 40 % від запасів по всьому вивченому розрізу на цих родовищах. Середній розмір запасів ВВ родовищ по продуктивних горизонтах, що знаходяться на глибинах більше 5000 м, складає 4,5 млн.т, а з урахуванням запасів у вищезалігаючих горизонтах - на

19 площах - середній розмір запасів на родовищах, що містять поклади нафти і газу на великих глибинах, збільшується до 11,2 млн.т.

Градація родовищ за величиною розвіданих на сьогодні запасів ВВ на глибинах більше 5000 м виглядає таким чином: 15 родовищ відносяться до дуже дрібних - запаси менше 1 млн.т, 5 родовищ містять запаси від 1,57 до 2,73 млн.т, на десятих родовищах розмір запасів складає від 3,9 до 8,5 млн.т і шість найбільше великих родовищ характеризуються запасами від 10,3 до 27,7 млн.т (Мачухське, Комишнянське, Рудівське, Котелевське, Березівське і Червонозаводське). Таким чином, можна констатувати, що на шести родовищах зосереджено 87,4 млн.т запасів ВВ, або 53,4 % від усієї їхньої кількості на великих глибинах.

Стратиграфічний розподіл початкових запасів ВВ категорій А+В+С<sub>1</sub> на родовищах із продуктивними горизонтами на глибинах понад 5000 м ілюструє рисунок 3.3. Практично всі розвідані запаси нафти, газу і конденсату пов'язані з відкладами нижнього карбону - у верхньодевонських відкладах знаходиться менше 1 % виявлених запасів. Частота зустрічі покладів нафти і газу в окремих стратиграфічних підрозділах нижнього карбону характеризується на сьогодні наступними значеннями: в осадових утвореннях серпуховського ярусу промислове скупчення ВВ установлені на чотирьох родовищах, у верхньовізейському і нижньовізейському під'ярусах - відповідно на 25 і 4 родовищах, у турнейському ярусі - на дванадцятих. Переважна частина запасів (більше 70 %) пов'язана з верхньовізейським під'ярусом, другим за цим значенням є турнейський ярус. У відкладах верхнього девону промислове скупчення ВВ виявлені на Яблунівському родовищі.

Розподіл розвіданих запасів ВВ на великих глибинах за окремими стратиграфічними комплексами нижнього карбону в загальному відповідає практичним результатам розвідки осадових утворень цього віку по всіх інтервалах глибин у западині. Раніше вже відмічалось, що дослідження бурінням нижньокам'яновугільних відкладів забезпечувало в останні 15-20 років до дев'яноста і більше відсотків приросту запасів нафти і газу. Ці відклади містять основну частину початко-

**Н А Ф Т О Г А З О Н О С Н І Р Я Й О Н И**

**ТАЛАЛІВСЬКО-РИБАЛІВСЬКИЙ**      **Г Л И Н С ь К О - С О Л О Х І В С ь К И Й**

РОЗДІЛ ПІДРОЗДІЛ  
ТАЛАЛІВСЬКО-РИБАЛІВСЬКИЙ

СТРАТИГРА- ФІЧНІ ПІДРОЗДІЛИ	РУСЯНІВСЬКЕ		ВАЛЮХІВСЬКЕ		ПІРКІВСЬКЕ		ЗЯГОРЯНСЬКЕ		СУХІВСЬКЕ		КОТЕЛЕВСЬКЕ		БЕРЕЗІВСЬКЕ		КАРЯЙКОЗІВСЬКЕ		СЯХАЛІНСЬКЕ		СТЕПОВЕ		КРАСНОКУТСЬКЕ		КИСІВСЬКЕ		ВОЛОШКІВСЬКЕ		ЗИМНИЦЬКЕ		КАРПИЛІВСЬКЕ		АНДРІЯШІВСЬКЕ		ЛУЦЕНКІВСЬКЕ		СВИРИДІВСЬКЕ		МЕХЕДІВСЬКО-ГОЛОТОВЩИНСЬКЕ		РУДІВСЬКЕ		ЧЕРВОНОЗАВОДСЬКЕ		ПІВНІЧНО-ЯБЛУНІВСЬКЕ		ЯБЛУНІВСЬКЕ		ЧЕРВОНОЛУЦЬКЕ		КЛИНСЬКО-КРАСНОЗНАМ'ЯНСЬКЕ		ХАРЬКІВЦІВСЬКЕ		КОМИШНЯНСЬКЕ		КОШІВСЬКЕ		ПЕРЕВОЗІВСЬКЕ		СЕМИРЕНКІВСЬКЕ		КАВЕРДИНСЬКЕ		ГОГОЛІВСЬКЕ		СВИСТУНЬКІВСЬКЕ		МЯЧУХСЬКЕ		РЯСКІВСЬКЕ		КОЛОМАЦЬКЕ	
	КЗ																																																																							
MZ																																																																								
R <sub>1</sub>																																																																								
C <sub>3</sub>																																																																								
C <sub>2m</sub>																																																																								
C <sub>2b</sub>																																																																								
C <sub>1s</sub>																																																																								
C <sub>1v2</sub>																																																																								
C <sub>1v1</sub>																																																																								
C <sub>1t</sub>																																																																								
D <sub>3</sub>																																																																								
Діапазон промисловій нафто- газовості, м	4728-5004	5238-5502	5386-5410	4943-5020	5048-5057	4500-5734	4562-5991	4630-5087	3306-5638	4862-5677	4622-5480	5106-5160	5175-5320	4650-5320	5184-5514	4542-5350	5080-5461	4836-5869	4746-5232	4249-5740	4459-5489	5206-5219	3498-5096	4730-5520	4390-5480	4355-5718	5084-5915	5200-5480	5327-6287	5035-5575	5082-5125	4220-5314	5063-5755	5105-5732	5121-5199	5455-5488																																				



**Рис. 3.3. Стратиграфічний розподіл скопчень вуглеводнів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини з продуктивними горизонтами на глибинах**

**більше 5000 м. Склала Л.М. Кучма, 2000р.**

**Градация скопчень ВВ із початковими запасами, млн.т: 1 - 30-70, 2 - 10-30, 3 - 5-10, 4 - 1-5, 5 - 0,5-1, 6 - менше 0,5. Підрозділ скопчень за фазовим станом ВВ: 7 - нафтові, 8 - газові, 9 - конденсатні; 10 - стратиграфічні підрозділи, які містять запаси ВВ і на глибинах більш 5000 м.**



вих потенційних ресурсів ВВ (до 51,3 %), характеризуються найбільшою їхньою щільністю і не настільки високим ступенем освоєння початкових потенційних ресурсів (42 %).

Встановлення промислової газоносності глибокозалягаючих горизонтів нижнього карбону на значній частині території ДДЗ варто вважати одним із основних підсумків ГРР на великі глибини. Першочерговою задачею подальших досліджень з цього напрямку є з'ясування значення великих глибин для нарощування сировинної бази нафтовидобувної промисловості. Хоча до теперішнього часу виявлено 36 газових, газоконденсатних і нафтових родовищ із покладами на глибинах понад 5000 м, розвіданість глибокозанурених осадових утворень у 10 і більше разів менша в порівнянні з відкладами, що залягають вище. Без особливої натяжки можна сказати, що пошуково-розвідувальні роботи з освоєння великих глибин у ряді районів перебувають у початковій стадії.

Розглядаючи геологічні результати пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газу на глибинах понад 5000 м у ДДЗ, необхідно відзначити, що в порівнянні з відкладами, що залягають вище, площа поширення осадових утворень на великих глибинах скорочується. Якщо по верхніх горизонтах осадового чохла загальна площа перспективних нафтогазоносних земель складає 90 тис.км<sup>2</sup>, то на глибинах більше 5000 м вона зменшується до 53,6 тис.км<sup>2</sup>, або на 40 %. Цілком відсутні осадові утворення на північному і південному бортах западини - схили Воронезького масиву й Українського кристалічного щита. Площа поширення осадів на великих глибинах скорочена в Чернігівсько-Брагинському перспективному районі на 82 %, в Антонівсько-Білоцерківському - на 67 %, у Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі на 57 %, у Краснорецькому газоносному - на 54 %, трохи скорочується площа поширення відкладів палеозою ще в ряді нафтогазоносних районів западини - в основному на ділянках поблизу зон розвитку крайових розломів, що обмежують Дніпровсько-Донецький грабен (рис.3.1).

Найбільші геологічні результати дослідження осадових товщ, що залягають глибоко, досягнуті в центральній приосьовій і північній прибортовій частинах

грабену. У Талалаївсько-Рибальському і Глинсько-Солохівському НГР, що виділяються тут, частота зустрічі родовищ із покладами на великих глибинах однакова - щільність родовищ на тисячу квадратних кілометрів складає два родовища. Це значно менше, ніж щільність продуктивних структур на глибинах до 5000 м, що склала в першому з названих районів 8, а в другому - 5 родовищ - зменшення в 4 і 2,5 рази. Однак тут варто враховувати велику різницю в ступені розвіданості відкладів, що залягають на різних глибинах; враховувати розходження в значеннях коефіцієнта ефективності промислових відкриттів.

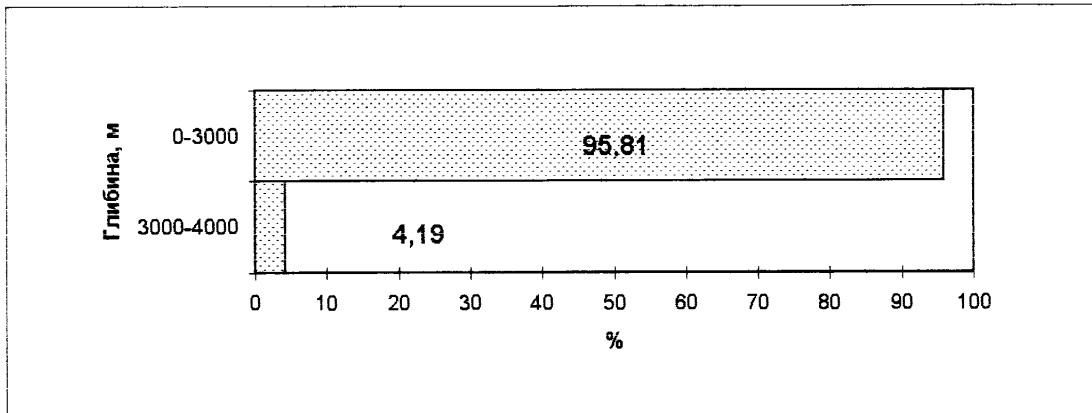
Результати встановлення цього коефіцієнта по верхніх горизонтах осадового чохла і зміна його значень по окремих районах западини приведені в попередньому розділі. Значно важче виведення коефіцієнта успішності відкриття родовищ у слабо вивчених бурінням відкладах. Більш-менш упевнене його встановлення на великих глибинах можливо при значному розкритті бурінням осадів на глибинах більше 5000 м. Для того, щоб скласти уявлення про співвідношення на таких глибинах між продуктивними і порожніми структурами, необхідно умовитися про прийнятну глибину висвітлення бурінням відкладів, що знаходяться нижче позначки 5000 м. Мабуть, така глибина повинна бути не менше 500 метрів. Тут автор враховував і фактичні дані про нижню межу промислової нафтогазоносності по родовищах із покладами на великих глибинах у ДДЗ: із 36 родовищ тільки 8, або 22 % містять скупчення ВВ на глибинах до 5200 м, на інших же покладах зустрінуті на значно більшій глибині (рис.3.2). Так, нижня межа промислової газоносності на Рудівському родовищі проводиться на глибині 5740 м, на Свистуньківському на глибині 5755 м, Свиридівському - 5869 м, Березівському - 5991 м, Перевозівському - 6287 м. Середня нижня межа газоносності по 28 родовищах складає 5575 м. Отже, цілком правомірно прийняти при встановленні коефіцієнта успішності відкриття родовищ нафти і газу на глибинах більше 5000 м умову розкриття розрізу осадових утворень на площах, що досліджувалися, на глибину не менше 400-500 м нижче цієї позначки.

Базуючись на цій умові, у ДДЗ можна нарахувати 43 локальні структури, що виявилися порожніми після проведення на них пошукового буріння. Крім них варто врахувати і родовища, де свердловинами була досягнута глибина 5400-5500 м, але не виявлені поклади нафти і газу на глибинах понад 5000 м - 38 родовищ. Таким чином, загальна кількість площ, досліджуваних на глибину близько 5500 м, і які не містять скупчення ВВ на глибинах більше 5000 м, складе 81, що разом із 36 родовищами і варто використовувати для встановлення коефіцієнта промислових відкриттів на великих глибинах. У цілому для регіону його значення складає 0,31, що не набагато відрізняється від коефіцієнта, визначеного раніше для всього розрізу, що досліджувався бурінням - 0,35. За окремими нафтогазоносними районами співвідношення значень цього коефіцієнта для всього розрізу і для глибини більше 5000 м виглядає в такий спосіб: Талалаївсько-Рибальський район - 0,48 і 0,5, Глинсько-Солохівський - 0,41 і 0,34, Рябухінсько-Північно-Голубівський - 0,29 і 0,13 і Руденківсько-Пролетарський - 0,57 і 0,3. Можна зробити висновок, що за результативністю відкриття родовищ на великих глибинах ДДЗ відноситься до дуже перспективних регіонів.

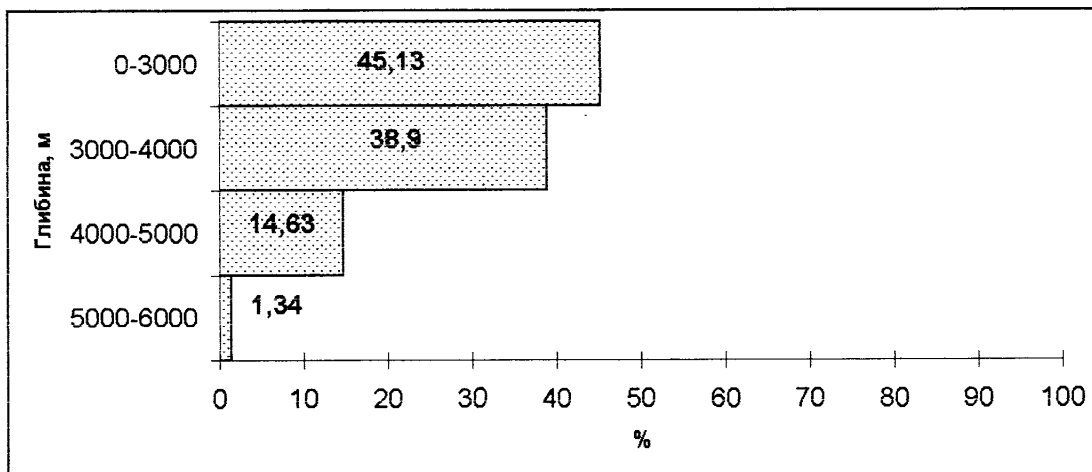
Перед тим, як говорити про значення основних показників геолого-економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт на великі глибини, має сенс висвітлити зміни в часі ролі окремих інтервалів глибин у відтворенні запасів нафти і газу.

В міру використання ресурсного вуглеводневого потенціалу верхніх верств осадового чохла западини, у розвідку залучалися все більше глибокі продуктивні горизонти. Про динаміку приросту запасів нафти і газу з різних інтервалів глибин дають уявлення рисунки 3.4 і 3.5. На початок 1964 року переважна частина ППР запасів нафти, вільного газу і конденсату категорій А+В+С<sub>1</sub> (95,81 %) приходилася на інтервал глибин 0-3000 м. Незначна кількість запасів була прирощена до цього часу з глибин від 3000 до 4000 м. Значні зміни в розподілі розвіда-

За станом на 01.01.1964 р.



За станом на 01.01.1982 р.



За станом на 01.01.1999 р.

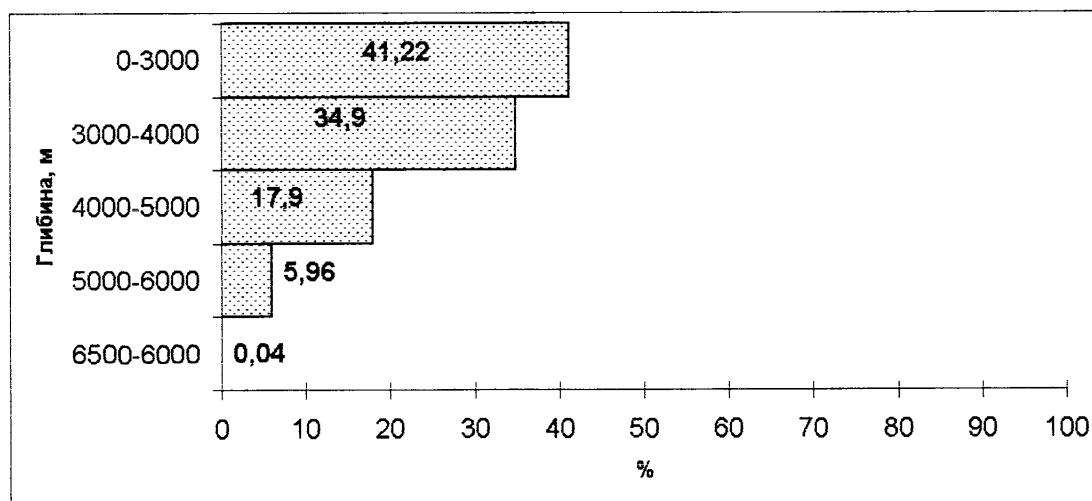


Рис. 3.4. Динаміка розподілу за глибинами початкових запасів, нафти, вільного газу і конденсату категорій А+В+С<sub>1</sub> у ДДЗ.

Склала Л.М.Кучма, 2000 р.

них запасів за розрізом відбулися до 1982 року. Так, частка запасів, пов'язаних із глибинами до 3000 м, склала 45,13 %, з інтервалами глибин 3000-4000 м - 38,9%, 4000-5000 м - 14,63 % і з глибинами більше 5000 м - 1,34 %. Наприкінці 1988 року на глибини більше 5000 м припадало 6 % початкових розвіданих запасів ВВ. Слід зазначити, що на останній зміні, що показується, в розподілі за інтервалами глибин розвіданих запасів позначилася виконана в 1988 році переоцінка запасів Шебелинського родовища, в результаті чого на глибини до 3000 м було "додано" понад 100 млрд.м<sup>3</sup> газу. Без цього додатка запасів, фактично підготовлених у шістдесяті роки, значення горизонтів, що глибоко залягають, у відтворенні запасів на період 1982-1998 рр. повинно бути більшим, ніж показане на рис. 3.4.

Саме рисунок 3.5 характеризує зміну в часі частки приросту запасів нафти,

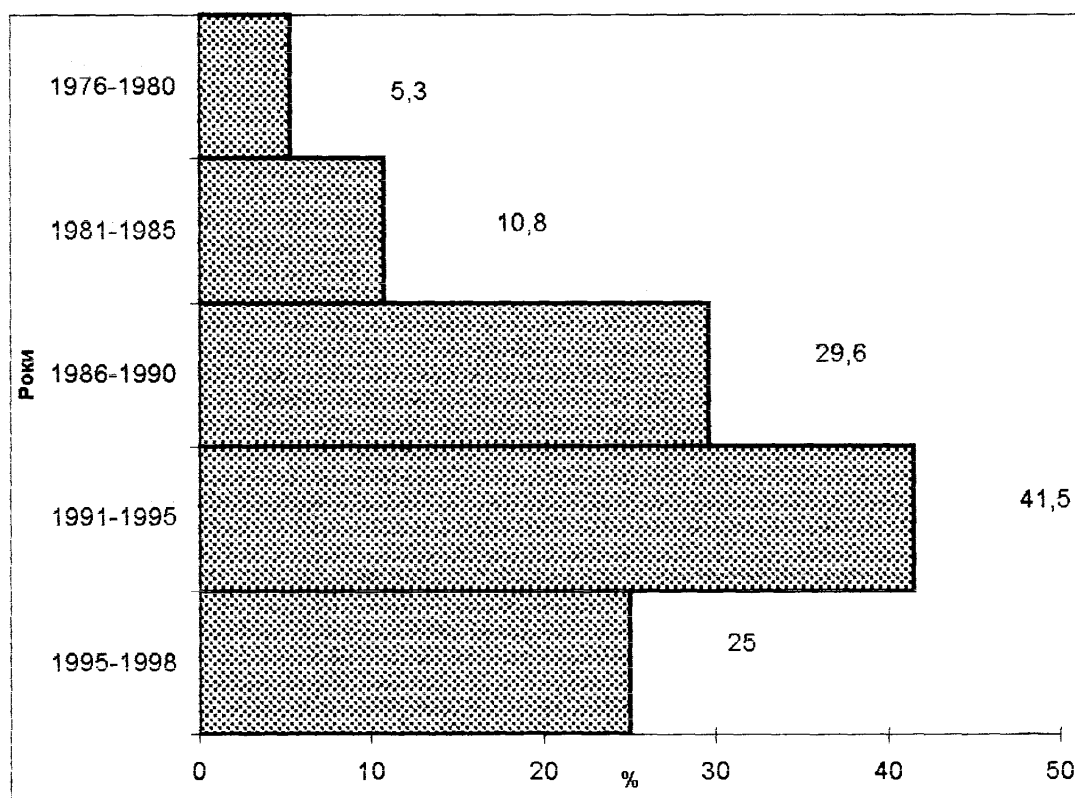


Рис.3.5. Зміна в часі частки приросту (%) запасів нафти, вільного газу і конденсату категорій А+В+С<sub>1</sub> з глибин понад 5000 м у ДДЗ. Склала Л.М.Кучма, 2000 р.

вільного газу і конденсату з великих глибин у результаті пошуково-розвідувальних робіт 1976-1998 років. Якщо в 1976-1980 роках приріст запасів із глибин більше 5000 м склав 5,3 % від усієї суми прирощених запасів, то в наступні два п'ятиліття він зріс до 10,8 і 29,6 %, а в 1991-1995 рр. до 41,5 %.

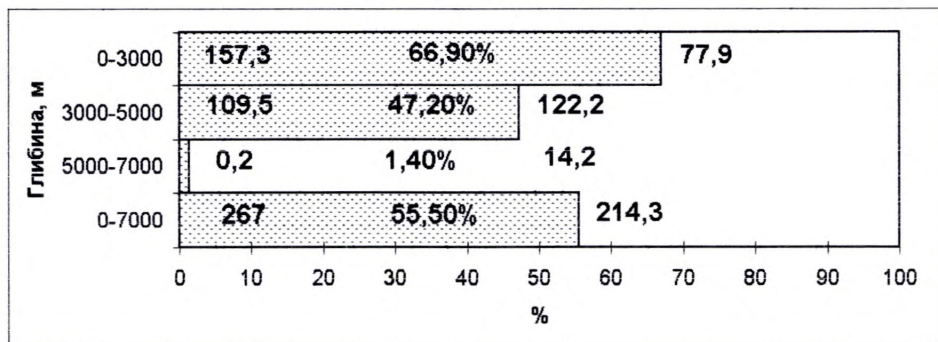
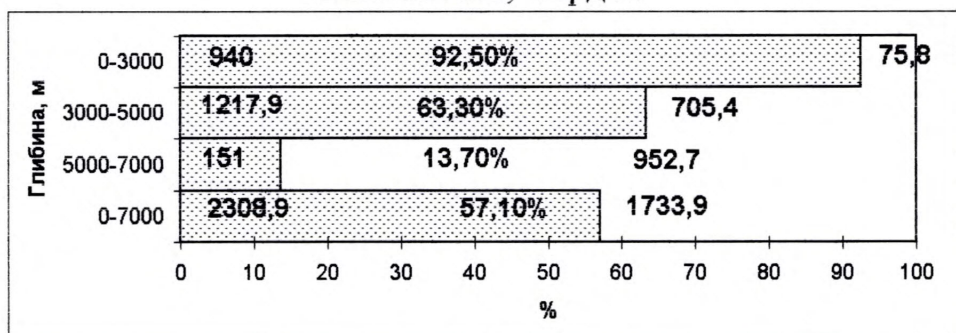
Основний підсумок піввікового освоєння надр ДДЗ за окремими інтервалами глибин відображає рисунок 3.6. Ступінь використання потенційних ресурсів нафти, вільного газу і конденсату, прогнозованих у надрах до глибини 7000 м, склав до 1999 року 56,8 %; в інтервалі 0-3000 м він досягнув 87,6 %, на глибинах від 3000 до 5000 м - 62,2 % і лише 13,7 % в інтервалі 5000-7000 м. Можна констатувати, що можливості для істотного нарощування промислових запасів нафти і газу на глибинах до 3000 м у регіоні практично вичерпані. Основні надії в цьому відношенні варто пов'язувати з відкладами, що залягають на глибинах понад 4500-5000 м.

Наведені результати поінтервального визначення ступеня використання початкових потенційних ресурсів ВВ у ДДЗ є об'єктивним підтвердженням уявлень про зростаюче значення великих глибин у нарощуванні сировинної бази промисловості в старих нафтогазовидобувних регіонах.

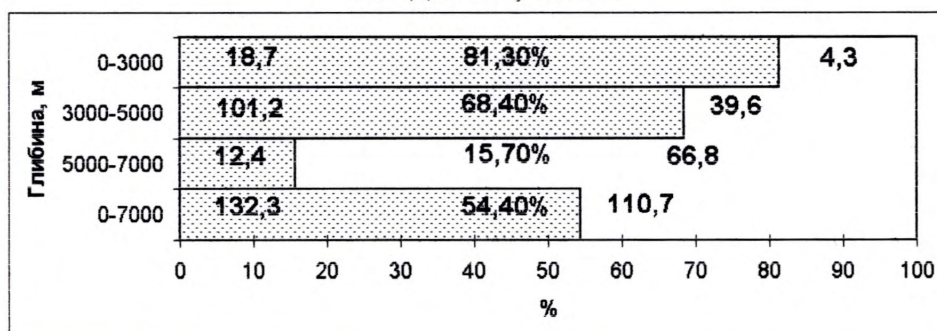
Власне, про розмір показників освоєння в ДДЗ глибин більше 5000 м можливо судити за підсумками пошуково-розвідувальних робіт останніх 25 років.

Основна частина родовищ, що містять продуктивні горизонти на глибинах більше 5000 м, була виявлена за період 1976-1990 рр.: 28 родовищ, або 78 % від їхнього загального числа. Відкриття цих родовищ йшло по наростаючій за п'ятилітніми періодами: у 1976-1980 рр. - 6 родовищ, у 1981-1985 рр. - сім і в 1986-1990 рр. - 15 родовищ. Частка промислових відкриттів на великих глибинах склала 30 % від усієї кількості виявлених у регіоні за 23 роки родовищ нафти і газу. Слід зазначити, що ефективність відкриття родовищ на великих глибинах у ДДЗ за розглянутий період була найвищою серед всіх інших нафтогазоносних басейнів колишнього СРСР і забезпечувалася значними обсягами - 22-25 % від загальносоюзних -, спрямованих на дослідження глибокозалягаючих відкладів. У

## Нафта, млн.т

Вільний газ, млрд.м<sup>3</sup>

## Конденсат, млн.т



## Сума ВВ, млн.т

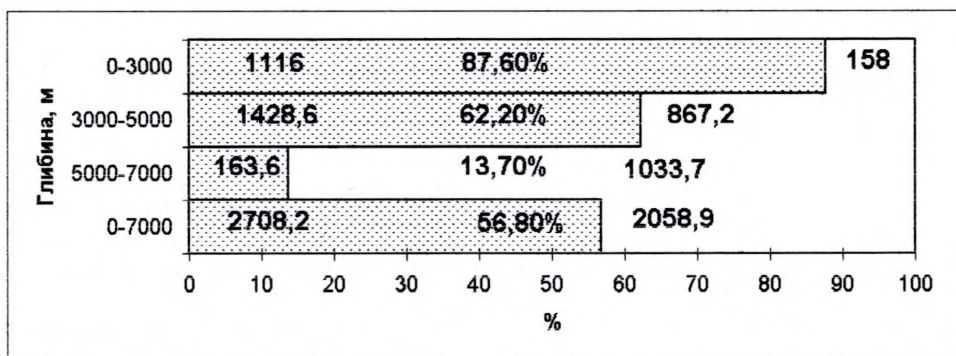


Рис.3.6. Ступінь використання початкових потенційних ресурсів вуглеводнів (%) і розподіл нерозвіданої їх кількості за глибинами у ДДЗ.

Склала Л.М.Кучма, 2000 р.

зв'язку з різким скороченням у наступні роки асигнувань на ГРР і відсутністю необхідного устаткування освоєння великих глибин практично зупинено в регіоні - після 1990 року тут виявлено на глибинах більше 5000 м тільки 6 родовищ: Карпилівське, Північно-Яблунівське, Свистуньківське, Пірківське і Кавердинське - газоконденсатні і Сухівське - нафтове. Майже всі ці родовища на сьогодні оцінюються як дрібні - із запасами ВВ менше 1 млн.т.

Одним із показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ є успішність буріння за числом продуктивних свердловин. У 1981-1985 рр. частка продуктивних свердловин із вибоями нижче 5000 м склала 37 %, у тому числі продуктивних саме на глибинах більше 5000 м - 33 %. У наступній п'ятирічці успішність буріння за числом продуктивних свердловин глибиною понад 5000 м склала 43 %, а в 1991-1995 рр. - 47 %. Відзначимо, що частина цих свердловин розкривали скупчення вуглеводнів і в більше високо залягаючих горизонтах. У цілому ж по западині відзначається певне збільшення числа продуктивних свердловин із зростанням глибини їхньої провідки, обумовлене і тією обставиною, що частина з них закладалися на площах з уже встановленою нафтогазоносністю.

До числа основних показників ефективності ГРР відносяться питомий приріст запасів нафти і газу - їхня кількість, що доводиться на 1 м буріння і на одну свердловину - і вартість підготовки одиниці запасів, розмір якої повніше відбиває економічну результативність досліджень. У відношенні цього показника варто зауважити, що порівняльний аналіз економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт за різними інтервалами глибин може бути коректним тільки за умов зіставлення величин, що порівнюються, одиниці виміру яких не піддавалися зміні протягом ряду років. Останній раз таким умовам відповідав період 1986-1990 рр., після чого через великі економічні зміни виявилось дуже важко порівнювати у часі обсяги виконаних робіт у грошовому виразі. Оскільки пошуки і розвідку скупчень ВВ на глибинах більше 5000 м, як, втім, і переважну частину обсягу геологорозвідувального буріння виконували у ДДЗ виробничі об'єд-



нання Держкомгеології, саме по цьому відомству доцільно розглянути геолого-економічну ефективність підготовки запасів на різних глибинах. Період 1986-1990 рр. сприятливий для аналізу й у тому відношенні, що, як і в попередньому п'ятилітті, для нього характерно збалансоване ведення всіх стадій геологорозвідувального процесу і великих обсягів глибокого буріння, спрямованого на дослідження різних інтервалів глибин.

Визначення ефективності геологорозвідувального буріння за окремими інтервалами глибин у ДДЗ слід зрівнювати по закінчених будівництвом свердловинах [87]. При оцінці ефективності параметричного і пошуково-розвідувального буріння на глибинах до 5000 м враховувалися свердловини з вибоями до даної глибини, а для з'ясування результативності робіт на великих глибинах - свердловини, що бурилися на глибини більше 5000 м. Іншими словами, розподіл обсягу геологорозвідувального буріння здійснювався по цільовому призначенню, розуміючи під цим, насамперед, проектні глибини свердловин.

Виведена у такий спосіб ефективність геологорозвідувального буріння характеризується зниженими значеннями показників при оцінці результативності свердловин глибиною більше 5000 м. Справа в тому, що на ряді родовищ - дев'ятох - ці свердловини прирощували запаси і по горизонтах, що залягають вище. Отже, частина запасів ВВ із верхнього розвіданого інтервалу (приблизно 20,4 млн.т) може бути віднесена на долю глибоких свердловин, підвищивши показники ефективності буріння на глибинах понад 5000 м. Цю ж кількість прирощених запасів варто виключити з величини приросту запасів ВВ у регіоні в інтервалі глибин 0-5000 м при визначенні показників ефективності буріння свердловин глибиною до 5000 м.

У 1986-1990 рр. загальний обсяг буріння по закінчених будівництвом свердловинах склав 1726, 2 тис.м, у тому числі по свердловинах глибиною до 5000 м - 916,6 тис.м, по більше глибоким - 809,6 тис.м (табл.3.1). Загалом закінчено будівництвом 374 свердловини, у тому числі 227 (60,7 %) на глибинах до

Таблиця 3.1

Показники пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ по інтервалах глибин за період 1986-1990 рр. у ДДЗ

Показники	Усього по ДДЗ	На глибинах до 5000 м	На глибинах більше 5000 м
Число свердловин, закінчених будівництвом	374	227	147
Обсяг буріння по свердловинах, закінчених будівництвом, тис.м	1726,2	916,6	809,6
Успішність буріння по числу продуктивних свердловин, %	39,6	37,4	42,9
Вартість робіт, тис.руб.	753,9	300,1	453,8
Приріст запасів ВВ свердловинами, що бурилися на різні глибини, млн.т	168,7	91,8	76,9
Приріст запасів на 1 свердловину, тис. т	451	404,4	<u>384,4</u> 523,1
Приріст запасів на 1 м буріння, т	97,7	100	<u>69,8</u> 95
Вартість підготовки 1 т запасів, руб.	4,47	3,27	<u>8,0</u> 5,9

Примітка. Чисельник - значення показників ефективності за глибокими свердловинами без урахування приросту ними запасів ВВ з глибин до 5000 м, знаменник - з урахуванням цього приросту.

5000 м. З 147 свердловин, що бурилися на великі глибини, 77 свердловин мають вибій в інтервалі глибин від 5000 до 5500 м, 62 - 5500-6000 м і 8 свердловин - на глибинах понад 6000 м. Приріст запасів ВВ категорій А+В+С<sub>1</sub> за цей період склав 168,7 млн.т, у тому числі з глибин більше 5000 м прирощено 56,5 млн.т. У цілому по регіону на одну свердловину прирощено 451 тис.т ВВ; по свердловинах глибиною до 5000 м - 404,4 тис.т, більше глибоких - 523,1 тис.т. Свердловинами глибиною до 5000 м прирощено 112,2 млн.т, понад 5000 м - 76,9 млн.т.

Приріст запасів на один метр буріння по всьому розрізу, що досліджувався, склав 97,7 т, у тому числі по свердловинах глибиною до 5000 м - 100 т, а в більше глибоких - 95 т. Без обліку приросту запасів з горизонтів, що залягають вище, останнє значення питомого приросту знижується до 69,8 т/м. Таким чином, якщо в цілому для регіону приріст запасів ВВ на один метр буріння прийняти за 100 %, то на глибинах до 5000 м він складе 102,5 %, а більше 5000 м - 71,4 %. З обліком приросту запасів глибокими свердловинами з продуктивних горизонтів, що знаходяться на глибинах до 5000 м, питомий приріст запасів по таких свердловинах підвищується до 97 %, тобто не набагато поступається геологічній ефективності відтворення запасів у верхніх горизонтах осадового чохла. Тут варто підкреслити, що автор свідомо приводить два розміри питомого приросту запасів по свердловинах глибиною більше 5000 м, щоб показати його значення у випадку відсутності промислових скупчень ВВ на менших глибинах.

У ДДЗ за весь час проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ обсяг цілеспрямованого буріння на вивчення глибин понад 5000 м склав 2927,8 тис.м, або 20,9 % від усього виконаного метражу. Як уже відзначалося, приріст запасів ВВ із цих глибин склав 163,6 млн.т, а з обліком запасів, прирощених глибокими свердловинами на 36 родовищах і з горизонтів, що вище залягають - 403,3 млн.т. Це складає відповідно 6,4 і 14,9 % до загального приросту запасів нафти і газу в регіоні. Отже, приріст запасів на метр буріння по всіх свердловинах глибиною більше 5000 м у першому випадку може бути визначений у розмірі 56 т/м, а в другому - 138 т/м. Остання величина на 29 % менше значення

загального питомого приросту запасів у западині, визначеного з урахуванням дослідження всіх інтервалів глибин - 193,4 т/м.

В окремих НГР, де знаходяться родовища з покладами на великих глибинах, питомий приріст запасів із глибин більше 5000 м характеризується наступними значеннями: Талалаївсько-Рибальський - 55 т/м, Глинсько-Солохівський - 69 т/м, Руденківсько-Пролетарський - 82,5 т/м і Рябухінсько-Північно-Голубівський - 3,6 т/м. З урахуванням приросту запасів і з верхніх горизонтів питомий приріст у перших двох районах збільшується відповідно до 141 і 179 т/м, тобто порівняний і навіть вище величин загального питомого приросту в цих районах, що становить 124,6 і 172,6 т/м (табл.2.5).

Вартість підготовки однієї тонни запасів у 1986-1990 роках склала в цілому 4,47 руб., у тому числі на глибинах до 5000 м - 3,27 руб., а на великих глибинах - 8 руб. З урахуванням приросту запасів із верхніх горизонтів вартість підготовки одиниці запасів по свердловинах глибиною більше 5000 м знижується до 5,9 руб. Якщо вартість підготовки тонни запасів на глибинах до 5000 м становить 73 % від її загального значення для всього досліджуваного розрізу, то на великих глибинах вона зростає до 180 %. З урахуванням приросту запасів глибокими свердловинами з верхньої частини осадового комплексу останнє значення знижується до 132 %.

Отже, якщо геологічна ефективність робіт, розуміючи під цим питомі прирости запасів ВВ, зменшується не настільки значно при дослідженні різних інтервалів глибин, то вартість підготовки одиниці запасів зростає з глибиною в більшому ступені, що пов'язано з подорожчанням проводки свердловин [88]. У порівнянні з вартістю свердловини глибиною 4000 м витрати на буріння п'ятикілометрової свердловини зростають у 1,6 рази, а шестикілометрової - у 2,3 рази. Судячи з наведених даних, питомий приріст запасів на глибинах близьких до 6000 м повинний приблизно в півтори рази перевищувати такий на глибинах 4500-5000 м, щоб була відповідною вартість підготовки одиниці запасів по цих глибинах.

Необхідно відзначити, що робити певний висновок про економічну ефективність підготовки запасів нафти і газу на великих глибинах важко, тому що освітленість бурінням інтервалу глибин понад 5000-5500 м на порядок менше, ніж відкладів, що залягають вище. В той же час малий ступінь реалізації потенційних ресурсів ВВ на великих глибинах дозволяє сподіватися на відкриття значних родовищ саме в нижніх горизонтах осадового чохла, де вже виявлені скупчення газу з запасами від одного до декількох десятків млрд.м<sup>3</sup>.

Основні висновки за даним розділом можна сформулювати в такий спосіб.

Важливим підсумком пошуково-розвідувальних робіт на великих глибинах варто вважати підтвердження на значній частині території ДДЗ промислової нафтогазоносності відкладів нижнього карбону. У осадових утвореннях цього регіонально нафтогазоносного комплексу скупчення ВВ на глибинах більше 5000 м виявлені в центральній і прибортових частинах западини на 36 родовищах.

За результативністю відкриття родовищ на великих глибинах ДДЗ відноситься до вельми перспективних регіонів. Значення коефіцієнта промислових відкриттів для глибин більше 5000 м не набагато (приблизно на 10 %) відрізняється від його значення, виведеного для всього розрізу, що досліджувався. Близька й успішність буріння за числом продуктивних свердловин для різних інтервалів глибин.

Характерно, що з загального числа родовищ із скупченнями ВВ на глибинах більше 5000 м 19 родовищ (53 %) містять поклади і в горизонтах, що залягають вище. Однак, у зв'язку з досить високою розвіданістю верхньої частини осадового комплексу навряд чи варто очікувати надалі незмінним співвідношення між цими групами родовищ. На сьогоднішній день в основних нафтогазоносних районах западини, де знаходиться переважна частина родовищ з покладами на великих глибинах, питомий приріст запасів по свердловинах глибиною понад 5000 м - з урахуванням приросту ними запасів і з горизонтів, що залягають вище - порівняний і навіть перевищує розміри загального питомого приросту в цих районах.

Необхідно відзначити, що робити певний висновок про економічну ефективність підготовки запасів нафти і газу на великих глибинах важко, тому що освітленість бурінням інтервалу глибин понад 5000-5500 м на порядок менше, ніж відкладів, що залягають вище. В той же час малий ступінь реалізації потенційних ресурсів ВВ на великих глибинах дозволяє сподіватися на відкриття значних родовищ саме в нижніх горизонтах осадового чохла, де вже виявлені скупчення газу з запасами від одного до декількох десятків млрд.м<sup>3</sup>.

Основні висновки за даним розділом можна сформулювати в такий спосіб.

Важливим підсумком пошуково-розвідувальних робіт на великих глибинах варто вважати підтвердження на значній частині території ДДЗ промислової нафтогазоносності відкладів нижнього карбону. У осадових утвореннях цього регіонально нафтогазоносного комплексу скупчення ВВ на глибинах більше 5000 м виявлені в центральній і прибортових частинах западини на 36 родовищах.

За результативністю відкриття родовищ на великих глибинах ДДЗ відноситься до вельми перспективних регіонів. Значення коефіцієнта промислових відкриттів для глибин більше 5000 м не набагато (приблизно на 10 %) відрізняється від його значення, виведеного для всього розрізу, що досліджувався. Близька й успішність буріння за числом продуктивних свердловин для різних інтервалів глибин.

Характерно, що з загального числа родовищ із скупченнями ВВ на глибинах більше 5000 м 19 родовищ (53 %) містять поклади і в горизонтах, що залягають вище. Однак, у зв'язку з досить високою розвіданістю верхньої частини осадового комплексу навряд чи варто очікувати надалі незмінним співвідношення між цими групами родовищ. На сьогоднішній день в основних нафтогазоносних районах западини, де знаходиться переважна частина родовищ з покладами на великих глибинах, питомий приріст запасів по свердловинах глибиною понад 5000 м - з урахуванням приросту ними запасів і з горизонтів, що залягають вище - порівняний і навіть перевищує розміри загального питомого приросту в цих районах.

Із зростанням глибини досліджень значення основних показників геолого-економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт - питомий приріст запасів ВВ і вартість підготовки одиниці запасів - змінюються не в однаковій мірі, що обумовлено більше високим темпом зростання з глибиною грошових витрат на проводку свердловин, ніж обсягів буріння. Саме вартість підготовки одиниці запасів є основним критерієм при розгляді і плануванні ефективності ГРР на великих глибинах.

Великі глибини за своїми потенційними ресурсами ВВ є важливим резервом для відтворення їх промислових запасів у ДДЗ. Ступінь використання ППР на глибинах від 5000 до 7000 м не перевищує 14 %, а нереалізована їх частина складає половину від загальних ресурсів регіону, що залишилися.

## РОЗДІЛ 4

### ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ У ДДЗ

Різні питання багатогранної проблеми підвищення ефективності ГГР знаходяться в центрі уваги наукових і виробничих організацій, служать предметом обговорення в багатьох публікаціях і на нарадах різного рівня. Варто зазначити, що резерви підвищення геолого-економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт і можливі результати вирішення даної проблеми дуже різні для регіонів, що відрізняються за ступенем вивченості ресурсної бази нафтогазовидобувної промисловості. Різне і по значенню навантаження визначення “підвищення ефективності”. Так, у регіонах із великим резервом слабо і цілком недосліджених геолого-геофізичними методами земель можливо очікувати виявлення нових зон значного нафтогазонакопичення та окремих великих родовищ, що різко впливають на значення показників ефективності. В старих же нафтогазовидобувних районах з високим ступенем використання початкових потенційних ресурсів, де пройдений пік найвищої результативності геологорозвідувальних робіт, важко розраховувати в перспективі на підвищення питомого приросту запасів ВВ і зниження вартості їх підготовки. Мову скоріше треба вести про можливість скільки-небудь тривалого утримання рівня цих показників, на що і повинні бути направлені заходи, що розробляються в плані вирішення проблеми під загальною назвою “Шляхи підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт”.

Торкнутися всіх можливих шляхів підвищення ефективності пошуків і розвідки промислових скупчень вуглеводнів у ДДЗ представляється дуже скрутним завданням. Автор дисертації зупиняється на розгляді, насамперед, загальних, стратегічних питань ведення геологорозвідувальних робіт, а також ряду питань окремого - тактичного порядку, відповіді на більшість з яких впливають із проведеного в попередніх главах аналізу. Враховувалися також і розробки інших ав-



торів, що досліджували дану проблему в попередній і теперішній часи. Перед початком розмови на дану тему, зауважимо, що факторний аналіз геологорозвідувального процесу показує, що основний вплив на динаміку показників ефективності пошуково-розвідувальних робіт мають природні умови. Методичні, організаційні і технічні фактори впливають значно менше і не компенсують наслідків геологічних умов відтворення запасів нафти і газу, що погіршуються.

Сучасний важкий стан геологорозвідувальної галузі викликаний вже на протязі десятилітнього періоду скороченням, що відбувається, асигнувань на проведення пошукових і розвідувальних робіт, у результаті чого їх обсяги різко скоротилися. Як уже відзначалося, порушилася послідовність і збалансоване ведення геологорозвідувального процесу. Практично припинено дослідження бурінням глибокозалягаючих перспективних відкладів, у тому числі закладення глибоких параметричних свердловин, що сприяють виявленню нових зон (ділянок) можливого нафтогазонакопичення, які проясняють перспективи відкриття на великих глибинах значних родовищ. Орієнтація в останні роки пошукового буріння на дослідження порівняно неглибоко залягаючих продуктивних горизонтів не привела до виявлення примітних родовищ. Та й родовища, що знаходяться у дорозвідці, у своїй більшості є дрібними. Становище ускладнюється ще і тією обставиною, що приблизно з 140 локальних структур, що значаться на сьогодні у фонді виявлених і підготовлених до постановки пошукового буріння, третина за оцінкою їх ресурсів ВВ відносяться до групи дуже дрібних (запаси ВВ не перевищують 1 млн.т). Більша частина об'єктів є дрібними - передбачувані запаси становлять від 1 до 5 млн.т ВВ, і тільки на декількох об'єктах прогноуються запаси в кількості від 6 до 10 млн.т - група невеликих родовищ за класифікацією ДКЗ України [89].

У той же час великі потреби України в рідкій і газоподібній сировині та паливі диктують необхідність відкриттів нових родовищ, їх прискореного введення в розробку. Відзначимо, що висока інтенсивність надолуження запасів без

істотного збільшення обсягів геологорозвідувальних робіт досягається звичайно у випадку відкриття великого родовища.

Аналіз результатів і ефективності ГРР за піввіковий період у ДДЗ підтверджує світовий досвід розвідки нафтогазоносних провінцій, що свідчить і про те, що найзначніші родовища відкривалися протягом першого пошукового періоду, а на наступних етапах виявлялися, як правило, все більше дрібні, хоча й у значній кількості, промислові скупчення ВВ. Великі успіхи на початковому етапі досліджень пояснюються тією обставиною, що увагу геологів при виборі об'єктів для постановки пошукового буріння в першу чергу приваблювали найкрупніші структури, оскільки в загальному випадку розміри запасів пов'язаних із ними родовищ залежать від площі та амплітуди структурних пасток.

До теперішнього часу в добре вивчених верхніх горизонтах осадового чохла западини до глибини приблизно 4500 м практично не залишилося не досліджуваних бурінням яскраво виражених форм, до того ж маючих винятково сприятливі умови для акумуляції вуглеводнів як, наприклад, брахіантиклінальні складки і міжкупольні поховані структури в Машівсько-Шебелинському районі. Вже відзначалося який вплив на формування тут найбільших і гігантських покладів газу зробило широке розновсюдження на цій території високоякісного хемогенного флюїдоупору нижньопермського віку.

Надалі важко розраховувати на виявлення в слабо і зовсім недосліджених верствах осадових утворень до глибини 7000 м (саме до такої глибини робиться в останні роки кількісна оцінка прогнозних ресурсів нафти і газу, виходячи з технічних можливостей буріння і застосування для визначення ресурсів методу порівняльного геологічного аналізу) зон або окремих структур-пасток подібного розміру, що знаходяться в схожих сприятливих умовах для формування великих родовищ. Однак, як сприятливі обставини, при цьому варто враховувати і деякі характерні риси нафтогазоносності западини. Зокрема, багатопластовий характер поширених тут родовищ. Через вміст у розрізі багатьох родовищ значної кількості різновікових продуктивних горизонтів не настільки позначаються на розмірі

запасів окремого родовища порівняно невеликі площі вміщуючих їх структур, у своєму переважаючому числі які складають перші десятки квадратних кілометрів. У цьому зв'язку варто назвати значне багатопластове нафтогазоконденсатне Яблунівське родовище з запасами вуглеводнів понад 110 млн.т., продуктивна площа пастки на якому становить близько 60 км<sup>2</sup>. І такі багатопластові родовища як Качанівське, Рибальське та інші, із запасами ВВ від 22 до 44 млн. тонн пов'язані зі структурами площею 30-55 км<sup>2</sup>. Амплітуди названих брахіантикліналей збільшуються з віком складаючих їх відкладів і по нижніх продуктивних горизонтах досягають 500 метрів. Таким чином, багатопластовість родовищ, великий вертикальний діапазон промислової нафтогазоносності в тому або іншому ступеню компенсують порівняно невеликі розміри позитивних піднять щодо можливості змісту в них значних запасів нафти і газу. Дану обставину варто враховувати не тільки при плануванні на перспективу приросту запасів ВВ, але і при прогнозуванні можливого числа значних відкриттів у регіоні, виходячи з тієї, що залишилася, ще нереалізованої частини початкових потенційних ресурсів.

Питання про перспективи відкриття нових значних родовищ нафти і газу в ДДЗ є проблемним.

На початок 1999 року на Державному балансі корисних копалин значилося 191 родовище нафти і газу. З них із найзначнішими запасами вуглеводнів - більше 30 млн. тонн - нараховується 20 родовищ. У тектонічному відношенні більша частина цих родовищ знаходиться в приосьовій зоні Дніпровсько-Донецького грабену, а 4 родовища пов'язані з північною прибортовою зоною (Галалаївсько-Рибальський НГР). У Глинсько-Солохівському районі знаходиться 9 значних родовищ із запасами ВВ від 30 до 117,9 млн.т. Тут же виявлені і найбільші родовища нафти - Лесяківське, Гнідинцівське і Глинсько-Розбишівське родовища, які, крім інших вуглеводнів різного складу, містять відповідно 52,4, 38 і 26,7 млн.т нафти. Сім газоконденсатних родовищ розташовуються в межах Машівсько-Шебелинського району. Зміст запасів вільного газу в них змінюється від 40 млрд.м<sup>3</sup> (Машівське родовище) до 650 млрд.м<sup>3</sup> (Шебелинське родовище). В про-

центному відношенні всі 20 родовищ, які умовно нами відносяться до групи великих родовищ, становлять 10,5 % від загального числа родовищ западини. Середні запаси ВВ одного родовища з цієї групи найзначніших родовищ складають 98,8 млн.тонн, а з виключенням запасів ВВ двох гігантських родовищ - Шебелинського (658,3 млн.т) і Західно-Хрестищенського (348,5 млн.т) - 48,4 млн.т. У групі середніх родовищ - із початковими видобувними запасами ВВ від 10 до 30 млн.т - знаходиться 23 родовища. Десять із них виявлені в Глинсько-Солохівському і Машівсько-Шебелинському районах, приурочених до приосьової зони грабену, 11 родовищ знаходяться в північній і південній прибортових зонах і 2 родовища виявлені в межах північного борта. По загальній кількості родовищ, що складають цю групу, і в відсотковому відношенні (11,5 %) вона порівнянна з групою найкрупніших родовищ, однак за величиною середніх запасів родовищ (15,7 млн.т ВВ) значно поступається такій.

Таким чином, із загального числа всіх великих і середніх родовищ регіону 38 родовищ, або 88 %, знаходяться в трьох основних нафтогазоносних районах: у Глинсько-Солохівському - 16 родовищ, Талалаївсько-Рибальському - 12 і в Машівсько-Шебелинському - 10 родовищ. Початкові запаси ВВ групи найкрупніших родовищ складають 1975,36 млн. тонн - або 73 % від усіх розвіданих запасів западини -, а групи середніх родовищ - 361,38 млн.т, або 13,35 %. У групі дрібних родовищ (від 1 до 10 млн.т ВВ) нараховується 83 родовища, що становить 43,5 % від їхньої загальної кількості. Виходячи з загальних запасів цієї групи (348,08 млн.т), середні запаси одного родовища складають 4,2 млн.т ВВ. Інші родовища відносяться до групи дрібних - розвідані запаси до 1 млн.т ВВ. Таких родовищ відомо 65, а їхні сумарні запаси оцінюються в 23,36 млн.т; середня величина запасів одного родовища - 0,36 млн.т.

Маючи загальне уявлення про розподіл родовищ по класах величини і долі запасів ВВ, що доводяться на певну групу родовищ, варто перейти до питання прогнозування на подальшу перспективу ймовірної кількості відкриттів нових промислових скупчень нафти і газу.

Кількісною оцінкою перспектив відкриття в ДДЗ скупчень ВВ різного розміру займалися Б.П.Кабишев, А.Ф.Шевченко, Д.І.Чупринін, З.П.Шев'якова та інші дослідники [38, 90 і ін.]. Автори використовували геолого-математичні методи прогнозування, причому під одиничним скупченням ВВ малася на увазі сума покладів нафти і газу в межах родовища в розрізі одного стратиграфічного продуктивного комплексу. Останній такий прогноз [38] ґрунтувався на скоригованій за станом на 01.01.1997 року оцінці прогнозних ресурсів нафти, газу і конденсату, загальні видобувні нерозвідані ресурси яких визначені в розмірі 2171,6 млн. тонн ВВ, із них ресурси газу складають 1738,5 млрд.м<sup>3</sup>, нафти - 221,4 млн.т, конденсату - 211,7 млн.т. Відзначається, що зазначені розміри нерозвіданих ресурсів, що залишилися, свідчать про перспективність відкриття нових значних за розмірами родовищ, при цьому можливо припускати відкриття великих і середніх за величиною запасів газових родовищ, а нафтових - тільки середніх. Загалом прогнозується виявлення 5 великих (більше 30 млн.т ВВ), 17 середніх (10-30 млн.т), 250 дрібних (1-10 млн.т) і 736 найдрібніших (0,3-1 млн.т) скупчень ВВ.

Нам представляється, що при визначенні кількості можливих відкриттів нових родовищ, прогнозоване число промислових скупчень ВВ варто скоригувати з урахуванням середнього змісту в розрізі вже відомих родовищ окремих стратиграфічних продуктивних комплексів. Загалом по регіону такий зміст становить 1,75 різновікових нафтогазоносних комплексів. Оскільки на майбутнє передбачаються не настільки великі кількості середніх і значних скупчень ВВ, їх можливо розглядати як самостійні родовища, тобто 22 окремих прогнозних родовища із значними запасами нафти і газу. Загальну ж кількість дрібних і найдрібніших скупчень ВВ (986), прогнозованих в окремих продуктивних комплексах, з огляду на приведені вище міркування, можливо зменшити в 1,75 рази, що складе 563 прогнозних родовища. Виведене в такий спосіб загальне число прогнозних родовищ вимальовується в кількості 585. Базуючись на кількості нереалізованих на сьогодні початкових потенційних ресурсів ВВ, умові їх повного переведення в запаси, середня величина запасів прогнозних родовищ може скласти приблизно

3,5 млн.т. Для порівняння нагадаємо, що в даний час середні запаси одного родовища, з урахуванням усіх виявлених у регіоні, складають 14,2 млн. тонн, а з виключенням запасів двох гігантських родовищ - 9 млн.т. А середні запаси відкритих за період 1986-1990 років 29 родовищ оцінюються в 4,5 млн.т (з врахуванням запасів категорії  $C_2$  - у 6,6 млн.т).

Наведені результати прогнозування можливої кількості нових відкриттів промислових скупчень ВВ і числа передбачуваних прогнозних родовищ нафти і газу в ДДЗ узгоджуються з установленою загальною тенденцією зміни ефективності геологорозвідувальних робіт по інших нафтогазоносних провінціях: у регіонах, де переважна частина великих скупчень ВВ уже відкрита, подальше нарощування запасів забезпечується за рахунок виявлення і розвідки все більшої кількості дрібних і найдрібніших родовищ.

Наочним тому прикладом є нафтогазоносні басейни з високим ступенем вивченості Північної Америки, де протягом багатьох років не відкривається значних родовищ. У роботі А.Е.Конторовича, Е.Е.Фотіаді, В.І.Дьоміна й ін.[91] аналізувалася можливість виявлення нових родовищ нафти і газу і прирошення їхніх запасів по вісімнадцятьох основних добре розвіданих басейнах північноамериканського континенту. Відзначається, що на 01.01.1974 року в цих басейнах було виявлено 7227 родовищ нафти і 6214 родовищ газу із сумарними видобувними запасами нафти 21964 млн.т, а газу - 22123 млрд.м<sup>3</sup>. Загальна кількість усіх виявлених родовищ складала 13441, у яких містилося 44087 млн.т ВВ. Результати геолого-математичних досліджень названих авторів дозволили їм зробити висновок, що в результаті повного опощування всіх басейнів загальне число виявлених родовищ нафти може зрости до 36135, а газу - до 38288; сумарні видобувні запаси нафти становитимуть 37584 млн.т, газу - 54348 млрд.м<sup>3</sup>, тобто загальна кількість родовищ нафти і газу складе 74423, а пов'язаних із ними запасів ВВ 91932 млн.т. Звертає на себе увагу та обставина, що якщо число родовищ зросте в 5,5 разів, то розвідані запаси нафти і газу збільшаться лише в 2,1 рази, що пояснюється значним зростанням частки дрібних родовищ у загальній кількості

прогнозованих відкриттів. Якщо середня величина запасів уже виявлених родовищ становила 3,28 млн.т ВВ, то після повного завершення розвідки всіх басейнів передбачається її зменшення до 1,24 млн.т - зниження в 2,65 рази.

Результати прогнозу А.Е.Конторовича та ін. цікаво порівняти з нашим визначенням числа можливих відкриттів нових родовищ у ДДЗ і передбачуваною середньою величиною запасів одного родовища після здійснення повного переведення початкових потенційних ресурсів нафти, газу і конденсату в розвідані запаси.

Нагадаємо, що в 191 родовищі, що значаться тут на Державному балансі, зосереджено 2708 млн.т ВВ; середня величина запасів родовищ становить 14,2 млн.т. З урахуванням уже відомих родовищ і прогнозованого числа нових промислових відкриттів їх кількість збільшиться до 776, а при переведенні частини, що залишилася, нереалізованих потенційних ресурсів ВВ (2059 млн.т) у запаси, середня величина одного родовища складе 6,14 млн.т. В даному випадку кількість родовищ збільшується в 4,6 рази, розвіданих запасів у 1,76 рази, середній же розмір родовищ зменшиться в 2,3 рази в порівнянні з теперішнім.

Таким чином можна констатувати цілком прийнятну збіжність результатів двох наведених прогнозів відкриття нових родовищ, з огляду на, звичайно, всю проблематичність питань, що розглядаються. Відзначимо, що реалістичність подібних прогнозів у першу чергу залежить від точності визначення прогнозних ресурсів нафти і газу в конкретному регіоні. Як відомо, одним з основних критеріїв такої оцінки є темп переведення початкових потенційних ресурсів у запаси. Визнається, що ресурси були оцінені цілком достовірно, якщо щорічний темп їхнього переведення в запаси протягом тривалого періоду відповідав 0,8-1 % від початкової величини ресурсів. У ДДЗ за 40 років інтенсивного проведення пошуково-розвідувальних робіт ступінь використання початкових потенційних ресурсів ВВ досягнув 56,4 %, а середньорічний темп переведення ресурсів у запаси склав 1,3-1,4 %. Дана обставина дає підставу характеризувати основну прогноз-

ну базу всіх розрахунків з планування пошуково-розвідувальних робіт і визначення їхньої ефективності як дуже достовірну.

Узагальнюючим висновком із розглянутих матеріалів може являтися те, що нереалізована частина потенційних ресурсів ВВ Дніпровсько-Донецької западини, що залишилася, і прогнольні оцінки можливої кількості відкриттів нових родовищ різної величини дозволяють досить високо характеризувати ресурсну базу нафтогазовидобувної промисловості. А оскільки визначальне значення на геолого-економічну ефективність досліджень має природний фактор, то з врахуванням усіх встановлених особливостей розміщення покладів нафти і газу в регіоні і виявлених тенденцій у динаміці результативності геологорозвідувального процесу необхідно, насамперед, висвітити питання, пов'язане з вибором найперспективніших напрямків подальших пошукових робіт.

Нам уявляється, що виходячи з різного ступеня вивченості верхніх і нижніх горизонтів осадового чохла западини і більше високої реалізації початкових потенційних ресурсів ВВ на глибинах до 4500-5000 м у загальних напрямках нафтогазопошукових робіт доцільно виділити як особливий напрямок досліджень пошук великих родовищ і встановлення зон значного нафтогазонакопичення на великих глибинах. Тому що саме з дослідженням глибокозанурених горизонтів пов'язуються основні надії на виявлення значних промислових скупчень ВВ.

Питаннями перспектив розвитку ГРР на нафту і газ перманентно займаються великі колективи геологів науково-дослідницьких і виробничих організацій різних відомств. Результати колективної творчості великого кола фахівців різного профілю повніше відображення одержували в комплексних проектах, що періодично складаються на п'ятилітній період, основною задачею яких було обґрунтування ефективних напрямків ГРР. Останній такий комплексний проект робіт на 1991-1995 рр., в складанні якого брав участь і дисертант, залишився багато в чому не здійсненим. Але висновки і пропозиції, що містяться в ньому з багатьох питань проведення пошуково-розвідувальних робіт, не загубили своєї актуальності. Перспективні напрямки досліджень у западині висвітлювалися і в узагаль-



нюючих монографіях, присвячених розгляду питань її нафтогазоносності, а також у статтях, що містять рекомендації з продовження пошуків нових родовищ [38, 88, 92 - 96 і ін.].

Основним найперспективнішим напрямком досліджень у ДДЗ продовжує залишатися розвідка двох нафтогазоносних комплексів нижнього карбону - серпуховсько-верхньовізейського і нижньовізейсько-турнейського. Визнання нижньокам'яновугільних відкладів головним об'єктом пошуково-розвідувальних робіт на подальшу перспективу обґрунтовується і відповідає практичним результатам вивчення осадових утворень цього віку по всіх інтервалах глибин у різних частинах регіону. Як уже відзначалося, розвідка цих відкладів забезпечувала в останні двадцять років до дев'яноста і більше відсотків приросту запасів нафти і газу. Вони містять основну частину прогнозних ресурсів ВВ (до 65 %), характеризуються найбільшою щільністю і порівняно невисоким ступенем освоєння ППР (42 %).

Серпуховсько-верхньовізейський комплекс, найбагатшій за змістом ВВ, характеризується найбільшою площею високopersпективних земель. Турнейсько-нижньовізейський комплекс, що знаходиться нижче за розрізом, найперспективніший для досліджень на глибину до 7000 м у Глинсько-Солохівському і Руденківсько-Пролетарському НГР, а також у східній частині Талалаївсько-Рибальського району.

Основний напрямок пошуково-розвідувальних робіт з метою дослідження відкладів нижнього карбону повинний здійснюватися як у вже досить освітлених бурінням зонах, так і в слабовивчених перспективних районах. До перших відносяться доволі великі вали, як Глинсько-Розбишівський, Солохівсько-Диканьський, Котелівсько-Березівський, Михайлівсько-Левенцівський, а також менші за розмірами вали (Гоголівсько-Семенцівський і ін.) і деякі інші ділянки, які ще не вичерпали своїх можливостей з нарощування запасів нафти і газу.

Однак передбачається, що найбільший приріст запасів може бути отриманий у неосвоєних або недавно початих вивченням зонах центральної частини за-

падини. Серед таких варто назвати Свирідівсько-Червонозаводську сідловину між Срібненською і Жданівською депресіями, Високопільський, Змієвський і Орчиківський виступи, схили і занурення валів, що вже вивчалися, і депресії: Срібненська, Жданівська, Шилівська та інші. З останніх в даний час у буріння широко залучена лише Срібненська депресія, де відкрито ряд родовищ, у тому числі неантиклінального типу (Волошківське, Рудівсько-Червонозаводське й ін.). У початковій стадії освоєння знаходиться Жданівська депресія. Представляють значний інтерес для пошуків депресії менших розмірів - Північно-Погарщинська, Бобрівська, Дмитрівська, Синівська.

Периферійні зони ДДЗ є істотно менше перспективними в порівнянні з її центральною частиною. Найперспективнішою з таких зон є північний борт западини, де одночасно з оцінкою нафтогазоносності нижнього карбону можливо проводити і розвідку порід докембрійського фундаменту.

Інші, менші за значенням, напрямки ГРР пов'язуються з дослідженням нижньопермсько-верхньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного, девонського і докембрійського комплексів. Загалом на вивчення цих комплексів звичайно планується приблизно 20 % обсягів буріння і геофізичних робіт, у результаті реалізації яких планується одержати до 10 % приросту запасів.

Оцінюючи по окремії можливості подальшого відтворення запасів ВВ кожного з названих продуктивних комплексів, відзначимо, що самий верхній із них - нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, за рахунок розвідки якого було прирощено 56 % запасів нафти і газу в регіоні, практично вичерпав свої можливості - ступінь використання його початкових потенційних ресурсів досягнув 90 %. Певний інтерес розвідка відкладів верхнього карбону і нижньої пермі представляє в Машівсько-Шебелинському районі по периферії вже відомих великих газових родовищ, де скупчення ВВ можуть бути пов'язані і з неантиклінальними пастками. Висловлюються припущення, що перспективна територія на відклади цього віку може бути розширена за рахунок Бахмуцької і Кальміус-Торецької де-

пресій, однак ця частина западини потребує додаткового вивчення регіональними геолого-геофізичними роботами.

Ступінь використання початкових потенційних ресурсів ВВ середньокам'яновугільного комплексу порівняний з таким нижньокам'яновугільного комплексу - близько 42 %. Однак його потенційні ресурси в дев'ять разів менше, ніж останнього. Найбільше перспективні відклади середнього карбону в південно-східній частині западини, де вони в багатьох випадках можуть бути самостійними об'єктами пошуків покладів газу. У північно-західній і центральній частинах регіону ці відклади варто вивчати попутно при бурінні свердловин на нижній карбон.

Оцінка ППР девонського комплексу порівнянна з такою для відкладів середнього карбону. Але ступінь їхньої реалізації (3,7%) незрівнянно менший. Розвідку девону звичайно рекомендують вести в північній і південній прибортових зонах центральної частини западини, де можуть представляти інтерес усі три складові товщі комплексу - надсольова, міжсольова і підсольова, а також в осьовій зоні з метою вивчення надсольової фаменської і перехідної девон-карбоненої товщі.

У відношенні досліджень протерозойського продуктивного комплексу можна відзначити, що цей напрямок є дуже цікавим не тільки в практичному розумінні, але й у плані прояснення теоретичних питань нафтогазової геології. Напрямки продовження робіт із розвідки докембрійського фундаменту визначаються багато в чому доступністю його для буріння. Такими є, насамперед, північний борт западини і прилягаюча до нього вузька смуга грабена. Може представляти інтерес аналогічна зона при південному крайовому розломі, а також північно-західна частина Дніпровського грабену. Загалом, можна відзначити, що уявлення про вуглеводневий потенціал докембрійського фундаменту ще досить невиразні. І для постановки пошукового буріння на фундамент варто підсилити дослідження з виявлення в ньому зон розущільнення порід, що можуть служити резервуарами для нафтогазонакопичення.

Розробка перспективних напрямків пошуково-розвідувальних робіт на тривалу перспективу - до 10 років і більше - робиться з урахуванням ще не реалізованих потенційних ресурсів нафти і газу. Тому представляється цікавим порівняти пріоритетність запропонованих широким колом геологів основних напрямків нафтогазопошукових робіт у ДДЗ із результатами виконаної тут геолого-економічної оцінки прогнозних і перспективних ресурсів ВВ за питомими витратами на підготовку запасів [97]. Відзначимо, що тільки один кількісний підрахунок не відображає економічну значущість окремих груп ресурсів, що знаходяться в несхожих гірничо-геологічних і географо-економічних умовах, і не дозволяє об'єктивно характеризувати їх народногосподарську значущість. Відсутність диференціації прогнозних ресурсів за ступенем економічної доступності утруднює розробку всебічно обгрунтованих планів геологорозвідувальних робіт, оцінку добувних можливостей окремих нафтогазоносних районів.

Зроблене дисертантом ранжирування пріоритетності нафтогазоносних і перспективних районів ДДЗ за геологічними і економічними показниками підготовки запасів нафти і газу в результаті реалізації їх ресурсної бази відображено в таблиці 4.1. При встановленні пріоритетності районів враховувався їх ранг за ступенем достовірності ресурсів (відношення ресурсів категорій  $C_3$  і  $D_1$  до ресурсів категорії  $D_2$ ), ранг за щільністю прогнозних і перспективних ресурсів і ранги за питомим приростом запасів ( $t$  ВВ/м) та питомими витратами на підготовку запасів ВВ. Загальна кількість ресурсів, що піддавалася геолого-економічній оцінці, склала 1880 млн.т, із них ресурси нижнього карбону складають 1176 млн.т, або 62,6 %.

За сумою всіх рангів за пріоритетністю підготовки запасів ВВ на першому місці виявився Глинсько-Солохівський район, далі, за ступенем зниження ефективності, ідуть Талалаївсько-Рибальський район, район північного борта западини, Рябухінсько-Північно-Голубівський, Руденківсько-Пролетарський, Монастирищенсько-Софіївський і інші райони. Місця, що зайняті названими районами, в

Таблиця 4.1

Ранжирування пріоритетності нафтогазоносних і перспективних районів ДДЗ за геологічними та економічними показниками підготовки запасів нафти і газу в результаті реалізації їх ресурсної бази

Нафтогазоносні та перспективні райони	Ранг за ступенем достовірності ресурсів (C <sub>3</sub> +D <sub>1</sub> /D <sub>2</sub> )	Ранг за щільністю ресурсів	Ранг за питомим приростом запасів	Ранг за питомими затратами на підготовку запасів	Сума рангів	Місце району за пріоритетністю
Чернігівсько-Брагинський	12	14	7	3	36	10
Монастирищенсько-Софійський	7	11	8	5	31	6
Талалаївсько-Рибальський	3	3	3	4	13	2
Глинсько-Солохівський	5	2	1	1	9	1
Антонівсько-Білоцерківський	4	12	9	10	35	9
Рябухінсько-Північно-Голубівський	6	1	4	6	17	4
Машівсько-Шебелинський	14	6	5	7	32	7-8
Руденківсько-Пролетарський	1	4	6	8	19	5
Октябрсько-Лозівський	10	7	11	12	40	11
Співаківський	9	9	12	11	41	12
Кальміусь-Бахмутський	11	13	13	13	50	14
Краснорепський	8	5	10	9	32	7-8
Лисичанський	13	8	14	14	49	13
Район північного борту западини	2	10	2	2	16	3

(Більська) на глибинах до 7000 м поряд із нижньовізейсько-турнейським продуктивним комплексом можуть бути опошуковані й надсольові відклади девону.

Висока оцінка перспектив нижнього карбону щодо відкриття на великих глибинах значних родовищ ґрунтується також на широкому розповсюдженні в турнейсько-нижньовізейському і серпуховсько-верхньовізейському комплексах карбонатних відкладів. Вже можна сказати, що ці відклади мають регіональний характер нафтогазоносності. Промислові скупчення в них виявлені в північно-західній, центральній і південно-східній частинах прибортових зон Дніпровсько-Донецького грабену (Перекопівське, Андріяшівське, Мачухське, Новомиколаївське, Богатойське, Муратівське та інші родовища). Резервуарами є вапняки, доломітизовані вапняки, доломіти. Роль карбонатних порід-колекторів у міру залучення в розвідку все більше глибоких горизонтів буде зростати. За різними експертними оцінками на карбонатні комплекси нижнього карбону може доводитися близько 20-25 % нереалізованих ресурсів ВВ [98].

Привернення уваги до карбонатних відкладів при рішенні проблеми відкриття в ДДЗ значних родовищ на великих глибинах є доречним і в зв'язку з результатами розвідки глибокозалягаючих палеозойських відкладів у Пермському басейні на Північно-Американській древній платформі. Цей басейн майже цілком сформований породами палеозою, що залягають на докембрійському кристалічному фундаменті, і які досягають потужності 12 км. У межах западини Делавер-Вал-Верде тут відкрито на великих глибинах декілька найкрупніших газових родовищ. Продуктивні в них головним чином вапняки елленбергер, у яких потужність газоносної зони досягає 600 м, і сілур-девонські вапняки. Найзначніше родовище Гомес містить у карбонатних відкладах елленбергер (кембро-ордовик) на глибинах 6056-7092 м 283 млрд.м<sup>3</sup> газу. Дебіти газу в окремих свердловинах досягали 7-9 млн.м<sup>3</sup>/сут.

Тут варто відмітити, що проведення аналогії за продуктивністю вапняків кембро-ордовику западини Делавер-Вал-Верде і карбонатних товщ нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини утруднено тією обставиною, що в останній

ці осадові утворення значно меншої потужності. Однак розвиток карбонатних порід у нижньокам'яновугільних відкладах підвищує їх резервуарний потенціал і з цієї причини, що процеси вилугування, особливо активно, що відбуваються в умовах великих глибин, збільшують ємність і проникність карбонатних колекторів. Більшому насиченню вуглеводнями колекторів усіх типів сприяє й аномально високий пластовий тиск, виявлення якого в западині частішає в міру збільшення глибини свердловин [99, 100].

Розглядаючи резерви і шляхи підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ, варто зупинитися і на ряді питань геолого-методичного характеру, пов'язаних також і з проблемою освоєння глибоко залягаючих горизонтів.

Цілком очевидно, що зі збільшенням глибини досліджень надр зростає складність задач, які вирішуються ГРР. У зв'язку з ускладненням будови нижніх горизонтів осадового чохла западини варто очікувати зростання розмаїтості пасток нафти і газу, де все частіше будуть зустрічатися пластові літологічно, тектонічно і стратиграфічно екрановані поклади, що деякою мірою повинно компенсувати зменшення фонду антиклінальних структур. Пошуки і розвідка скупчень вуглеводнів, що приурочені до неантиклінальних пасток, можуть вимагати значно більших обсягів буріння, що необхідно враховувати при плануванні приросту запасів на перспективу.

В умовах пошуку покладів нафти і газу у відкладах нижнього карбону на великих глибинах підвищуються вимоги з достовірності наукового прогнозу перспективності площ, складенню прогнозних карт колекторів, покриток і інших критеріїв нафтогазоносності. Відсутність у розрізі пластів-колекторів або погіршення їх ємнісно-фільтраційних властивостей, обумовлене літолого-фаціальною обстановкою, а також несприятливі структурно-геологічні умови є частими причинами негативних результатів пошуків.

Скороченню обсягів буріння, його здешевленню повинно сприяти більш якісна підготовка глибинних об'єктів до опощування (об'ємна сейсмозвідка),

прогноз пластово-баричної обстановки в зонах поширення аномально високих пластових тисків.

Основними шляхами зниження обсягів дорогого буріння при освоєнні глибокозалягаючих горизонтів є максимальне поєднання стадій розвідки й експлуатації родовищ - їх дорозвідка випереджаючими експлуатаційними свердловинами, а також припустима заміна бурових робіт геофізичними при визначенні контурів покладів (деталізаційна сейморозвідка і електророзвідка).

У зв'язку з цим відзначимо, що останнім часом як в опублікованих роботах по нафтогазогеологічній тематиці, так і в інструктивних і методичних вказівках у порівнянні з попередніми роками рекомендується значно менша кількість свердловин для пошуків і розвідки родовищ різної величини. Так, у роботі М.Г.Лейбсона, В.В.Мухіна і В.І.Назарова [101], на розвідку дрібних родовищ - із запасами до 10 млн.т ВВ - пропонується затратити в середньому 5 свердловин, у той час як раніше їхнє число в середньому становило 11 свердловин. При розвідці більшого родовища (від 10 до 30 млн.т ВВ) кількість рекомендованих свердловин збільшується в середньому до 10. У методичних вказівках з економічної оцінки ресурсів нафти і газу Російської Федерації [102] для пошуків і розвідки самостійних об'єктів із видобувними ресурсами ВВ від 1 до 10 млн.т кількість рекомендованих свердловин у залежності від складності геологічної будови перспективного об'єкта складає в середньому 4-6 свердловин.

Безумовно, в ідеалі визначення обсягів і витрат на пошуково-розвідувальні роботи варто проводити на базі передових технологій і технічних рішень, що дають найбільший економічний ефект на всіх стадіях освоєння ресурсів нафти і газу. З огляду на неприпустимість заморожування коштів підприємств у ринкових умовах господарювання, ГРР доцільно обмежувати стадією попередньої оцінки запасів родовищ, а детальну розвідку поєднувати з випереджаючим експлуатаційним бурінням.

Варто помітити, що приведена вище рекомендація з кількості пошуково-розвідувальних свердловин для оцінки запасів нафти і газу самостійних пошуко-



во-розвідувальних об'єктів із розміром видобувних ресурсів ВВ від 1 до 10 млн.т [102] виходить із тих уявлень, що конкретними задачами оцінного етапу повинні бути попереднє оконтурення основних покладів родовищ, вивчення загалом будови пасток і аналіз складу та фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату і природного газу, а також визначення вмісту в них супутніх компонентів. Повнота рішення цих задач повинна відповідати умовам, при яких до 50 % запасів покладів, що одержали оцінку, задовольняють вимогам категорії  $C_1$ , а інша частина - категорії  $C_2$ . Уявляється, що таке співвідношення категорій запасів  $C_1$  і  $C_2$  є гарантією надійності визначення промислової значущості родовища. Судячи з поставлених задач з оцінки запасів локального об'єкта, таким запропонованим вимогам можуть відповідати за інструкцією ДКЗ України [89] умови проведення попередньої геолого-економічної оцінки (ГЕО-2) - обґрунтування доцільності промислового освоєння родовища. Ця оцінка здійснюється на основі попередньо розвіданих і розвіданих запасів, оформляється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, в тому числі дослідно-промислової розробки родовища. При цьому оцінка ефективності розробки родовища проводиться на рівні кінцевої товарної продукції. Звичайно, детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) родовища вимагає закладення додаткових свердловин, в основному експлуатаційних. За рахунок меншої їх вартості досягається скорочення витрат на повну оцінку запасів родовища.

Підвищенню економічної ефективності надолуження запасів у ДДЗ можуть сприяти і рекомендації організаційно-методичного характеру з подальшого проведення геологорозвідувальних робіт. У цьому відношенні заслуговує великої уваги концепція ресурсного забезпечення нафтогазовидобувної промисловості України за рахунок освоєння зон територіальної концентрації малорозмірних родовищ, вперше обґрунтована О.М.Істоміним [103] і, яка получила подальший розвиток у працях М.І.Євдошука та ін. [96, 104, 105]. Для підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт і наступної розробки запасів дрібних родовищ пропонується виділяти так звані зони територіальної концентрації малорозмірних нафтога-

зоконденсатних родовищ (ЗТКМ НГКМ). ЗТКМ, що виділяється на підставі схожості геологічної будови і нафтогазоносності (однотипності) структур, є єдиним пошуково-розвідувальним об'єктом. Передбачається, що при груповому методі пошуково-розвідувальних робіт у буріння вводиться не одне окреме підняття, а декілька близько розташованих, досліджуваних за єдиним проектом. При визначенні кількості свердловин виходять із принципу, що число пошукових і розвідувальних свердловин не повинно перевищувати кількості свердловин, необхідних для розробки покладів. Рекомендується комплексний груповий метод вивчення ЗТКМ родовищ за допомогою комплексних бригад, кожна з яких складається з одного сейсмозвідувального загону, одного бурового станка для пошукового буріння і одного для розвідувального і, за необхідністю, експлуатаційного буріння.

Розроблювачі даної концепції думають, що при такому комплексному веденні геологорозвідувальних робіт буде досягнуто зниження витрат не тільки на підготовку запасів нафти і газу, але і на їхню розробку. Відзначимо, що М.І.Євдошук, О.М.Істомінін та ін. [105] уже запропонована схема розміщення груп і окремих ЗТКМ НГКМ у западині.

Зі свого боку вважаємо за необхідне зауважити, що надалі число малорозмірних родовищ буде неухильно зростати. Є також підстави для твердження, що зі зростанням глибини досліджень буде зростати і кількість структур-пасток, що доводяться на одиницю площі. Таким чином, запропонований названими авторами комплексний метод пошуків і розвідки груп малорозмірних територіально зближених об'єктів може згодом мати все більше значення.

Важливим резервом підвищення ефективності всього комплексу досліджень з освоєння ресурсів ВВ є геолого-економічна оцінка різномасштабних нафтогазових об'єктів. Економічна оцінка ресурсів ВВ є однією з ключових проблем при з'ясуванні перспектив розвитку сировинної бази видобувної промисловості. Власне кажучи, під такою оцінкою вважається визначення потенційного ефекту в грошовому виразі, який може бути отриманий при переведенні ресурсів у запаси та

їх наступній розробці з урахуванням впливу факторів ринкової економіки, в тому числі й діючої податкової системи. Діапазон геолого-економічних досліджень за їх масштабом вельми великий - від регіональної оцінки прогнозних та перспективних ресурсів ВВ до з'ясування перспектив освоєння ресурсів зональних і локальних об'єктів пошукових робіт.

Результати економічної оцінки ресурсів повинні являтися основою рекомендацій для державних органів з управління та використання надр щодо вибору напрямків регіональних та пошуково-розвідувальних робіт, при розробці програм відтворення мінерально-сировинної бази, а також при оформленні ліцензій на право пошуків, розвідки та розробки родовищ.

Можливість використання результатів геолого-економічної оцінки ресурсів за показниками ефективності їхнього переведення в запаси була показана автором при розгляді найбільше перспективних напрямків пошуково-розвідувальних робіт у ДДЗ. Виконана Чернігівським відділенням УкрДГРІ разом із співробітниками Держкомнафтогазпрому М.І.Барановським, І.В.Мудрим, І.І.Музичком і ін. повна геолого-економічна оцінка прогнозних і перспективних ресурсів нафти і газу западини, у якій брав участь і здобувач, надала можливості визначити рентабельність їх розробки за окремими нафтогазоносними районами, комплексами та інтервалами глибин. Загалом по западині доля рентабельних ресурсів нафти склала 42 %, значно вища вона для ресурсів газу - 83 % [106].

Наступним, детальнішим, етапом геолого-економічних досліджень зі з'ясування перспектив освоєння ресурсів ВВ є економічна оцінка локальних перспективних об'єктів пошукових робіт. Попередня економічна оцінка об'єктів дозволяє намітити черговість їх вводу до опощування при плануванні ГРР на близьку та дальню перспективу. А встановлення основних показників рентабельності освоєння ресурсів ВВ на різноманітних за своєю геологічною будовою та величиною ресурсів об'єктах, дає можливість скласти попереднє уявлення про рентабельність розробки можливих родовищ, пов'язаних з подібними перспективними площами.

Відзначимо, що рентабельність освоєння ресурсів на локальних перспективних об'єктах, що аналізувалися в ДДЗ, змінюється у широких межах. Рентабельність освоєння газових родовищ значно вища, ніж нафтових. На останніх вона у значній мірі залежить від дебітів свердловин та глибини знаходження покладів, що розробляються. У порівнянні з газовими родовищами, освоєння газоконденсатних об'єктів характеризується більшою ефективністю. Встановлюється збільшення рентабельності освоєння прогнозних газових та газоконденсатних родовищ зі зменшенням глибини знаходження ресурсів. У меншій мірі знаходиться залежність рентабельності освоєння цих родовищ від величини ресурсів. Спостерігається й підвищення рентабельності освоєння газових родовищ, що прогноуються, від величини початкового дебіту експлуатаційних свердловин.

В умовах переходу економіки держави до ринкових відносин, змінених принципів надання надр у використання виникає необхідність постійного обліку економічної характеристики сировинної бази як за крупними елементами нафтогазогеологічного районування, так і за меншими об'єктами.

Зміни величини та структури ресурсів за окремими районами, нафтогазоносними комплексами та інтервалами глибин, що відбуваються, об'єктивно передбачають їх адекватну економічну оцінку. Будучи безпосередньо залежною від технічних, вартісних і правових нормативів, які змінюються, ця оцінка повинна здійснюватися з певною періодичністю з урахуванням зміни кон'юнктури, нормативно-правової бази та ступеня промислового освоєння надр.

Зростання масштабності робіт з економічної оцінки ресурсів ВВ вимагатиме скрупульознішого розроблення як методології досліджень, так і підготовки даних з геологічної структури ресурсів, умов проведення геологорозвідувальних робіт і розробки родовищ у межах конкретних площ і зон [106]. Враховуючи важливість і перманентний характер досліджень з кількісної та економічної оцінки ресурсів ВВ, слід вести роботу з утворення інформаційно-аналітичної бази геолого-економічної оцінки нафтових та газових ресурсів, що відображає геологічні, гірничо-технічні та економічні обставини освоєння надр. Ці матеріали необхідні для

геолого-економічної оцінки сировинної бази видобувної промисловості, що періодично здійснюється, з урахуванням впливу факторів ринкової економіки.

Сучасний характер управління надровикористанням, введення до практики оформлення ліцензій на право пошуків, розвідки та розробки родовищ потребує укрупнення масштабу геолого-економічного районування нафтогазоносною провінції (області): нафтогазогеологічного районування, детальності підрахунку прогнозних ресурсів ВВ, збільшення числа промислово нафтогазоносних і перспективних районів, виділення в їх межах окремих зон - все це на основі карт масштабу 1:200000.

Одним з підсумкових результатів геолого-економічних досліджень повинні бути карти цінності нафтогазоносних надр за питомим доходом від освоєння ресурсів. Такий прогнозований доход на одиницю перспективної площі дозволить обґрунтованіше судити про рентабельність освоєння тих чи інших ділянок надр, сприяти визначенню найефективніших напрямків досліджень у регіоні.

На основі розгляду питань геологічного й організаційно-методичного характеру, пов'язаних із виявленням резервів і шляхів підвищення ефективності подальшого ведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ, можна зробити наступні висновки.

Оскільки ефективність ГРР визначається багато в чому природним фактором, припускаючи під цим, насамперед, насиченість надр вуглеводнями, основний вплив на результативність досліджень має вибір найперспективніших напрямків пошукових робіт. Зроблене автором ранжирування пріоритетності нафтогазоносних і перспективних районів на основі результатів геолого-економічної оцінки ресурсів ВВ за питомими витратами на підготовку запасів підтверджує обґрунтованість основних напрямків досліджень у регіоні на тривалу перспективу, запропонованих широким колом геологів.

Крім загальних напрямків ГРР, окремо виділяється напрямок пошуках найбільше значних родовищ, виявлення яких обумовлює значний ріст видобутку нафти і газу. У зв'язку з високим ступенем вичерпання вуглеводневого потенціалу

верхніх горизонтів осадового чохла западини, найбільші можливості виявлення значних і середніх родовищ представляються на великих глибинах у центральній приосьовій і прибортових зонах грабену. На реалізацію цього напрямку, на нашу думку, повинно бути залучено не менше 50 % виконуваного в регіоні обсягу глибокого буріння.

Збільшення в міру вивченості регіону числа дрібних родовищ, розмаїтості пасток, серед яких зростає частка пасток неантиклінального типу, ускладнення з глибиною гірничо-геологічних умов приводять до того, що ГРР повинні вирішувати геологічні задачі зростаючої складності. З метою підвищення ефективності робіт основні зусилля повинні бути спрямовані на як можна ощадливішу витрату обсягів дорогого глибокого буріння. Пошукове буріння повинно застосовуватися тільки для опощування перспективних кондиційно підготовлених площ, а об'єктами параметричного буріння у вивчених районах із розвиненим нафтогазовидобутком повинні бути нижні перспективні частини розрізу, а також зони літологічного і стратиграфічного виклинювання. Для скорочення витрат і підвищення економічної ефективності дослідження родовищ необхідно максимально можливе суміщення розвідки й експлуатації. Цей підхід пропонує використання продуктивних пошукових свердловин як експлуатаційних і дорозвідку виявлених промислових скупчень ВВ експлуатаційними свердловинами. Необхідно також прагнути до припустимої заміни бурових робіт геофізичними при визначенні контурів покладів.

Підвищенню ефективності відтворення запасів ВВ сприяють і рекомендації організаційно-методичного характеру. Серед них найбільшої уваги заслуговує висловлена рядом авторів концепція ресурсного забезпечення нафтогазовидобувної промисловості за рахунок освоєння зон територіальної концентрації малорозмірних родовищ. Нам представляється, що запропонований комплексний метод опощування і розвідки груп малорозмірних територіально зближених об'єктів згодом буде набувати все більшого значення, оскільки і далі число відкриттів дріб-

них родовищ повинно неухильно зростати, а зі збільшенням глибини досліджень збільшуватися і кількість структур-пасток, що доводяться на одиницю площі.

Важливим резервом підвищення ефективності всього комплексу досліджень з освоєння ресурсів є геолого-економічна оцінка різномасштабних нафтогазоносних об'єктів пошуково-розвідувальних робіт. Результати такої оцінки повинні бути основою рекомендацій для державних органів з використання надр у відношенні вибору напрямків геологорозвідувальних робіт, при розробці програм відтворення мінерально-сировинної бази, а також при оформленні ліцензій на право пошуків, розвідки і розробки родовищ. У результаті геолого-економічної оцінки прогнозних і перспективних ресурсів нафти і газу в ДДЗ визначена їх рентабельна частина для освоєння, що склала для ресурсів нафти 42%, для газу - 83 %. Обов'язкова попередня геолого-економічна оцінка ресурсів перспективних локальних об'єктів дозволяє намітити черговість їх введення до пошукового буріння і скласти уявлення про рентабельність освоєння прогнозованих родовищ. Найважливішою задачею подальших досліджень з цієї проблеми є складання карт цінності нафтогазоносних надр за питомим доходом на одиницю площі від освоєння ресурсів.

## ВИСНОВКИ

1. ДДЗ є основною нафтогазоносною областю України, що забезпечує в даний час 82 % видобутку рідких і 88 % газоподібних вуглеводнів. За тривалістю періоду освоєння тут початкових потенційних ресурсів вуглеводнів (більше 50 років) і ступеня їх використання (56,8 %) западина відноситься до старих нафтогазовидобувних районів. Вуглеводневий потенціал верхніх горизонтів осадового чохла до глибини 3000 м практично вичерпаний, в інтервалі глибин 3000-5000 м реалізований на 62,2 %, а на глибинах від 5000 до 7000 м лише на 13,7 %. Сучасний стан ресурсної бази дозволяє вважати її цілком достатньою для відтворення запасів нафти і газу на тривалу перспективу, однак геологорозвідувальні роботи повинні будуть вирішувати все складніші задачі. В зв'язку з цим виникає необхідність розгляду просторових особливостей розміщення промислових скупчень ВВ різного фазового стану і величини запасів за окремими нафтогазоносними районами і комплексами западини, виконати аналіз проведених у ній пошуково-розвідувальних робіт і розробити шляхи підвищення їх ефективності. Результати цих досліджень дозволяють прояснити характер нафтогазоносності ще невивчених або слабо вивчених товщ порід, а виявлені тенденції в динаміці геологорозвідувального процесу сприяють вишукуванню резервів підвищення його результативності.

2. З'ясування характеру нафтогазоносності ДДЗ у зв'язку з аналізом ефективності проведених тут пошуково-розвідувальних робіт і необхідністю розробки рекомендацій з підвищення їх результативності базувалося на вивченні площових і вертикальних особливостей розміщення 790 промислових скупчень ВВ різного складу і величини запасів. Дослідження такої детальності проведені в западині вперше. Скупчення нафти і газу, що розглядалися, містяться в семи стратиграфічних комплексах - від мезозойського до протерозойського і зосереджені в 191 родовищі, що знаходяться в різних за своєю геологічною будовою і насиченістю надр вуглеводнями десятиох районах западини. Встановлені особливості в розпо-



ділі покладів приводять до висновку, що зменшення вверх за розрізом осадового чохла ДДЗ кількості родовищ в окремих стратиграфічних комплексах і та обставина, що в більшості випадків продуктивні по верхніх горизонтах структури містять скупчення ВВ і в більше глибоко залягаючих відкладах, можуть бути свідченнями широкого прояву в регіоні вертикальної міграції флюїдів. Зіставлення даних про глибинний розподіл скупчень ВВ за окремими стратиграфічними комплексами і нафтогазоносними районами дозволяє зробити висновок, що їх склад і фазовий стан менше залежать від віку вміщуючих відкладів, а більше від перебування в тій чи іншій частинах регіону. Зміни в характері нафтогазоносності в западині - зміни в співвідношенні скупчень ВВ різного фазового стану - відбуваються більше за площею, ніж за розрізом, тому що в районах чистого нафто- або газонакопичення характер нафтогазоносності залишається незмінним по всьому розкритому бурінням розрізу. У зонах змішаного нафтогазонакопичення, в яких однак розвідані запаси газу превалюють над запасами нафти, на великих глибинах відзначається збільшення частки газових покладів у загальній масі виявлених тут газоподібних і рідких скупчень ВВ. При цьому варто враховувати, що ступінь розвіданості бурінням осадових утворень на глибинах понад 5000-5500 м у 10 і більше разів менше, ніж товщ порід, що залягають вище. Судячи з досить близькою збіжністю геологічних і температурних умов перебування в розрізі осадового чохла в різних частинах ДДЗ промислових скупчень ВВ, на розходженнях у їх складі і фазовому стані позначилася просторова диференціація в розміщенні зон переважного нафто- або газонакопичення. Природу такого різноманітного характеру нафтогазонакопичення у вивченій частині розрізу варто, мабуть, пов'язувати не тільки з процесами, що відбуваються в осадовому чохлі, але і в більше глибоких верствах літосфери.

3. Судячи зі співвідношення розвіданих запасів нафти і газу, ДДЗ на більшій частині своєї території і в глибокозанурених горизонтах представляється областю переважного газонакопичення. У Дніпровсько-Донецькому грабені у нижній зоні поширення нафтових та нафтогазоконденсатних покладів пластові темпе-

ратури досягають 140°C, а ступінь вуглефікації органічної речовини відповідає вугіллю марок Г та Ж. Припускається, що у центральній приосьовій та північній крайовій зонах грабену на глибині 7000 м температура буде становити 170-200°C, а ступінь вуглефікації похованої органіки відповідати в основному вугіллю марок Ж та К, тобто зоні сингенетичної нафтоносності згідно сучасним уявленням про головну зону нафтоутворення. Не можна також виключати і можливості надходження глибинних ВВ, як це передбачається все більшим числом дослідників. Варто також враховувати дані про відкриття покладів нафти в жорсткій термобаричній обстановці, в тому числі й у розрізі палеозою древніх платформ у ряді басейнів світу. У ДДЗ заслуговує особливої уваги встановлення в південно-східній частині покладів нафти в приштокових зонах соляних діапирів (Новоукраїнське і Червоноярське родовища), нафтопрояви у відкладах нижнього і середнього карбону на Шебелинському родовищі, у зоні тектонічної брекчії на Петровському куполі й ін. Останні приклади можна розглядати як свідчення приходу нафти з нижніх горизонтів, де можливо існування і її промислових скупчень. У зв'язку з чим доцільно переглянути уявлення про вміст і поширення ресурсів нафти на глибинах понад 5000 м. Нинішня їхня оцінка в інтервалі глибин від 5000 до 7000 м, що складає лише 1,4 % від загальних ресурсів ВВ на цих глибинах, уявляється заниженою.

4. Виконаний аналіз ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у ДДЗ ґрунтується на порівнянні витрачених їх обсягів і досягнутих результатів. Вперше розглянута динаміка ефективності геологорозвідувального процесу за період 1946-1998 рр. За цей час пробурено близько 3700 свердловин, загальним метражем 14 млн.м, опішковано близько 600 площ і відкрито понад 190 родовищ. Загальний приріст запасів ВВ становить 2708 млн.т, а питомий приріст - 193 т/м. Результати аналізу свідчать, що головний вплив на динаміку показників ефективності має насиченість осадового чохла вуглеводнями. Вплив інших факторів, пов'язаних із виробничою діяльністю не може повною мірою компенсувати наслідків зростання ступеня використання потенційних ресурсів ВВ. Зі зменшен-

ням у часі вуглеводневого потенціалу надр відбувається зниження розмірів запасів родовищ, що відкриваються, у розвідку залучається все більша кількість неантиклінальних пасток. На подальшу перспективу частка покладів у пастках неструктурного типу може зрости до 50 % від загального числа всіх прогнозних покладів. У порівнянні з п'ятдесятима роками до початку дев'яностих років розвіданість Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області бурінням зросла в 14 разів, а середній розмір запасів, відкритих в окремі періоди родовищ, зменшився в 13 разів, питомий приріст запасів нафти і газу - у 6,5 рази. Динаміка показників пошуково-розвідувальних робіт у западині відповідає типовій кривій зміни ефективності в старих нафтогазовидобувних районах інших країн. У регіонах, де переважна частина значних скупчень ВВ уже відкрита, подальше нарощування запасів забезпечується пошуками і розвідкою в основному дрібних родовищ. Крім цього, на показниках ефективності позначається ускладнення геологічних умов проведення робіт на все більших глибинах.

5. За окремими районами ДДЗ спостерігається взаємозв'язок середніх розмірів родовищ нафти і газу і щільності запасів ВВ: у міру збільшення щільності запасів зростає і середній розмір родовищ. Оскільки в тому чи іншому районі щільність запасів визначається їх кількістю у виявлених тут родовищах, порайонне порівняння цих параметрів приводить до висновку, що на питому щільність запасів ВВ мають більший вплив окремі значні і найкрупніші їхні скупчення, ніж загальна кількість родовищ, що знаходяться в районі. У загальному випадку можна констатувати, що ступінь насиченості вуглеводнями надр тих чи інших районів западини визначає кількість, що зустрічаються в них родовищ, а наявність структур-пасток із винятково сприятливими умовами для акумуляції нафти і газу обумовлює формування найкрупніших і гігантських родовищ. Показники ефективності пошуково-розвідувальних робіт на таких родовищах у десятки разів перевищують такі на дрібних.

6. Переважна кількість родовищ у регіоні була відкрита першою пошуковою свердловиною. Наявні винятки пояснюються закладенням перших свердловин у

несприятливих структурних умовах через недостатню підготовку піднять геолого-геофізичними роботами. Чим більше площі покладів, тим менше позначається на успішності пошуків розбіжність структурних планів різновікових горизонтів. Найповніше з'ясування на першій стадії дослідження структур вертикального діапазону промислової нафтогазоносності сприяє визначенню оптимальних поверхів розвідки родовищ.

7. Ефективність виявлення промислових скупчень ВВ зростає із збільшенням віку продуктивних комплексів - від юрського до нижньокам'яновугільного. Саме з розвідкою регіонально нафтогазоносних відкладів нижнього карбону пов'язуються основні перспективи надолуження запасів. Складена автором карта результатів і ефективності геологорозвідувальних робіт у ДДЗ може бути використана при плануванні подальших досліджень.

8. Значним резервом для відтворення запасів ВВ є великі глибини. Ступінь використання початкових потенційних ресурсів нафти і газу в інтервалі глибин 5000-7000 м не перевищує 14 %, тим часом як нереалізована їх частина становить половину всіх ресурсів регіону, що залишилися. Значення великих глибин зросло в міру розвіданості верхніх горизонтів осадового чохла. У загальному прирості запасів за періоди 1986-1990 і 1991-1995 років частка приросту запасів із глибин понад 5000 м становила 30 і 42 %. Важливим підсумком пошуково-розвідувальних робіт на великих глибинах варто вважати підтвердження на значній частині території ДДЗ промислової нафтогазоносності відкладів нижнього карбону. У осадових утвореннях цього регіонально нафтогазоносного комплексу скупчення ВВ на глибинах більше 5000 м виявлені в центральній і прибортових частинах западини на 36 родовищах. За результативністю відкриття родовищ на великих глибинах ДДЗ відноситься до вельми перспективних регіонів. Значення коефіцієнта промислових відкриттів для глибин більше 5000 м не набагато (приблизно на 10 %) відрізняється від його значення, виведеного для всього розрізу, що досліджувався. Близька й успішність буріння за числом продуктивних свердловин для різних інтервалів глибин. Характерно, що з загального числа ро-

довищ із скупченнями ВВ на глибинах більше 5000 м 19 родовищ (53 %) містять поклади й в горизонтах, що залягають вище. Однак у зв'язку з досить високою розвіданістю верхньої частини осадового комплексу навряд чи варто очікувати надалі незмінним співвідношення між цими групами родовищ. На сьогоднішній день в основних нафтогазоносних районах западини, де знаходиться переважна частина родовищ із покладами на великих глибинах, питомий приріст запасів по свердловинах глибиною понад 5000 м - з урахуванням приросту ними запасів і з горизонтів, що залягають вище - порівняний і навіть перевищує розміри загального питомого приросту в цих районах. Із зростанням глибини досліджень значення основних показників геолого-економічної ефективності пошуково-розвідувальних робіт - питомий приріст запасів ВВ і вартість підготовки одиниці запасів - змінюються не в однаковій мірі, що обумовлено більшим темпом зростання з глибиною грошових витрат на проводку свердловин, ніж обсягів буріння. Саме вартість підготовки одиниці запасів є основним критерієм при розгляді і плануванні ефективності геологорозвідувальних робіт на великих глибинах.

9. Основний вплив на результативність досліджень має вибір найперспективніших напрямків пошукових робіт. Зроблене автором ранжирування пріоритетності нафтогазоносних і перспективних районів на основі результатів геолого-економічної оцінки ресурсів ВВ за питомими витратами на підготовку запасів підтверджує обґрунтованість основних напрямків досліджень у регіоні, серед яких найперспективнішим є розвідка продуктивних комплексів нижнього карбону.

Крім загальних напрямків геологорозвідувальних робіт окремо виділяється напрямок по пошуках найкрупніших родовищ, виявлення яких обумовлює значний ріст видобутку нафти і газу. В зв'язку з високим ступенем вичерпання вуглеводневого потенціалу верхніх горизонтів осадового чохла западини, найбільші можливості виявлення значних і середніх родовищ є на великих глибинах у центральній приосьовій і прибортових зонах грабену. На реалізацію цього напрямку, на нашу думку, повинно бути заборговано не менше 50 % виконуваного в регіоні обсягу глибокого буріння.

10. З метою підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт основні зусилля повинні бути спрямовані на як можна ощадливішу витрату обсягів дорогого глибокого буріння. Пошукове буріння повинно застосовуватися тільки для опощування перспективних кондиційно підготовлених площ, а об'єктами параметричного буріння у вивчених районах із розвиненим нафтогазовидобутком повинні бути нижні перспективні частини розрізу, а також зони літологічного і стратиграфічного виклинювання. Для скорочення витрат і підвищення економічної ефективності дослідження родовищ необхідно максимально можливе поєднання стадій розвідки й експлуатації родовищ. Цей підхід пропонує використання продуктивних пошукових свердловин як експлуатаційних і дорозвідку виявлених промислових скупчень ВВ експлуатаційними свердловинами. Необхідно також прагнути до припустимої заміни бурових робіт геофізичними при визначенні контурів покладів.

11. Важливим резервом підвищення ефективності всього комплексу досліджень з освоєння ресурсів є геолого-економічна оцінка різномасштабних нафтогазоносних об'єктів пошуково-розвідувальних робіт. Результати такої оцінки повинні бути основою рекомендацій для державних органів з використання надр у відношенні вибору напрямків геологорозвідувальних робіт, при розробці програм відтворення мінерально-сировинної бази, а також при оформленні ліцензій на право пошуків, розвідки і розробки родовищ. У результаті геолого-економічної оцінки прогнозних і перспективних ресурсів нафти і газу в ДДЗ, у якій приймав участь автор, визначена рентабельна частина ресурсів для освоєння, що склала для нафти 42 %, а для газу - 83 %. Обов'язкова попередня геолого-економічна оцінка ресурсів перспективних локальних об'єктів дозволяє намітити черговість їх введення до пошукового буріння і скласти уявлення про рентабельність освоєння прогнозованих родовищ. Як показали наші дослідження, рентабельність освоєння газових родовищ значно вище, ніж нафтових. На останніх вона в основному залежить від дебітів свердловин і глибини знаходження розроблювальних покладів. У порівнянні з газовими родовищами освоєння газоконденсатних об'єктів характе-

ризується більшою ефективністю. Встановлюється збільшення рентабельності освоєння прогнозних газових і газоконденсатних родовищ із зменшенням глибини знаходження ресурсів. Так, середнє значення рентабельності освоєння ресурсів газу з урахуванням фактора часу на об'єктах із ресурсами на глибинах до 3000 м у 2-2,5 рази вище, ніж на площах, де об'єкти розробки знаходяться на глибинах від 4000 до 6000 м і більше. У меншій мірі знаходиться залежність рентабельності освоєння газових і газоконденсатних родовищ від величини ресурсів. Спостерігається і підвищення рентабельності освоєння газових родовищ від величини початкового дебіту експлуатаційних свердловин. Виконана до теперішнього часу під керівництвом здобувача геолого-економічна оцінка фонду виявлених і підготовлених до пошукового буріння структур у ДДЗ дозволяє зробити висновок, що більша частина їх є малоприваблива для інвестора, а програма "Нафта і газ України до 2010 року" не забезпечена належним фондом перспективних об'єктів, опощування яких могло б привести до відкриття значних за запасами родовищ. У зв'язку з цим вже зараз необхідно різке збільшення асигнувань на проведення ГРР.

Найважливішою задачею подальших досліджень з проблеми геолого-економічної оцінки ресурсної бази видобувної промисловості повинно бути складання карт цінності нафтогазоносних надр за питомим доходом на одиницю площі від освоєння ресурсів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Манюта М.Г. Гипсометрия поверхности кристаллического фундамента // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - К.: Мингео УССР, 1984. - С. 18.
2. Завьялов В.М. К вопросу о принципах классификации залежей нефти и газа // Материалы по геологии и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - М.: Недра, 1964. - С. 244-253.
3. Брод И.О. Залежи нефти и газа. - М.: Гостоптехиздат, 1951. - 351 с.
4. Билык О.Д., Витенко В.А., Иванюта М.М., Яцеленко В.С. Залежи нефти и газа // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С. 53-96.
5. Кітик В.І. До питання про класифікацію покладів нафти і газу// Геол. журн. - 1958. - Т.ХVІІІ. Вип. 5.
6. Воробьев Б.С. О новом типе нефтяных и газовых залежей и некоторых вопросах их классификации // Геол. нефти и газа. - 1962. - №10. - С. 17-23.
7. Палий А.М., Арсирий Ю.А., Завьялов В.М. Районирование нефтегазоносных территорий Украинской ССР // Геол. журн. -1974. - №4. - С. 122-126.
8. Воробьев Б.С. Стратиграфические уровни нефтегазонакопления в ДДВ // Нефтяная и газ. пром. - 1961. - №2. - С. 3-6.
9. Завьялов В.М. Условия аккумуляции нефти и газа и закономерности размещения их в Днепровско-Донецкой впадине. - М.: Недра, 1973. - 120 с.
10. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. - Львів, 1998. - Т.1. - 497 с.
11. Зоны нефтегазонакопления Днепровско-Донецкой впадины / Билык О.Д., Витенко В.А., Кельбас Б.И., Поляк Р.Я., Швай Л.П. - М.: Недра, 1977. - 120 с.



12. Кучма Л.М. Територіальний і вертикальний характер розподілу покладів нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині: Зб. наук. пр. ІФДТУНГ - Івано-Франківськ, 1999.- Випуск 36. - Том 1. - С. 168-171.

13. Завьялов В.М., Кабышев Б.П., Лукин А.Е., Новосилецкий Р.М. Нефтегазоносные комплексы // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С. 30-52.

14. Кучма Л.М. Особенности распределения скоплений углеводородов по стратиграфическим комплексам и глубинам в ДДВ : Зб. наук. пр. - Полтава : УНГА, 1998. - Т. 1. - С. 200-201.

15. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В. и др. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. Моск. ун-та, сер. геол. - 1969. - №6. - С. 3-20.

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

17. Соколов В.А. Процессы образования и миграции нефти и газа. - М.: Недра, 1965. - 276 с.

18. Кучма Л.М. Особливості вертикального розміщення скупчень нафти і газу в ДДЗ // Мінеральні ресурси України. - 1998. - №3. - С. 14-16.

19. Баранов И.Г., Пархомовский О.А., Швай Л.П. Некоторые закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений в Днепровско-Донецкой впадине // Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. - М.: Недра. - 1963. - С. 10-25.

20. Балуховский Н.Ф. Геологическое строение и нефтегазоносность окраин Донецкого бассейна // Труды науч.-произв. совещ. по проблеме нефтегазоносности Украины. -К.: Изд-во АН УССР. - 1959. - С. 119-140.

21. Косенко Б.М., Левенштейн Ю.Л., Буцик Ю.В., Яновская Г.Б. О тяжелых углеводородах в угольных газах юго-западной части Донбасса в связи с генезисом Шебелинского месторождения // Геол. нефти и газа. - 1965. - №3. - С. 19-23.

22. Витенко В.А., Новосилецкий Р.М. О времени формирования нефтяных и газовых месторождений Днепровско-Донецкой впадины // Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины. - М.: Гостоптехиздат. - 1963. - С. 389-397.

23. Новосилецкий Р.М. Геогидродинамические и геохимические условия формирования залежей нефти и газа Украины. - М.: Недра, 1975. - 227 с.

24. Максимов С.П. К вопросу формирования залежей нефти каменноугольных и девонских отложений Самарской Луки // Нефтяное хозяйство. - 1954. - № 10.

25. Ткачишин С.В. Прогнозирование условий формирования залежей углеводородов в ДДВ // Геол. журн. - 1982. - №5. - С. 130-131.

26. Ткачишин С.В. Условия формирования и закономерности размещения ловушек углеводородов (на примере Днепровско-Донецкой впадины) : Автореф. дис. на соиск. уч. степ. докт. геол.-минер. наук : 04.00.17. / ВНИГНИ. - М., 1987. - 53 с.

27. Ступаков В.П. Тектоника и газоносность палеозойских отложений окраин Донецкого бассейна : Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. наук / Всесоюз. науч.- исслед. ин-т природ. газов. - М., 1970. - 20 с.

28. Стерлин Б.П., Тхоржевский С.А. О времени образования залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине и на окраинах Донбасса // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. - М.: Недра, 1964. - С. 120-134.

29. Шпак П.Ф., Арсирый Ю.А., Билык А.А. и др. Закономерности размещения, перспективы и направления поисков крупных и средних нефтяных и газовых месторождений в Днепровско-Донецкой впадине // Геол. журн. -1982. - №1. - С. 1-12.

30. Кабышев Б.П., Шпак П.Ф. Закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С. 160-169.

31. Шпак П.Ф. Особенности размещения залежей углеводородов в зависимости от их фазового состояния в осадочных бассейнах древних платформ // Геол. журн. - 1986. - №6. - С. 88-97.

32. Романович И.С. Исследование закономерностей пространственного размещения залежей нефти и газа в Припятско-Днепровско-Донецкой провинции с целью изучения условий их формирования и разработки новых перспективных направлений поисков : Автореф. дис. на соиск. уч. степ. докт. геол.-минер. наук : 04.00.17 / МИНХ и ГП. - М., 1978. - 39 с.

33. Балуховский Н.Ф. Методика региональных исследований нефтегазоносных провинций. - К.: Наукова думка, 1967. - 156 с.

34. Старинский В.А. Особенности размещения месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. - К.: Наукова думка. - 1975. - С. 209-213.

35. Лукин А.Е., Старинский В.А. Карты изореспленд и палеотемператур нефтегазоносных комплексов // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - К.: Мингео УССР, 1984. - С. 136-137.

36. Высоцкий И.В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. - М.: Недра, 1971. - 390 с.

37. Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. - М.: Недра, 1972. - 276 с.

38. Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Евдошук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. и др. - К.: Наукова думка, 1998. - 207 с.

39. Золотов А.Н., Лоджевская М.И., Симаков С.Н. и др. Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов по данным сверхглубокого бурения последних лет // Месторождения нефти и газа. - М.: Наука. - 1984. - С. 127-135.

40. Шнюков Е.Ф., Краюшкин В.А. О природе нефти (к 100-летию со дня рождения академика АН УССР В.Б.Порфирьева) // Геол. журн. - 1999. - №1. - С. 109-119.
41. Сорохтин О.Г., Ушаков С.А., Федынский В.В. Динамика литосферных плит и происхождение месторождений нефти // Докл. АН СССР. - 1974. - № 6.
42. Соколов Б.А. // Вестн. Моск. ун-та. Геология. - 1985. - №4. - С.
43. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. - 1999. - №1. - С. 30-42.
44. Лукін О.Ю., Курилюк Л.В. До питань про генерації нафтидів і фази нафтогазонагромадження в басейнах України // Мінеральні ресурси України. - 1997. - №3. - С. 18-21.
45. Завьялов В.М. Особенности площадного размещения месторождений нефти и газа // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - К.: Мингео УССР, 1984. - С. 166.
46. Доленко Г.Н. К проблеме происхождения нефти и газа и формирования их промышленных месторождений // Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. - К.: Наукова думка. - 1975. - С. 40-51.
47. Чекалюк Э.Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. -К.: Наукова думка, 1971. - 256 с.
48. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. - Л.: Недра, 1974. - 68 с.
49. Розанов Л.Н. Возможный механизм формирования зон нефтегазонакопления // Тектонические факторы размещения зон нефтегазонакопления. - Л.: ВНИГРИ, 1979. - С. 149-155.
50. Волков Н.Г. Неотектонический этап развития // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - К.: Мингео УССР, 1984. - С. 178.

51. Гавриш В.К. Глубинные структуры и методика их изучения. - К.: Наукова думка, 1969. - 269 с.

52. Скляревский В.А. Методика и результаты изучения кайнозойского структурного этажа центральной части Доно-Днепровского прогиба с целью прогнозирования палеозойских структур : Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. геол.-минер. наук / ИГН АН УССР. - К., 1976. - 19 с.

53. Волков В.Г., Соколовский И.Л. Основные проблемы геоморфологии левобережья Среднего Днепра. - К.: Наукова думка. -1976. - 136 с.

54. Проходский С.И., Черванев И.Г. Некоторые структурно-геоморфологические проявления Шебелинского поднятия // Изв. Харьковского отдела геогр. общ. СССР. - Харьков : ХГУ. - 1963. - С. 28-32.

55. Завьялов В.М., Кучма Л.М., Мельничук Т.В. Об использовании геоморфологических исследований при поисково-разведочных работах на нефть и газ в ДДВ // Материалы межгосударственной науч. конф. "Актуальные вопросы нефтяной палеогеоморфологии". - Чернигов: Госгеолком Украины. - 1994. - С. 29-31.

56. Новосилецкий Р.М., Полутранко А.Ю. Карта геотермической ступени и карты температур на срезях -3500 м и -5000 м // Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины. - Киев : Мингео УССР, 1984. - С. 128-129.

57. Завьялов В.М. О вертикальной зональности распределения в земной коре скоплений углеводородов различного состава и фазового состояния // Геол. журн. - 1997. - №1-2. - С. 16-21.

58. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // Геология нефти и газа. - 1998. - № 6. - С. 2-12.

59. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов // Журнал Всесоюзного химического общества. - 1986. - Т. XXXI. - Вып. 5. - С. 540-547.

60. Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли // Журнал Всесоюзного химического общества. - 1986. - Т. XXXI. - Вып.5. - С. 533-540.

61. Валяев Б.М. Угледородная дегазация Земли : масштабы и роль в нефтегазонакоплении // Геол. нефти и газа. - 1994. - №9. - С. 38-42.

62. Кучма Л.М. Об особенностях размещения нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине в связи с проблемой освоения больших глубин // Материалы 16-ой науч.-техн. конф. мол. ученых и спец. УкрНИГРИ. - Львов. - 1990.-2 с. - Рус. - Деп. в ВИЭМС 09.04.90, № 869 - мг 90 // Анот. в Реф. журнале, № 7, 1990.

63. Завьялов В.М., Кучма Л.М., Мельничук Т.В. Прогноз нефтегазоносности больших глубин Днепровско-Донецкой впадины // Критерии и методы прогнозирования нефтегазоносности больших глубин. - Ленинград.: ВНИГРИ. - 1990. - С. 156-162.

64. Джамалова Х.В., Иванов Г.П., Колоскова К.Д. и др. Вторичные газо- и битумопроявления в Донбассе // Вопросы развития газовой промышленности Украинской ССР. - М.: Недра. - 1964. - С. 154-160.

65. Забигаило В.Е., Широков А.З. Проблемы геологии газов угольных месторождений. - К.: Наукова думка, 1972. - 172 с.

66. Белоконь В.Г., Элинсон М.М. Распределение газа в толще угленосных отложений Алмазного района Донецкого бассейна // Изв. вузов. Геол. и разведка. - 1965. - №12. - С. 64-70.

67. Токарева Э.Г. Геологические условия распределения природных газов в угленосной толще Красноармейского района Донбасса // Изв. вузов. Геол. и разведка. - 1965. - №11. -С. 80-84.

68. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И. Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. - М.: Недра, 1984. - 287 с.

69. Шатский Н.С. К вопросу о происхождении ромесных гипсов и пород Исачковского холма на Украине // Бюл. МОИП, отдел геол. - 1931. - № 3 - 4. - С. 336 - 349.

70. Нафтові та газові родовища України / В.О.Вітенко, Р.М.Новосілецький і ін. - Київ : Держтехвидав УРСР, 1961. - 215 с.

71. Бланк М.И., Павленко П.Т., Палец Л.С. и др. О некоторых закономерностях размещения залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Геол. нефти и газа. - 1964. - №4. - С. 9-14.

72. Баранов И.Г. Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность. - М.: Недра, 1965. - 234 с.

73. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ в Украинской ССР / В.М.Завьялов, В.Н.Крамаренко, А.М.Палий, О.А.Пархомовский. - М.: Недра, 1966. - 248 с.

74. Совершенствование методических основ планирования геологоразведочных работ на нефть и газ / Афанасьев Ю.Г., Еременко Н.А., Крылов Н.А. и др. - М.: ВНИИОЭНГ, 1982. - 49 с.

75. Завьялов В.М., Кучма Л.М., Мельничук Т.В. Об изменении эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в ДДВ // Нефт. и газ. промышленность. - 1988. - № 1. - С. 9 - 12.

76. Кучма Л.М. Анализ динамики открытия месторождений нефти и газ в ДДВ: Сб.наук.пр. - Івано-Франківськ: УНГА. 2000. - Т.1. - С. 174-175.

77. В.М.Завьялов, Л.М.Кучма, Т.В.Мельничук. Прогноз открытия месторождений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине: Сб.науч.тр. - Львов.: УкрНИГРИ, 1990. - С. 5-9.

78. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Назаров В.И. и др. Значение и пути развития геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа СССР // Геол. нефти и газа. - 1989. - № 10. - С. 2-8.

79. Сверчков Г.П. Учет и прогноз горно-геологических характеристик для экономической оценки слабоизученных нефтегазоносных объектов // Теория и

практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов. - Санкт-Петербург : ВНИГРИ, 1995. - С. 39-46.

80. Кучма Л.М. О соотношении ловушек нефти и газа различного типа в ДДВ: 36.наук.пр. - Івано-Франківськ: УНГА. 2000. - Т.1. - С. 173-174.

81. Перродон А. История крупных открытий нефти и газа. - М.: Мир, 1994.- 255 с.

82. Мухин В.В. Поисковое бурение на нефть и газ в платформенных районах СССР. - Л.: Недра, 1964. - 184 с.

83. Методические основы прогнозирования нефтегазоносности / Буялов Н.И., Бурштейн Л.М., Винниковский С.А. и др. - М.: Недра, 1990. - 248 с.

84. Краснов О.С. Методика прогнозной оценки вероятной продуктивности ловушек и средних размеров месторождений в зоне нефтегазонакопления // Тр. СНИИГГИМС. - 1980. - № 263. - С.59-64.

85. Кучма Людмила. Взаємозв'язок насиченості надр вуглеводнями з величиною показників ефективності геологорозвідувальних робіт у ДДЗ // Геологічна наука та освіта в Україні на межі тисячоліть: стан, проблеми, перспективи. - Львів: Львівський університет. - 2000. - С. 97-98.

86. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах / Симаков С.Н., Аникиев К.А., Артамонова Т.П. и др. - Л.: Недра, 1986. - 248 с.

87. Завьялов В.М., Алешко И.Ф., Кучма Л.М., Мельничук Т.В. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ на больших глубинах в ДДВ // Геология нефти и газа. - 1987. - № 11. - С. 6-9.

88. Завьялов В.М., Кучма Л.М., Мельничук Т.В. О значении больших глубин в воспроизводстве запасов нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Нафта і газ України. Матеріали науково-практичної конференції. - Львів : УНГА. - 1995. - Том 1. - С. 24-28.

89. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перс-



пективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу: Затв. Держ. комісією України по запасах корисних копалин 10.07.98 / Київ, 1998. - 45 с.

90. Арсирій Ю.А., Кабышев Б.П., Чупрынин Д.И. и др. Прогноз размеров и числа неоткрытых залежей УВ и методика их поисков в ДДВ // Геол. нефти и газа. - 1986. - №10. - С. 42-46.

91. Прогноз месторождений нефти и газа / Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. - М.: Недра, 1981. - 350 с.

92. Шпак П.Ф., Демьянчук О.В., Курилюк Л.В. и др. Нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов осадочных пород Днепровско-Донецкой впадины. - К.: 1984. - 59 с. (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук, 84 - 13).

93. Арсирій Ю.А., Билык А.А., Гавриш В.К. и др. Перспективы и направления геологоразведочных работ // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С.177-192.

94. Крот В.В., Дворянин Е.С., Жихарев А.П. и др. Перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Днепровско-Донецкой впадине // Геол. журн. - 1994. - №4-6. - С. 7-16.

95. Євдощук М.І. Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні. - Київ : Вид.НТП "Нафтогаз-прогноз", 1998. - 164 с.

96. Гошовський С.В., Євдощук М.І., Іванюта М.М. і ін. Наукове обґрунтування нових напрямків підготовки нафтогазових ресурсів України // Мінеральні ресурси України. -2000. - №2. - С. 2-5.

97. Зав'ялов В.М., Кучма Л.М., Мельничук Т.В. Значення економічної оцінки ресурсів нафти та газу для планування розвитку сировинної бази // Мінеральні ресурси України. - 1995. - № 3-4. - С. 47-49.

98. Трухачев Ю.В. Карбонатные комплексы - первоочередные объекты внедрения новых геолого-геофизических технологий по наращиванию запасов УВ в Днепровско-Донецкой провинции : Сб.наук.пр. - Полтава: УНГА, 1998. - Т.1. - С. 116-117.

99. Орлов А.А. Аномально пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины. Львов: Изд-во Львов. ун-та, 1980. - 188 с.

100. Дзюбенко А.И., Иванова А.В., Лукин А.Е. и др. Геохимические, термобарические и гидрогеологические критерии нефтегазоносности // Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность. - К.: Наукова думка, 1989. - С. 97-159.

101. Лейбсон М.Г., Мухин В.В., Назаров В.И. Эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ. - М.: Недра, 1984. - 160 с.

102. Временные методические указания по экономической оценке ресурсов нефти и газа / В.Д.Наливкин, В.И.Назаров, Г.П.Сверчков и др. Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 1993. - 97 с.

103. Істомін О.М. Альтернативний спосіб підготовки та промислового освоєння ресурсів газу і нафти у старих нафтогазовидобувних регіонах на прикладі ДДЗ // Нафт. і газова пром-сть. - 1993. - №3. - С. 12-15.

104. Истомин А.Н., Глова Г.И. Экономическая оценка выявления и промышленного освоения зон территориальной концентрации нефтегазоконденсатных месторождений в Днепровско-Донецкой впадине : Зб. наук. пр. - Харків : УНГА, 1996. - Т.2. - С. 242-243.

105. Євдощук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ. - К.: Наукова думка, 1997. - 278 с.

106. Зав'ялов В.М., Кучма Л.М. Актуальні завдання геолого-економічної оцінки нафтогазоносних надр України // Мінеральні ресурси України. - 1999. - №1. - С. 17-18.